



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL CHIMBORAZO
FACULTAD DE INFORMÁTICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y REDES
INDUSTRIALES

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA GENERACIÓN EÓLICA EN EL SECTOR
DE TOTORILLAS-PROVINCIA DE CHIMBORAZO”**

TESIS DE GRADO

Previo la obtención del Título de

INGENIERO EN ELECTRÓNICA CONTROL Y REDES INDUSTRIALES

Presentado por:

HUGO PATRICIO HUEBLA SOCAG.

Riobamba-Ecuador

2012

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida Universitaria. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en el corazón. Sin importar en donde estén o si alguna vez lleguen a leer esta dedicatoria quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por la fuerza que me han dado en los momentos más difíciles , gracias por todas sus bendiciones.

A Dios , por acompañarme todos los días.

A mis Padres, Andrés y Rosa no me equivoco si les digo que son los mejores padres del mundo, gracias por todo el esfuerzo, apoyo y confianza que depositaron en mí. Gracias por creer mí, y ya ven que no les defraudé.

A mis hermanos Byron y Wendy, ¿Adivinen qué?, al fin voy a ser Ingeniero y sé que parece difícil de creer pero créanme los sueños se cumplen y esto es una prueba de ello, y ahora sé que es real, gracias por todo el tiempo que compartimos, estamos toda una vida juntos, y sé que vamos a seguir de la misma manera.

A toda mi familia por sus consejos y ayuda cuando los necesite.

A todos mis amigos gracias por compartir los buenos momentos de estudio y diversión en la Epoch.

Pato

Al Ing. Lorenzo Enríquez, Ing. Rigoberto Muñoz, Ing. Diego Barba, por brindarme la oportunidad de introducirme en este mundo de las energías alternativas, ustedes con los que he compartido gran parte de mi tiempo ya que no solo fueron mis tutores, sino que amigos y muy sinceros, estoy agradecido con ustedes por todas sus enseñanzas y anécdotas que compartieron conmigo, desde lo más profundo de mi ser les digo que nunca los olvidaré.

A mis docentes por sus sabios conocimientos, por confiar en mí, por tener paciencia, por apoyarme en los momentos difíciles. Agradezco haber tenido tan buenas personas como lo son ustedes.

Hugo

ABSTRACT

This research is about a “Feasibility Study for Eolic generation in Totorillas – Chimborazo Province”.

For this study the analytical method was used for the analysis and evaluation of variables as: wind velocity, wind direction, pressure, temperature, in NRG Systems meteorological station owned by the Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, installed in the Totorillas Commune to a 10 meters height from the floor; which collected all data during two years so they could be analyzed and processed.

The ecological park proposal includes the installation of 3 wind turbines of 850 KW each, which is rated at 2,55 MW, for an average speed of 7.5 m / s; the same is the average for two years at a height of 45 meters, which is the height of the selected wind turbine tower, the gross output of the park will be 2.097,144 MW h / year.

It has been concluded that implementing a wind project in the country, as said in this proposal, positive impacts derive over economic aspects, derived from the right creation point of use, the improvement of the existent infrastructures and the generation of clean and renewable energy.

It is recommended in this type of project the application of subsidies and tax exemptions by the State, enabling it to offer greater economic benefits and increase their competitiveness with other kinds of power generation centers.

RESUMEN

Estudio de factibilidad para generación eólica en el sector Totorillas-Provincia de Chimborazo.

Para el presente estudio se utilizó el método analítico para el análisis y evaluación de variables como: velocidad del viento, dirección del viento, presión, temperatura, mediante la estación meteorológica NRG Systems de propiedad de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, instalada en la comuna de Chauzán Totorillas a una altura del piso de 10 metros, la misma que tomó datos durante el lapso de dos años, para luego analizarlos y procesarlos.

La propuesta del parque eólico incluye la instalación de 3 aerogeneradores de 850 KW cada uno, lo que supone una potencia nominal de 2,55 MW , para una velocidad media de 7,5m/s, la misma que es el promedio durante los dos años a una altura de 45 metros que es la altura de la torre del aerogenerador escogido, la producción bruta del parque será de 2.097,144 MWh/año.

Concluyo que la implementación de un proyecto eólico en el país como el propuesto deriva la existencia de impactos positivos sobre aspectos socioeconómicos, derivados de la creación puntual de empleo, la mejora de infraestructuras existentes y la generación de energía renovable y no contaminante.

Recomiendo que este tipo de proyectos necesita de la aplicación de subsidios y exoneraciones fiscales por parte del Estado, que le permitan ofrecer mayores beneficios económicos y aumentar su nivel de competitividad con otros tipos de generación eléctrica.

NOMBRE	FIRMA	FECHA
Ing. Iván Menes DECANO DE LA FACULTAD DE INFORMÁTICA Y ELECTRÓNICA
Ing. Paul Romero DIR.ESC.ING.ELECTRONICA CONTROL Y REDES INDUSTRIALES
Dr. José Muñoz DIRECTOR DE TESIS
Ing. Diego Barba MIEMBRO DEL TRIBUNAL
Lcdo. Carlos Rodríguez DIRECTOR DPTO. DOCUMENTACIÓN
NOTA DE LA TESIS	

“Yo, Hugo Patricio Huebla Socag, soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en esta tesis; y el patrimonio intelectual de la Tesis de Grado pertenece a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO”

.....

Hugo Patricio Huebla Socag

INDICE DE 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

m² Metros cuadrados

m³ 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/m² Vatios por metro cuadrado

SIMBOLOGÍA

V	Velocidad del viento
B	Número de la escala de Beaufort
Z_0	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_0	Densidad del aire a nivel del mar (1.225 kg/m ³)
h	Altura sobre el nivel del mar
h_0	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_0
m	Masa de aire
m'	Flujo másico de aire (dm/dt)
E_c	Energía Cinética
P	Potencia
P_0	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

$V1$ Velocidad del viento antes de llegar a la turbina $V2$ Velocidad del viento después de pasar la turbina Po Presión Atmosférica

ρT Densidad corregida

B Presión barométrica

T Temperatura ambiente

$v10$ Velocidad del viento a 10 m de altura

$v80$ Velocidad del viento a 80 m de altura

INTRODUCCIÓN

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 Elec-Galápagos 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.

INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO
DEDICATORIA
FIRMAS DE RESPONSABILIDAD
RESPONSABILIDAD DEL AUTOR
INDICE DE ABREVIATURAS
SIMBOLOGÍA
ÍNDICE
ÍNDICE DE FIGURAS
ÍNDICE DE TABLAS
INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I: MARCOREFERENCIAL

1.1 TÍTULO DEL PROYECTO.....	22
1.2 ANTECEDENTES.....	22
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	24
1.4 OBJETIVOS.....	25
1.4.1 Objetivo General	25
1.4.2 Objetivos Específicos.....	25
1.5 HIPÓTESIS.....	26

CAPÍTULO II: ENERGÍA EÓLICA Y EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Energía Eólica.....	27
2.2 Cómo se produce y obtiene.....	28
2.3 Historia.....	29
2.3.1 Los primeros molinos.....	30

2.3.2 Molinos de bombeo.....	31
2.3.3 Turbinas modernas.....	32
2.4 Energía eólica en el mundo.....	33
2.4.1 Los mejores 20 mercados del 2010.....	35
2.4.2 Distribución continental.....	37
2.5 Energía eólica en el Ecuador.	39
2.5.1 Situación actual.....	39
2.6 Marco Regulatorio.....	40
2.7 Barreras a la energía eólica.....	41
2.7.1 Barreras Tecnológicas.....	41
2.7.2 Otras barreras.....	42
 CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR	
3.1 Turbinas eólicas.....	43
3.2 Energía del viento en las turbinas eólicas.....	45
3.3 Generadores.....	51
3.3.1 Principios de un generador.....	51
3.3.2 Operación de un generador síncrono.....	51
3.3.2.1 Operación de un motor síncrono.....	52
3.3.3 Cambio de la velocidad del giro del generador.....	53
3.3.4 Generador asíncrono o de inducción.....	54

3.4 Caja de engranajes.....	59
3.5 Controlador electrónico.....	60
3.6 La Torre.....	62
3.6.1 Consideraciones aerodinámicas.....	67
3.7 Energía extraíble de un aerogenerador.....	68
3.7.1 Descripción de las variaciones del viento.....	68
3.7.2 Ley de Betz.....	72
3.7.2.1 Demostración de la ley de Betz.....	72
3.8 Curva de potencia de un aerogenerador.....	75
3.8.1 Coeficiente de potencia.....	76
3.9 Funcionamiento de un generador eólico.....	78
3.9.1 Diseño de aerogeneradores.....	78
3.9.2 Aerogeneradores de eje horizontal.....	79
3.9.3 Aerogeneradores de eje vertical.....	79
3.9.4 Generador con rotor a barlovento.....	81
3.9.5 Generador con rotor a sotavento.....	81
3.9.6 Concepto del generador bipala y monopala.....	83
3.9.7 Optimización de aerogeneradores.....	84
3.9.8 Como aumentar la potencia producida.....	85

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS FÍSICOS Y METEREOLÓGICOS DE LA ZONA.

4.1 Ubicación Geográfica del área en estudio	87
4.2 Temperatura ambiente y densidad del aire	91
4.3 Velocidad del viento.....	96
4.4 Determinación del viento y longitud de rugosidad del terreno.....	98
4.5 La densidad de la potencia del viento.....	99
4.6. Ley de distribución de weibull de la velocidad del viento	101
4.7. Método para la determinación de los parámetros de weibull.....	101
4.8. Variación de la velocidad del viento con la altura.....	103
4.9 Cálculo de la variación del potencial eólico disponible	106
4.10. Energía anual disponible.	107
4.11. Determinación de la Rosa de los Vientos para el área en estudio.	109
4.12. Evaluación del potencial eólico	114

CAPÍTULO V: SELECCIÓN UN MODELO DE TURBINA EÓLICA Y DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

5.1. Selección de la turbina eólica.....	119
5.1.1. Análisis de la Capacidad de Generación Eléctrica a Instalar.....	120
5.1.1.1 Número y capacidad de turbinas de acuerdo al espacio físico disponible.	120

5.1.2. Estudio de mercado y selección de Turbinas Eólicas.	120
5.2 Modelización.....	129
5.2.1 El modelo WASP.....	129
5.2.1.1 Datos utilizados por el modelo WASP.....	130
5.2.1.1.1 Datos meteorológicos.....	130
5.2.1.1.2 Datos topográficos y de rugosidad.....	130
5.2.1.1.3 Aerogenerador y curva de potencia.	130
5.2.1.1.4 Malla de cálculo.....	130
5.2.2 El modelo PARK.....	131
5.3 Evaluación de los factores geográficos y técnicos para la disposición del emplazamiento.	131
5.3.1 Características del suelo y vías de acceso al emplazamiento.	132
5.3.2 Determinación de obstáculos y abrigos al viento.	134
5.3.3 Área disponible para la instalación del parque eólico.	135
5.3.4 Análisis del efecto parque y de la estela.	138
5.3.5 Arreglo del parque eólico.	139
5.3.6 Determinación de la zona de conexión del parque con la Red Pública.	141
 CAPÍTULO VI: IMPACTO AMBIENTAL	
6.1 Objeto.....	143
6.2 Identificación de Impactos.....	145
6.2.1 Efectos sobre la atmósfera.....	148

6.2.2 Efectos sobre las aguas.....	149
6.2.3 Efectos sobre los suelos.....	150
6.2.4 Efectos sobre el paisaje.....	150
6.2.5 Efectos sobre la vegetación.....	151
6.2.6 Efectos sobre la fauna.....	151
6.2.7 Efectos sobre la socio economía.....	152
6.3 Caracterización y valoración cualitativa de impactos.....	153
6.3.1 Impactos sobre la atmósfera.....	165
6.3.2 Impacto sobre las aguas.....	165
6.3.3 Impacto sobre los suelos.....	166
6.3.4 Impacto sobre el paisaje.....	167
6.3.5 Efectos sobre la vegetación.....	168
6.3.6 Efectos sobre la fauna.	168
6.3.7 Efectos sobre la socio economía.....	170

CAPÍTULO VII: ESTUDIO ECONÓMICO

7.1 Presupuesto.....	172
7.1.2 Mediciones.....	172
7.1.3 Sumas parciales.....	178
7.1.4 Presupuesto total.....	184
7.2 Proyecto e hipótesis de evolución.....	185

7.3 Rentabilidad de la instalación y energía vertida a la red.....	186
7.3.1 Regulación no. conelec – 004/11 el directorio del consejo nacional de electricidad conelec.....	186
7.3.2 Procedimiento de calificación y obtención del título habilitante.....	189
7.3.3 Precios preferentes.....	189
7.3.4 Vigencia de los precios.....	190
7.4 Resultados.....	191

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

RESUMEN

SUMARY

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Gráfica de un Aerogenerador	-28-
Figura II.2 Molino de Viento.....	-31-
Figura II.3 Molino de Bombeo.....	-32-
Figura II.4 Molino de Bombeo.....	-33-
Figura II.5 Capacidad Instalada a Nivel Mundial	-33-
Figura II.6 Nuevas Instalaciones	-34-
Figura II.7 Top países capacidad instalada.....	-36-
Figura II.8 Tasas de crecimiento continental	-37-
Figura II.9 Contribución continental	-37-
Figura II.10 Porcentaje por Continentes.....	-38-
Figura III.1 Generador eólico	-44-
Figura III.2 Muestra una porción cilíndrica de aire que pasa a través del rotor	-36-
Figura III.3 Efecto cuello de botella generado por el aerogenerador	-47-
Figura III.4 Tubo de corriente del viento erróneo	-48-
Figura III.5 Gráfica de potencia de un generador eólico.....	-49-
Figura III.6 Diagrama esquemático de un generador síncrono.....	-52-
Figura III.7 Rotor jaula de ardilla y dirección de la corriente en las barras	-55-
Figura III.8 Caja de engranajes	-60-
Figura III.9 Controladores electrónicos	-61-
Figura III.10 Fabricación de torres.....	-65-
Figura III.11 Soldadura externa e interna de la sección de una torre.....	-66-
Figura III.12 Briadas y pernos del interior de una torre	-67-
Figura III.13 Tres generadores de distintas alturas.....	-67-
Figura III.14 Distribución de Weibull	-70-
Figura III.15 Demostración de la ley de Betz	-73-
Figura III.16 Gráfica de potencia vs. Velocidad	-74-
Figura III.17 Gráfico de una curva de potencia de un aerogenerador de 600 Kw	-75-
Figura III.18 Turbina eólica de eje vertical	-81-
Figura III.19 Rotor bi pala basculante	-83-
Figura III.20 Rotor monopala	-84-
Figura III.21 Relación del diámetro del rotor y su potencia extraíble	-86-
Figura IV.1 Toma aérea COMUNIDAD CHAUZÁN TOTORILLAS.....	-88-
Figura IV.2 Entrada a la comunidad Chauzán Totorillas.....	-89-
Figura IV.3 Estación meteorológica Totorillas	-90-
Figura IV.4 Línea de tendencia de la temperatura ambiente	-92-
Figura IV.5 Línea de tendencia de la presión atmosférica en Totorillas	-94-
Figura IV.6 Línea de tendencia de la densidad corregida del aire en totorillas	-96-
Figura IV.7 Rosa de los vientos año 2009	-113-
Figura IV.8 Rosa de los vientos año 2009	-113-
Figura IV.9 Frecuencias de viento año 2009 por intervalos de velocidad	115-

Figura IV.10 Frecuencias de viento año 2010 por intervalos de velocidad	-116-
Figura IV.11 Curva de duración de viento año 2009.....	-116-
Figura IV.12 Curva de duración de viento año 2010	-117-
Figura V.1 Principales productores de turbinas eólicas	-121-
Figura V.4 Entrada al cerro “CHAUZÁN TOTORILLAS”	-133-
Figura V.5 Foto satelital vía de acceso al CERRO “CHAUZÁN TOTORILLAS”	-134-
Figura V.6 Ubicación del monte “CHAUZÁN TOTORILLAS”	-134-
Figura V.7 Dirección de vientos predominantes.	-135-
Figura V.8 línea del monte CHAUZÁN TOTORILLAS.	-136-
Figura V.9 Área disponible para la instalación del parque	-137-
Figura V.10 Cima del monte CHAUZÁN TOTORILLAS.	-137-
Figura V.11 Cadena montañosa a la que pertenece el monte chauzán totorillas.....	-138-
Figura V.12 Distancia entre aerogeneradores.	-140-
Figura V.13 Torre de alta tensión.....	-141-

INDICE DE TABLAS

Tabla II.I Expectativas 2015 Galápagos.	-39-
Tabla II.II Proyectos previstos de generación eólica en Ecuador	-40-
Tabla III.I. Clases de viento, velocidades y potencias extraíbles	-63-
Tabla III.II. Velocidades y potencias extraíbles.	-71-
Tabla IV.I Estación meteorológica	-89-
Tabla IV.II Datos temperatura mensual °C, °K	-91-
Tabla IV.III Variación mensual de la presión atmosférica en TOTORILLAS	-93-
Tabla IV. IV Valores corregidos de la densidad del aire en Totorillas	-95-
Tabla IV. V Velocidades promedio del viento en los meses del año 2009	-97-
Tabla IV. VI Velocidades promedio del viento en los meses del año 2010	-97-
Tabla IV. VII Descripción de la rugosidad.....	-98-
Tabla IV. VIII Cálculo de la variación de la velocidad con la altura año 2009	-105-
Tabla IV.IX Cálculo de la variación de la velocidad con la altura año 2010	-105-
Tabla IV.X Cálculo de la variación del potencial eólico disponible para el año 2009 ..	-106-
Tabla IV.XI Cálculo de la variación del potencial eólico disponible para el año 2009 ..	-107-
Tabla IV.XII Cálculo de la variación de la energía anual disponible para el año 2009..	-108-
Tabla IV.XIII Cálculo de la variación de la energía anual disponible para el año 2010 ..	-108-
Tabla IV.XIV Sectorización de la rosa de los vientos	-110-
Tabla IV.XV Intervalos de fuerza de viento	-110-
Tabla IV.XVI Tabla de frecuencias de dirección e intensidad del viento para el año 2009.....	-111-
Tabla IV.XVII Tabla de frecuencias de dirección e intensidad del viento para el año 2010	-112-
Tabla IV.XVIII Tabla de frecuencias de velocidad del viento para el año 2009.....	-114-
Tabla IV.XIX Tabla de frecuencias de velocidad del viento para el año 2010.....	-115-
Tabla V.I Principales modelos de turbinas eólicas	-122-
Tabla V.II Parámetros de comparación de las turbinas	-123-
Tabla V.III Parámetros para el análisis de las características de las turbinas eólicas	-124-
Tabla V.IV Potencia del aerogenerador en función de la densidad del aire y de la velocidad del viento a diferentes densidades.....	-126-
Tabla V.V Tabla resumen de la producción neta de los 3 aerogeneradores.....	-128-
Tabla VI.I Matriz de interacciones factores ambientales-acciones del proyecto	-146-
Tabla VI.II Caracterización de impactos	-154-
Tabla VI.III Matriz de caracterización y valoración de impactos: empleo de maquinaria y transportes	-157-

Tabla VI.IV Matriz de caracterización y valoración de impactos: excavaciones y movimiento de tierras	-158-
Tabla VI.V Matriz de caracterización y valoración de impactos: ejecución de obras	-159-
Tabla VI.VI Matriz de caracterización y valoración de impactos: funcionamiento parque eólico.....	-161-
Tabla VI.VII Matriz de caracterización y valoración de impactos: mantenimiento de las instalaciones.....	-163-
Tabla VII.I Precios preferentes Energías Renovables en (c\$/kwh).....	-190-
Tabla VII.II Precios preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 Mw. en (c\$/kwh)...	-190-

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 TITULO DEL PROYECTO.

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA GENERACIÓN EÓLICA EN EL SECTOR TOTORILLAS-PROVINCIA DE CHIMBORAZO”

1.2 ANTECEDENTES

Antes nadie hablaba de energía y tampoco se hacía investigación sobre nuevas formas de energía. Había tanta. Primero la leña, después el carbón, en nuestro siglo el petróleo, recién los gases.

Ahora que los combustibles líquidos y gaseosos tienen un futuro previsible por el mayor uso en la movilización, la producción industrial y la calefacción a nivel mundial y el carbón ya no se quiere usar ni en ferrocarriles ni en la industria porque es cara su extracción e incómodo su uso, a eso sumarle que este tipo de energía es altamente contaminante al medio ambiente, estamos en la situación de tener que solucionar nuestros propios problemas energéticos, que a la larga es el mejor camino. Nunca debe escatimarse esfuerzos y dinero para apoyar a la ciencia porque a través de la tecnología podrá en caso de necesidad resolver los problemas que repentinamente se presentan e incluso prevenirlos.

A esto sumarle que los efectos del calentamiento global que se ha comenzado a evidenciar en los últimos años, además que las reservas hidrocarburíferas se están agotando en el mundo constituyen razones más que preocupantes para el despegue de la energía renovable. El combustible o el agua no son las únicas fuentes de generación eléctrica, existe otro grupo conocido como el de las energías renovables o alternativas.

Por lo mismo se ha buscado nuevas formas de obtener energía eléctrica y una de ellas es mediante el viento, ya que es una forma de energía limpia y que en ciertas zonas se encuentran en abundancia y con gran frecuencia, puesto que la existencia de viento pone a nuestro alcance una energía totalmente renovable, la energía eólica.

La energía eólica es de las más antiguas empleadas por el hombre. En sus inicios el viento solamente era utilizado para ser transformado en energía mecánica, tales como extracción de agua o en molinos de harina. Hoy día su aplicación más extendida es la generación de electricidad, ya que ésta puede ser fácilmente distribuida y empleada en la mayoría de fines.

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 80centavos (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 base a esto un grupo de docentes de la FIE preocupados por la problemática propusieron a la institución un proyecto de investigación denominado “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO APOYADO ÚNICAMENTE CON ENERGÍAS RENOVABLES”, que en convenio con la Empresa Eléctrica Riobamba se lo está llevando a cabo desde aproximadamente año y medio, la persona en mención fue llamado a formar parte de este proyecto como investigador, señalar que en este tiempo he acumulado experiencias en este ámbito gracias a la tutoría de los docentes a cargo, razón por la cual propongo realizar el estudio de factibilidad eólica en la región de Palmira , zona perteneciente a la Provincia de Chimborazo.

1.3JUSTIFICACION

Actualmente la demanda de energía eléctrica de nuestro país es abastecida en un 45% por generación hidroeléctrica y el otro 55% por centrales térmicas. Cuando se tiene la estación lluviosa, el abastecimiento con la energía hidroeléctrica aumenta, y la térmica disminuye. Pero cuando llega el estiaje, las centrales térmicas no abastecen la demanda de energía eléctrica, aun con las compras de energía tanto al Perú, como a Colombia.

En la Provincia de Chimborazo hoy en día el potencial hidroeléctrico renovable es aproximadamente de 13.9 MW. Generados por: la Central Alao 10.4MW, Central Rio Blanco 3MW, y la Central Nizag 0.5 MW. Además, suministra energía eléctrica una Central Térmica con 2MW, obteniéndose un total de 15.9 MW.

La demanda eléctrica de la provincia de Chimborazo es aproximadamente 50 MW. Siendo el Sistema Nacional de Transmisión quien suministra los restantes 34.1 MW, para satisfacer la demanda total de la provincia.

Por esta razón propongo la realización del Estudio de factibilidad para generación eólica en la Región de Totorillas, en virtud que la ESPOCH tiene instalado en ese lugar desde hace unos años estaciones meteorológicas que monitorean permanentemente el comportamiento del viento, pero no se ha pronunciado oficialmente con resultados de ser factible o no la colocación de aerogeneradores para la obtención de energía eléctrica

que podría ayudar a satisfacer en algo la demanda existente en la Provincia de Chimborazo.

El producto final será un estudio completo técnico-económico, la misma que de ser positivo el resultado servirá para que algún inversionista nacional o extranjero se disponga a invertir en la misma, de no ser favorable las condiciones para una instalación a gran escala se planteará otras soluciones a menor escala que podrían suplir la demanda a nivel doméstico para las viviendas del sector de igual manera con una veracidad y responsabilidad, cualidades que son características de un estudiante de la ESPOCH.

Cabe acotar que este tema de tesis será de gran aporte para el Proyecto de Investigación “ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO APOYADO ÚNICAMENTE CON ENERGÍAS RENOVABLES”, ya que servirá como base para la misma, en virtud que para su realización contaré con la tutoría de los Investigadores que son parte del proyecto.

1.4OBJETIVOS

1.4.1OBJETIVO GENERAL:

- Realizar el estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de aerogeneradores en el sector de Totorillas-Provincia de Chimborazo.

1.4.2OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Determinar el potencial eólico en la zona, a través de un estudio de la temperatura, densidad, velocidad y dirección del viento.
- Realizar la propuesta para la creación de un parque eólico en la zona.
- Contrastar márgenes de inversión con aspectos determinantes como tiempo de reacción y recuperación de la inversión.

- Efectuar el estudio del impacto ambiental del sector en la cual se realizará el estudio.

1.5HIPOTESIS

Se pretende entregar un proyecto final en la que se describa claramente las condiciones técnicas de los factores climáticos en la localidad de Totorillas, los mismos que servirán para realizar un proceso de evaluación de los mismo, para de esta manera dar un criterio de si es factible o no la creación de un parque eólico en la zona, considerando a su vez aspectos económicos y ambientales.

CAPÍTULO II

ENERGÍA EÓLICA Y EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Energía Eólica

Energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Eolo, dios de los vientos en la mitología griega. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

2.2 Cómo se produce y obtiene

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. De día, las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales.

Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, y se hace por lo tanto más liviana y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.



Figura II.1 Gráfica de un Aerogenerador

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Es también importante conocer la velocidad máxima del viento. Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del

aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "*cut-in speed*", y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "*cut-out speed*".

La energía del viento es utilizada mediante el uso de máquinas eólicas (o aeromotores) capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente las máquinas operatrices, como para la producción de energía eléctrica. En este último caso, el sistema de conversión, (que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión a la red) es conocido como aerogenerador.

En la actualidad se utiliza, sobre todo, para mover aerogeneradores. En estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos...

Un molino es una máquina que transforma el viento en energía aprovechable, que proviene de la acción de la fuerza del viento sobre unas aspas oblicuas unidas a un eje común. El eje giratorio puede conectarse a varios tipos de maquinaria para moler grano, bombear agua o generar electricidad. Cuando el eje se conecta a una carga, como una bomba, recibe el nombre de molino de viento. Si se usa para producir electricidad se le denomina generador de turbina de viento. Los molinos tienen un origen remoto.

2.3 Historia

La energía eólica no es algo nuevo, es una de las energías más antiguas junto a la energía térmica. Ya desde la publicación del libro Don Quijote de la Mancha, los molinos de viento estaban presentes, quizás los molinos más famosos del mundo. “La ventura va guiando nuestras cosas mejor de lo que acertáramos á desear; porque ves allí, amigo Sancho Panza, donde se descubren treinta ó pocos mas desaforados gigantes con quien pienso hacer batalla y quitarles á todos las vidas (...). -Mire vuestra merced, respondió Sancho, que aquellos que allí se parecen no son gigantes, sino molinos de

viento, y lo que en ellos parecen brazos son las aspas que, volteadas del viento, hacen andar la piedra del molino.”

El viento como fuerza motriz existe desde la antigüedad y en todos los tiempos ha sido utilizado como tal, como podemos observar. Tiene su origen en el sol. Así, ha movido a barcos impulsados por velas o ha hecho funcionar la maquinaria de los molinos al mover sus aspas. Pero, fue a partir de los ochenta del siglo pasado, cuando este tipo de energía limpia sufrió un verdadero impulso. La energía eólica crece de forma imparable a partir del siglo XXI, en algunos países más que en otros, pero sin duda alguna en España existe un gran crecimiento, siendo uno de los primeros países de Europa por debajo de Alemania o Estados Unidos. Su auge en parques eólicos es debido a las condiciones tan favorables que existe de viento, sobre todo en Andalucía que ocupa un puesto principal, entre los que se puede destacar el Golfo de Cádiz, ya que el recurso de viento es excepcional.

2.3.1 Los primeros molinos

La referencia más antigua que se tiene es un molino de viento que fue usado para hacer funcionar un órgano en el siglo I era común. Los primeros molinos de uso práctico fueron construidos en Sistán, Afganistán, en el siglo VII. Estos fueron molinos de eje vertical con hojas rectangulares. Aparatos hechos de 6 a 8 velas de molino cubiertos con telas fueron usados para moler maíz o extraer agua.

En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento. El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a

la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura. Los molinos de eje horizontal fueron usados extensamente en Europa Occidental para moler trigo desde la década de 1180 en adelante. Basta recordar los ya famosos molinos de viento en las andanzas de Don Quijote.



Figura II.2 Molino de Viento

2.3.2 Molinos de bombeo

En Estados Unidos, el desarrollo de molinos de bombeo, reconocibles por sus múltiples velas metálicas, fue el factor principal que permitió la agricultura y la ganadería en vastas áreas de Norteamérica, de otra manera imposible sin acceso fácil al agua. Estos molinos contribuyeron a la expansión del ferrocarril alrededor del mundo, supliendo las necesidades de agua de las locomotoras a vapor.



Figura II.3 Molino de Bombeo

2.3.3 Turbinas modernas

Las turbinas modernas fueron desarrolladas a comienzos de 1980, si bien, los diseños continúan desarrollándose.



Figura II.4 Molino de Bombeo

2.4 Energía eólica en el mundo

En el año 2010, la capacidad instalada de energía eólica en todo el mundo llegó a los 196'630 Megavatios, luego de 159'050 MW en 2009, 120'903 MW en 2008, y 93'930 MW en 2007.

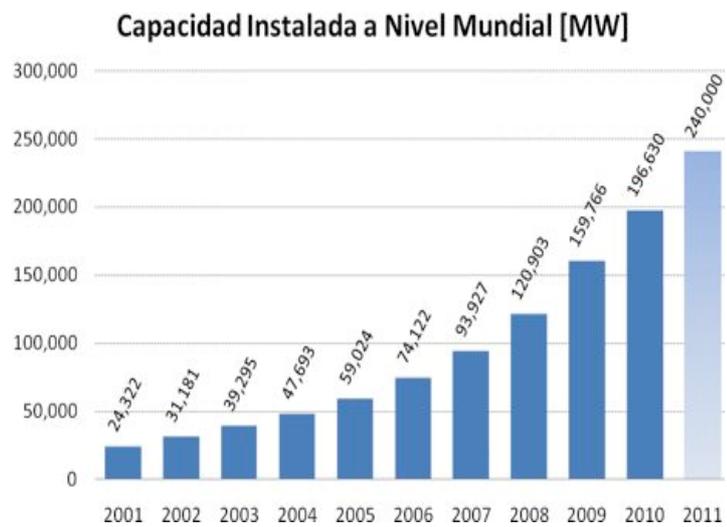


Figura II.5 Capacidad Instalada a Nivel Mundial

La inversión en nuevas instalaciones tuvo un descenso en muchas partes del mundo. Por primera vez en más de dos décadas, el mercado para nuevas turbinas fue más pequeño que el año anterior, llegando a 37'642 MW, luego de 38'312 MW en 2009.

China representó más de la mitad del mercado eólico en 2010. Sin tomar en cuenta a China, el mercado mundial se redujo un tercio con un decrecimiento desde 24'512 MW hasta 18'714 MW.

Sin embargo, y a pesar de la desaceleración, la tendencia sigue siendo doblar la capacidad instalada cada tres años.

En el año 2010, 83 países, uno más que en 2009, utilizaron la energía eólica para la generación eléctrica. 52 países incrementaron su capacidad instalada, luego de que 49 lo hicieron el año anterior.

El volumen de negocios en el sector eólico alcanzó los 40 billones de euros (55 billones USD) en 2010, luego de que alcanzara los 50 billones de euros (70 billones USD) en el año 2009. El decrecimiento se debe a la baja de los precios de los aerogeneradores.



Figura II.6 Nuevas Instalaciones

2.4.1 Los mejores 20 mercados del 2010

En 2010, el mercado eólico en China se convirtió en uno por sí mismo, representando más de la mitad de las nuevas instalaciones durante 2010, añadiendo 18,9 GW equivalente al 50,3 % del mercado mundial.

Una fuerte disminución en las nuevas instalaciones tuvo lugar en EE.UU. cuya cuota en nuevas instalaciones eólicas descendió al 14,9 % (5,6 GW), después de 25,9 % o 9,9 GW en el año 2009.

Nueve países más podrían ser vistos como los principales mercados con nuevas instalaciones en un rango entre 0,5 y 1,5GW: Alemania, España, India, Reino Unido, Francia, Italia, Canadá, Suecia y el nuevo país en la lista, Rumania.

Una vez más doce países con capacidades eólicas de tamaño medio, instalaron durante el año entre 100 y 500 MW: Turquía, Polonia, Portugal, Bélgica, Brasil, Dinamarca, Japón, Bulgaria, Grecia, Egipto, Irlanda y México.

A finales de 2010, 20 países poseían una capacidad instalada de más de 1'000 MW, en comparación con 17 países a finales de 2009 y 11 países a finales de 2005.

A nivel mundial, 39 países poseen parques eólicos con una capacidad instalada mayor a los 100 megavatios, en comparación con 35 países en 2009, y 24 países en 2005.

Los primeros cinco países (EE.UU., China, Alemania, España y la India) representaron 74,2 % de la capacidad eólica en todo el mundo, mucho más que el 72,9 % en el año anterior. Los EE.UU. y China en conjunto representaron 43,2 % de la capacidad eólica mundial (frente al 38,4 % en 2009).

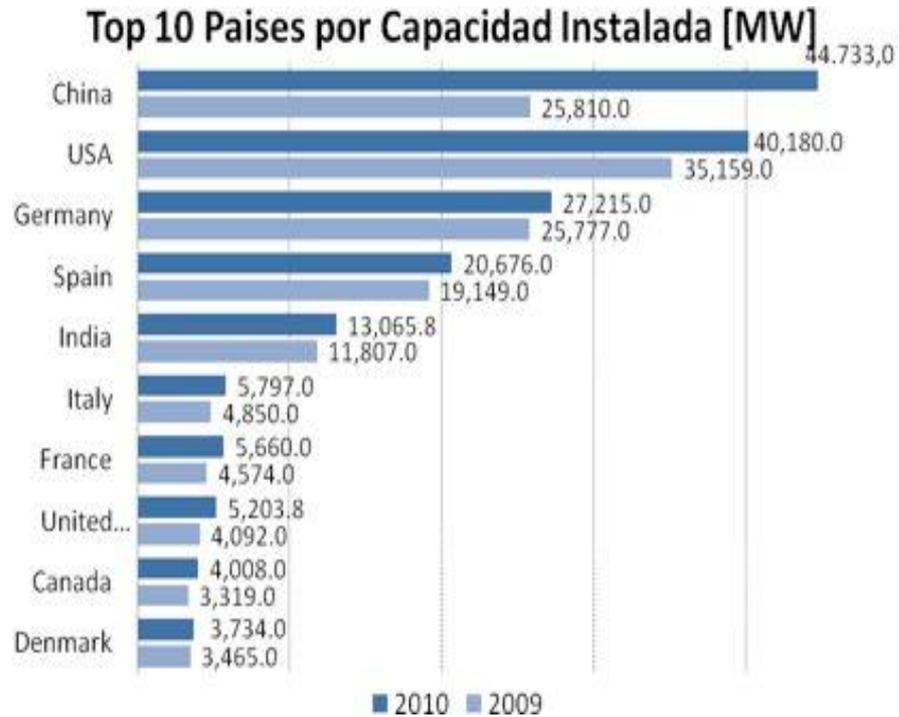


Figura II.7 Top países capacidad instalada.

Debido a la gran evolución del mercado chino, se puede observar un proceso de concentración del mercado mundial en China, representando este país más de la mitad del mercado de nuevos aerogeneradores.

Se incluyó en la lista a Chipre, país del mediterráneo que instaló y conectó a la red una granja eólica de gran capacidad 82 MW.

2.4.2 Distribución continental

El avance más dinámico de la industria eólica se llevó a cabo en Asia. En este sentido, el enfoque del sector eólico mundial se alejó tanto de Europa como de Norteamérica.

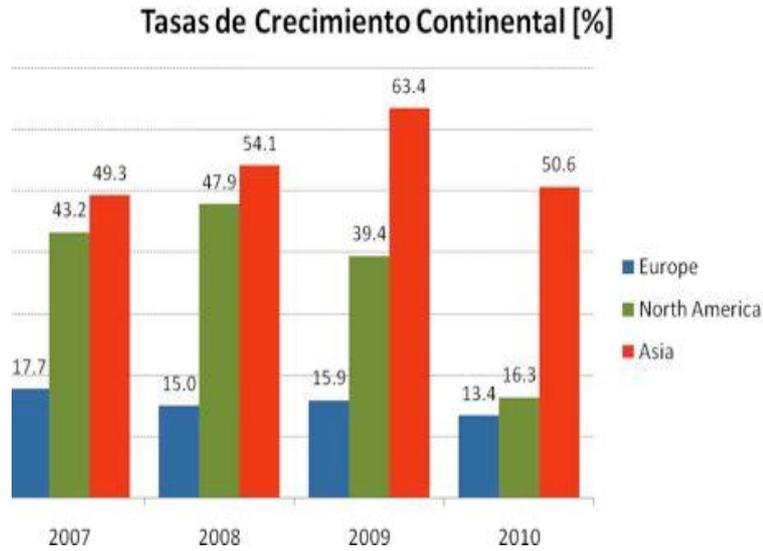


Figura II.8 Tasas de crecimiento continental.

Asia se convirtió en el nuevo líder continental, representando el 54,6 % de los nuevos aerogeneradores instalados (40,4 % en 2009, 31,5 % en 2008)

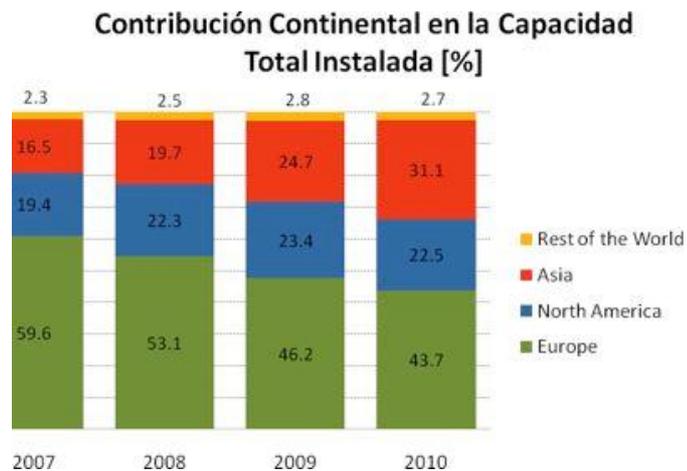


Figura II.9 Contribución continental

Hace cinco años, Europa dominaba el mercado mundial de aerogeneradores con 70.7 % de la nueva capacidad instalada cayendo hasta la posición 3 en 2009.

En el 2010, el continente volvió a la segunda posición con 27 % de los nuevos aerogeneradores instalados (2009: 27,3 %; 2008: 32,8 %), nuevamente por encima de Norte América, cuya cuota se redujo de 28,4 % en 2009 al 16,7 % en 2010.

Europa representa en la actualidad menos de la mitad de la capacidad total instalada: En los últimos años, la cuota europea ha ido decreciendo constantemente por debajo del 65,5 % (2006) al 43,7 % en 2010.

América Latina (1,0 %, luego de 1,5 % en 2009 y 0,6 % en 2008) y África (constante en 0,5 % desde 2008), siguen siendo los mercados con menor aporte a la capacidad instalada a nivel mundial.

América Latina tuvo una participación en las nuevas instalaciones de 1,2 % (2009: 1,5 %, 2008: 0,4 %), mientras que la participación de África en nuevos aerogeneradores se mantuvo en 0,4 % (2009: 0,4 %, 2008: 0,3 %)

Porcentaje por Continente de las Nuevas Instalaciones en 2010

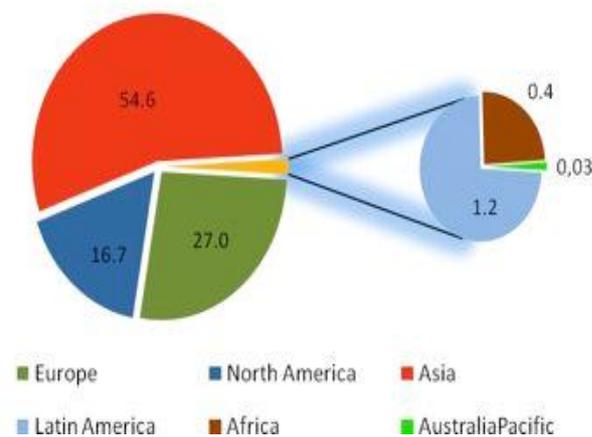


Figura II.10 Porcentaje por Continentes

2.5 Energía eólica en el Ecuador.

2.5.1 Situación Actual:

El primer parque eólico del país se inauguró en octubre del 2007 en la isla San Cristóbal del Archipiélago de Galápagos, con una potencia instalada de 2,4 MW. Y se espera que en 2013 esté en operación un segundo parque eólico ubicado en otra de las islas del Archipiélago de Galápagos, proyecto Baltra – Santa Cruz, con una potencia instalada de 3,2 MW.

Dada la relevancia medioambiental del Archipiélago de Galápagos, el MEER se ha establecido como meta satisfacer toda la demanda eléctrica con energías renovables.

Las expectativas de potencia instalada en generación eólica para el 2015 que perfila el MEER, se encuentran entre los 40 y 50 MW:

Tabla II.I Expectativas 2015 Galápagos.

EXPECTATIVAS 2015	
Islas Galápagos	Cero combustibles fósiles (electricidad)
Energía eólica:	40-50 MW
Solar térmica:	50.000 sistemas residenciales
Solar FV - gran escala:	2-3 MW
Geotérmico	Desarrollo mínimo: 2 proyectos
Biogas (rellenos)	3-4 MW

Además, en 2009 se comenzó a trabajar en desarrollar el atlas eólico de Ecuador, con la finalidad de hacerlo accesible y publicarlo en la Web del MEER. A pesar de no disponer de la herramienta de evaluación del recurso eólico, está previsto el desarrollo de proyectos eólicos en aquellas localizaciones en las cuales hay referencias históricas de vientos constantes, se han realizado estudios de factibilidad y están a la espera de financiación.

Tabla II.II Proyectos previstos de generación eólica en Ecuador

OPORTUNIDADES EÓLICAS EN GALÁPAGOS	
San Cristóbal	2,4 MW (en operación desde octubre 2008)
Baltra	2,25 MW (proyectado hasta 12MW)
OPORTUNIDADES EÓLICAS EN EL CONTINENTE	
Salinas	15 MW (privado)
Huascachaca	30 MW (publico)
Villonaco	15 MW (privado)
Las Chinchas	10 MW (privado)
Membrillo	45 MW (privado)
Electrificación rural (pequeña escala)	

2.6 Marco Regulatorio del Sector

Ley de Régimen del Sector Eléctrico (1996 modificada en 2006) y su Reglamento, que regula el sector eléctrico y las funciones de las instituciones que regulan este sector.

A continuación se destacan las características más importantes que afectan al uso de recursos no convencionales para la producción de electricidad:

- Exime de aranceles a la importación de equipos y materiales, que no se produzcan en Ecuador, y reducción de impuestos durante 5 años a las empresas que inviertan en sistemas que utilicen energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras, previo informe favorable del CONELEC.
- Aunque en esta ley se establece al estado como responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, contempla la inversión privada en generación, transmisión y distribución.
- Ninguna persona jurídica o particular podrá controlar más del 25% del total de la potencia instalada en Ecuador.
- Autorización de centrales de generación para autoconsumo o de potencia igual o menor a 50 MW requiere únicamente un permiso del CONELEC.

Respecto a la Regulación del Consejo Nacional de Electricidad, N° CONELEC – 009/06, que establece los precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, añadir los siguientes puntos:

- Precios regulados preferenciales para centrales renovables no convencionales, de potencia menor a 15 MW y para hidráulicas menor a 10MW.
- Despacho preferente hasta llegar al 6% de la capacidad instalada en el MEM.
- Vigencia: 12 años desde suscripción de permiso para centrales con permiso anterior a diciembre 2008. Para proyectos con permiso a partir de 2009, la situación es indefinida.
- Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana (2000).

2.7 Barreras a la energía eólica

2.7.1 Barreras Tecnológicas:

Las tecnologías de energía eólica, son tecnologías maduras y conocidas, especialmente en los países más desarrollados donde el mercado ha alcanzado una cierta madurez. Pero en el caso de Ecuador, éste es un mercado incipiente en el que se han detectado barreras de carácter tecnológico que impiden su crecimiento. A continuación se analizan las principales barreras detectadas:

- Integración en la red:

El problema a solucionar es cómo integrar en el sistema un contingente considerable de generación de incorporación prioritaria cuya disponibilidad es aleatoria de localización libre y atomizada, y que ante situaciones de inestabilidad actualmente se desconecta del mismo, obligando al resto de generación a incrementar su cuota de participación en los servicios complementarios del sistema, imprescindibles para su buen funcionamiento.

Además, debemos tener en cuenta que los parques eólicos se localizan generalmente en áreas con baja densidad de población, donde frecuentemente las redes eléctricas son débiles y requieren ser reforzadas y mejoradas. Y de hecho la infraestructura de las redes de transporte y distribución ecuatoriana son muy débiles y con grandes pérdidas.

La aparición de huecos de tensión y el control de la potencia reactiva, son también aspectos particulares de la integración a red de los parques eólicos.

- Falta de proyectistas, instaladores y mantenedores capacitados:

El mercado de la energía eólica en Ecuador es un mercado poco maduro, lo que hace que la demanda existente de los diferentes servicios asociados a esta tecnología, como son servicios de ingeniería, instalación y mantenimiento sea baja; en otras palabras, es un mercado inmaduro.

Además de la escasez de servicios, también se ha detectado la escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados.

- Desconocimiento del potencial que las tecnologías de energía eólica pueden ofrecer en Ecuador

No existe ninguna estimación del potencial que ofrecen las tecnologías de energía eólica en Ecuador. Para poder desarrollar un mercado, es necesario conocer cuál es el potencial de ese mercado, para que así, los diferentes actores conozcan las ventajas técnicas y de ahorro, tanto energético como económico, que ofrece la implantación de las tecnologías de energía eólica.

2.7.2 Otras Barreras:

- Regulatorias y económicas:

Es fundamental un marco regulatorio adecuado a la tecnología y que impulse su uso.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL AEROGENERADOR

3.1 Turbinas eólicas

Una turbina eólica es un dispositivo mecánico que convierte la energía del viento en electricidad. Las turbinas eólicas se diseñan para convertir la energía del movimiento del viento en energía mecánica, con el movimiento de un eje. Luego en los generadores de la turbina, esta energía mecánica se convierte en energía eléctrica. La electricidad generada se puede almacenar en baterías o utilizar directamente.

Hay tres leyes físicas básicas que gobiernan la cantidad de energía aprovechable del viento.

1. La energía generada por la turbina es proporcional a la velocidad del viento al cuadrado.
2. La energía disponible es directamente proporcional al área barrida de las paletas. La energía es proporcional al cuadrado de la longitud de las paletas.
3. Existe una eficacia teórica máxima de los generadores eólicos del 59%.

En la práctica, la mayoría de las turbinas de viento son menos eficientes que esto, y se diseñan diversos tipos para obtener la máxima eficiencia posible a diversas velocidades del viento. Los mejores generadores eólicos tienen eficiencias del 35% al 40%.

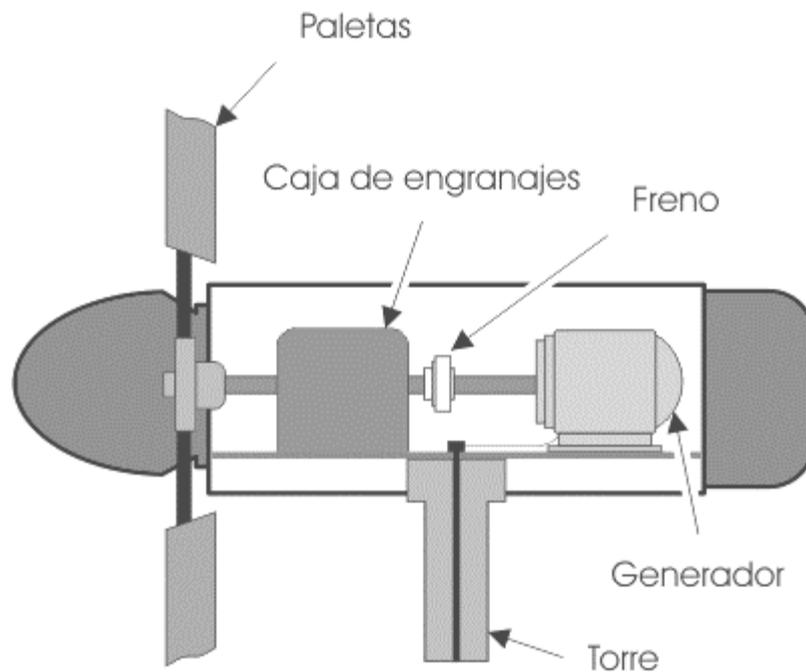


Figura III.1 Generador eólico

En la práctica las turbinas eólicas se diseñan para trabajar dentro de ciertas velocidades del viento. La velocidad más baja llamada velocidad de corte inferior, es generalmente de 3 a 5 m/s, pues por debajo de esta velocidad no hay suficiente energía como para superar las pérdidas del sistema. La velocidad de corte superior, es determinada por la capacidad de una máquina en particular de soportar fuertes vientos.

La velocidad nominal es la velocidad del viento a la cual una máquina particular alcanza su máxima potencia nominal. Por arriba de esta velocidad, se puede contar con mecanismos que mantengan la potencia de salida en un valor constante con el aumento de la velocidad del viento.

Es muy necesario también el conocimiento de la energía del viento, ya que sin esa energía no sería posible poder vencer o sacar el rotor de la turbina eólica de su estado de reposo.

3.2 Energía del viento en las turbinas eólicas

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento. La densidad del aire no es más que la masa del aire por el volumen del mismo; la energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire.

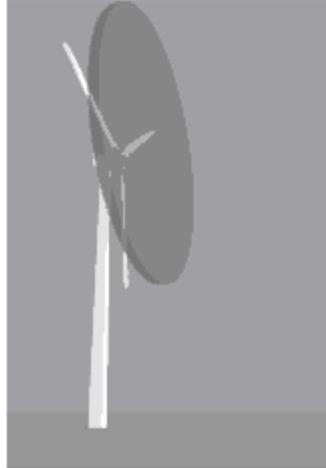


Figura III.2 Muestra una porción cilíndrica de aire que pasa a través del rotor

En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire, más energía recibirán las palas de la turbina eólica. En realidad, un aerogenerador desviará el viento, antes incluso de que el viento llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador.

Como se puede observar en la fig. 3.2, el rotor de la turbina eólica debe frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha. Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro mayor) detrás del plano del rotor efectuando un efecto de cuello de botella. Este efecto se aprecia en la fig. 3.3, donde muestra un tubo imaginario, el llamado tubo de corriente, alrededor del rotor de la turbina eólica.

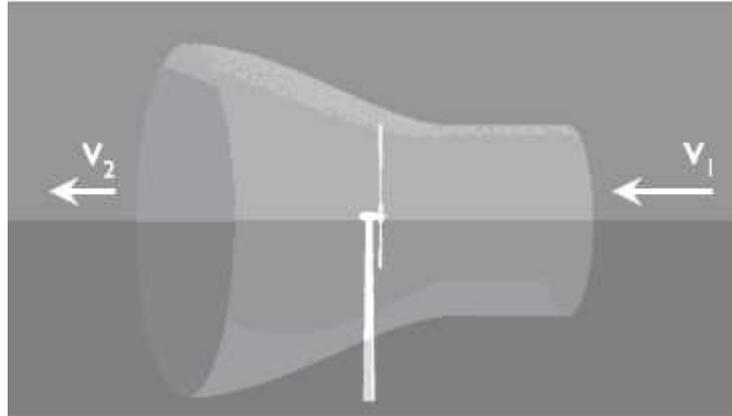


Figura III.3 Efecto cuello de botella generado por el aerogenerador

El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor. El viento no será frenado hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. El elemento para poder hacer la turbina más lenta se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que la velocidad llegue a ser prácticamente constante. Corriente abajo, la turbulencia del viento provocará que el viento lento de detrás del rotor se mezcle con el viento más rápido del área circundante. Por lo tanto, el abrigo del viento disminuirá gradualmente tras el rotor conforme se aleja de la turbina.

Se podría objetar que una turbina giraría incluso situándola dentro de un tubo cilíndrico normal, como el de la fig. 3.4.

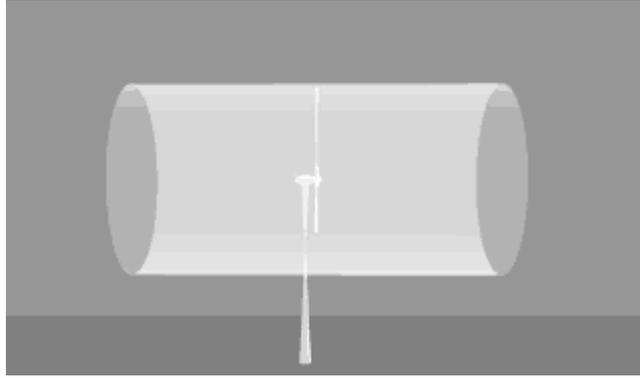


Figura III.4 Tubo de corriente del viento erróneo

Por supuesto, que se estaría en lo cierto al pensar que el rotor de una turbina podría girar si se situase dentro de un enorme tubo de cristal como el anterior, pero ocurre que el viento de la parte izquierda del rotor se mueve a menor velocidad que el de la parte derecha como se explicó anteriormente. Pero al mismo tiempo sabemos que el volumen de aire que entra al tubo por la derecha cada segundo debe ser el mismo que el volumen de aire que sale del tubo por la izquierda.

Con ello puede deducirse que si el viento se encuentra con algún obstáculo dentro del tubo (en este caso el rotor), parte del viento que llega desde la derecha debe ser desviado de la entrada del tubo (debido a la alta presión del aire en el extremo derecho del tubo). Por tanto, el tubo cilíndrico no es una representación exacta de lo que ocurre cuando el viento encuentra una turbina eólica. Por lo que la imagen y el contenido de las descripciones anteriores no son correctos. Al igual afecta en su constitución el área de barrido del rotor, por ejemplo: un aerogenerador típico de 1,000 kw tiene un diámetro del rotor de 54 m, lo que supone un área del rotor de unos 2,290 metros cuadrados.

El área del rotor determina cuánta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá $2 \times 2 = 4$ veces más energía. La velocidad del viento y su efecto en una turbina eólica, la potencia del viento es igual al cubo de la velocidad del viento. La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad; la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo (la tercera potencia) de la velocidad media del viento; por ejemplo: si la velocidad del viento se duplica, la cantidad de energía que contenga será $2^3 = 2 \times 2 \times 2 = 8$ veces mayor.

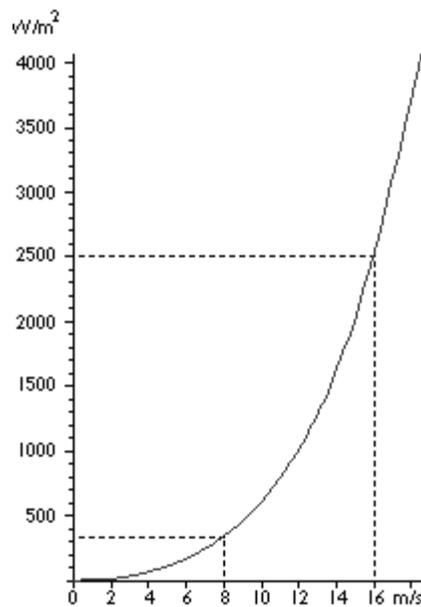


Figura III.5 Gráfica de potencia de un generador eólico

Entonces en los aerogeneradores se usa la energía de frenado del viento, por lo que si se dobla la velocidad del viento se tendrá dos veces más porciones cilíndricas de viento moviéndose a través del rotor cada segundo, y cada una de esas porciones contiene cuatro veces más energía.

Como se ve en la fig. 3.5, a 16 m/s obtendremos una potencia ocho veces mayor, esto es, 2.509 w / m². Entonces la potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de un área circular es:

$$P = 1/2 \rho v^3 \pi r^2$$

Donde:

P = potencia del viento medida en w (vatios)

ρ = (rho) = densidad del aire seco = 1.225 medida en kg/m³ (kilogramos por metro cúbico, a la presión atmosférica promedio a nivel del mar y a 15° C)

v = velocidad del viento medida en m/s (metros por segundo).

π = (pi) = 3.1415926535...

r = radio del rotor medido en m (metros).

El aerogenerador convierte la energía mecánica en energía eléctrica generando un voltaje o tensión. Los aerogeneradores son algo inusuales, si se les compara con los otros equipos generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que el generador debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina eólica) que suministra una potencia mecánica muy variable (par, momento torsor). En grandes aerogeneradores el voltaje generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje dependiendo del estándar de la red eléctrica local.

Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) y de 60 hz (para la red eléctrica de América). Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos son refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto al rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

También existen opciones en el diseño de un generador eólico que son de importancia. Las turbinas eléctricas pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como

asíncronos, y con formas de conexión directa o conexión indirecta a red del generador. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica). La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red, en generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

3.3 Generadores

3.3.1. Principios de un generador

Un generador es un dispositivo que convierte potencia mecánica de un motor primario en potencia eléctrica de CA con un voltaje y frecuencia específicos. La acción se crea por la interacción de campos magnéticos producidos por la inyección de corriente sobre los devanados del rotor y el estator.

Esta presencia de campos magnéticos en una máquina hace que se forme un par que tenderá a alinear los dos campos magnéticos. Si este campo magnético lo produce la inyección de corriente en el estator de una máquina de CA y el otro lo produce la inyección de corriente en el rotor de la máquina, entonces se inducirá un par en el rotor que causará que el rotor gire y se alinee con el campo magnético del estator.

3.3.2 Operación de un generador síncrono

Un generador es un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica con un voltaje y frecuencia específica, el término síncrono se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de la máquina está confinada o sincronizada con la tasa de rotación mecánica del eje.

Vale la pena recordar que el voltaje interno generado por estas máquinas depende de la tasa de rotación del eje y de la magnitud del flujo en el campo.

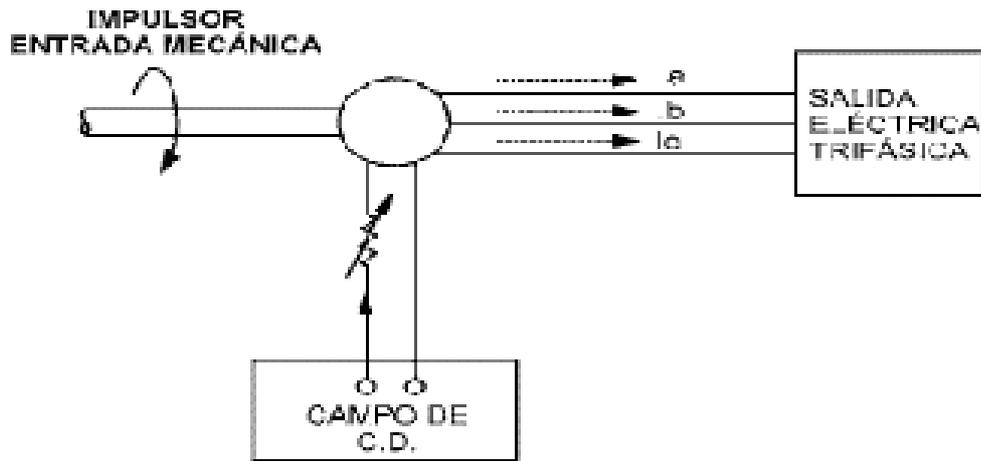


Figura III.6 Diagrama esquemático de un generador síncrono

El voltaje de fase de estas difiere del voltaje interno generado por los efectos de la reacción en el inducido en el generador y también por la resistencia y reactancia interna de los devanados del inducido, tomándose en cuenta que el voltaje de las terminales del generador será igual al voltaje de fase o estará relacionado con este por $\sqrt{3}$ dependiendo únicamente si la máquina está conectada en estrella Y o en delta Δ .

En algunos lugares se utilizan turbinas eólicas con generadores síncronos, estos casos no son muy usuales ya que las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica o de un sistema de corriente continua como un banco de baterías. En caso de tomar la corriente de la red es necesario convertirla en corriente continua, antes de enviarla a las bobinas arrolladas de los electroimanes del rotor, dado que la red suministra corriente alterna. Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas en el rotor (eje) del generador.

3.3.2.1 Operación de un motor síncrono

Un motor síncrono es físicamente igual a un generador síncrono, excepto en la dirección del flujo de potencia real, ya que en vez de inyectarla al sistema este la absorbe para su funcionamiento. Puesto que los motores síncronos se conectan por lo común a sistemas

de potencia que contienen generadores mucho más grandes que los motores, la frecuencia y el voltaje en los terminales de un motor están fijos.

3.3.3 Cambio de la velocidad del giro del generador

La velocidad de un generador (o motor) que está directamente conectado a una red trifásica es constante y está impuesta por la frecuencia de la red. En otras palabras quiere decir que la frecuencia eléctrica se produce y entrelaza o sincroniza con la tasa mecánica de rotación del generador. Sin embargo, si se dobla el número de imanes que hay en el estator, se puede observar que el campo magnético girará a la mitad de la velocidad. Esto obedece a que la tasa de rotación de los campos magnéticos en la máquina está relacionada con la frecuencia eléctrica del estator, del cual se obtiene esta ecuación:

$$f_e = N_m \times P / 120$$

Donde:

f_e = frecuencia eléctrica en hz.

N_m = velocidad mecánica del campo magnético en r/min.

P = número de polos.

Recapitulando el término "velocidad del generador síncrono" se refiere a la velocidad del generador cuando está girando en forma síncrona con la frecuencia de red. Esto es aplicable a todo tipo de generadores, sin embargo, en el caso de generadores asíncronos (o de inducción) equivale a la velocidad en vacío del generador.

Para un generador eólico es muy necesaria la especificación del número de polos, ya que esto se puede derivar en mejores eficiencias de trabajo como en costos del proyecto. La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos. La razón por la que se utilizan estos generadores de velocidad relativamente alta es por ahorrar en tamaño y en costos.

La fuerza máxima (par torsor) que un generador puede manejar depende del volumen del rotor. Para una potencia de salida dada, podrá elegir entre un gran generador (y, por lo tanto, caro) de baja velocidad, o un generador más pequeño (más barato) de alta velocidad

3.3.4 Generador asíncrono o de inducción

En principio un generador síncrono es igual que un generador asíncrono, en realidad, lo que hace la diferencia es el rotor. La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico, también llamado generador de inducción para generar corriente alterna. Fuera de la industria eólica y de las unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido; aunque de todas formas, el mundo tiene una gran experiencia en tratar con ellos; lo curioso de este tipo de generador es que fue inicialmente diseñado como motor eléctrico, donde se necesita convertir energía eléctrica en energía mecánica.

Una de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hacen especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador, y una cierta capacidad de sobrecarga).

Pero el elemento principal que hace que sea distinto un generador síncrono a un generador asíncrono es como ya se dijo es el rotor. Recordando que el rotor del generador es la parte móvil de nuestro generador eólico las palas del rotor se diseñan para que giren con el viento, moviendo el generador de la turbina. Las turbinas de viento modernas de gran escala típicamente se equipan de rotores de tres palas con extensiones de 42 a 80 m de diámetro.

Un componente clave del generador asíncrono es el rotor de jaula de ardilla. Este es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio al final de las barras o anillos finales.

En la fig. 3.7 puede verse el rotor provisto de un núcleo de "hierro", utilizando un apilamiento de finas láminas de acero aisladas, con agujeros para las barras conductoras de aluminio. También se puede utilizar como motor y/o como generador, utilizándose

como motor cuando se conecta a la corriente, la máquina empezará a funcionar como un motor, girando a una velocidad ligeramente inferior a la velocidad síncrona del campo magnético del estator. Si se ven las barras del rotor desde arriba como en la fig. 3.7 se tendrá un campo magnético moviéndose respecto al rotor. Esto induce una corriente muy elevada en las barras del rotor, que apenas ofrecen resistencia, pues están cortocircuitadas por los anillos finales.

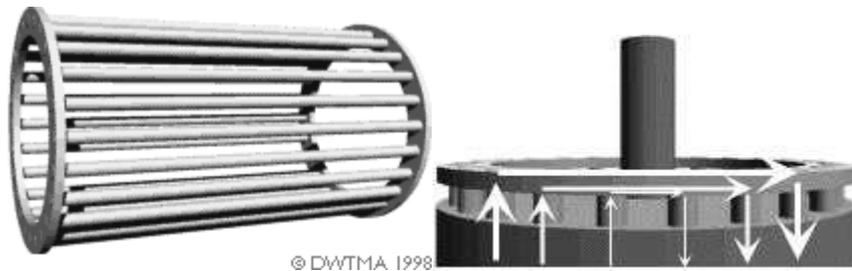


Figura III.7 Rotor jaula de ardilla y dirección de la corriente en las barras

El rotor desarrolla entonces sus propios polos magnéticos, que se ven por turnos, arrastrados por el campo magnético giratorio del estator. Así pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de número de polos.

Ahora bien, qué ocurre si se hace girar el rotor de forma manual a exactamente la velocidad síncrona del generador. Pues la respuesta es nada. Dado que el campo magnético gira exactamente a la misma velocidad que el rotor, no se produce ningún fenómeno de inducción en el rotor, por lo que no interaccionará con el estator. Pero si se aumenta la velocidad por encima de la velocidad síncrona, en este caso el rotor se mueve más rápidamente que el campo magnético giratorio del estator, lo que significa que, una vez más, el estator inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápidamente se haga girar el rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma

de fuerza electromagnética, y posteriormente convertida en electricidad suministrada a la red eléctrica.

Existe un fenómeno más, no menos importante que tiene mucho que ver con la decisión de tomar un generador de estos, ya que la velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor del 1%.

Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado *deslizamiento del generador*. Así pues, un generador girará en vacío a 1,500 rpm si se conecta a una red con una corriente de 50 hz.

Si el generador está funcionando a la máxima potencia, girará a 1,515 rpm. El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

Ahora bien existen unos generadores llamados generadores de número de polos variable o de dos velocidades. Algunos fabricantes equipan sus turbinas con dos generadores, uno pequeño para períodos de vientos suaves, y otro grande para períodos de vientos fuertes.

Un diseño común en las máquinas más nuevas es un generador de número de polos variable, es decir, generadores en los que (dependiendo de cómo están conectados los imanes o devanados del estator) puede funcionar con diferente número de polos y, por tanto, a distinta velocidad de rotación, esto ayuda a trabajar con una mejor eficiencia en la maquina, porque supondríamos usar velocidades y densidades variables del viento para funcionar más eficientemente y aprovechar el flujo de viento con el cual contamos sin ningún problema. Algunos generadores se fabrican por encargo como dos-en-uno, es decir, que son capaces de funcionar como, por ejemplo, un generador de 400 kw o uno

de 2,000 kw, y a dos velocidades diferentes. Este diseño se está extendiendo cada vez más en toda la industria.

Si vale o no la pena de utilizar un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves dependerá de la distribución de velocidades del viento local, y los costes de los polos adicionales que el fabricante cobre, comparado con el precio que el propietario de la turbina obtiene por el contenido de la electricidad suministrada (se deberá tener presente que el contenido energético de los vientos suaves es muy bajo).

Sin embargo, una buena razón para utilizar un sistema de generador doble es que puede hacer funcionar la turbina a más baja velocidad de rotación a bajas velocidades de viento. Con lo anteriormente citado los fabricantes han definido varios tipos de alternativas para poder seguir mejorando la estabilidad y la eficiencia de los generadores eólicos, al punto que existen generadores de deslizamiento variable para turbinas eólicas. Durante años, los fabricantes de motores eléctricos se han enfrentado al problema de que sus motores sólo podían girar a velocidades casi fijas o constantes por las velocidades del viento, que en su mayoría no mantiene una velocidad constante por una gran cantidad de tiempo. Tal y como se menciona anteriormente, el deslizamiento del generador en una máquina asíncrona (de inducción) suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro variará alrededor de un (1%) entre el régimen en vacío y a plena carga. Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia (medida en ohmios) de los devanados del rotor del generador.

A mayor resistencia mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. De esta forma puede aumentarse el deslizamiento del rotor hasta un 10%. En motores, esto suele hacerse mediante un rotor bobinado, es decir, un rotor con cables de cobre arrollados conectados en estrella y conectados a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que supone un claro inconveniente respecto al diseño técnico elegante y simple de una máquina de rotor de jaula bobinada.

También introduce partes que se gastan en el generador, por lo que requiere un mantenimiento adicional. Pero conforme la tecnología va avanzando se han creado dispositivos para poder controlar y por consiguiente mejorar el sistema como el denominado OptiSlip que consiste en una variación interesante del generador de inducción de deslizamiento variable, evita los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, las resistencias externas y, a su vez, el mantenimiento. Montando las resistencias externas en el propio rotor, así como un sistema electrónico, pero todavía le queda el problema de cómo comunicarle al rotor de un generador eólico la cantidad de deslizamiento que necesitamos para nuestras necesidades.

Sin embargo, esta comunicación puede hacerse de forma muy interesante, usando tecnología en comunicaciones de fibra óptica y enviando la señal a través de métodos electrónicos incorporados al rotor, cada vez que pasa por una sonda de fibra óptica fija. Por consiguiente, el generador de deslizamiento variable puede ser capaz de hacer funcionar una turbina a velocidad variable, supone muchas ventajas.

Una de las razones por las que se puede querer hacer funcionar la turbina a velocidad variable es que el control del ángulo de paso (control del par torsor para evitar sobrecargas en la caja multiplicadora y en el generador, variando el ángulo de paso del viento en las palas) es un proceso mecánico, lo cual significa que el tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso viene a ser un factor crítico en el diseño de turbinas.

Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas (danesas), es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal.

Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio del ángulo de paso puede hacer frente a la situación,

girando las palas más hacia afuera del viento. Una vez que el mecanismo de cambio de paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso. Aunque estos conceptos puedan parecer simples, asegurar que los dos mecanismos de control cooperen de forma eficiente es todo un reto técnico.

Además, se puede objetar que hacer funcionar un generador con un alto deslizamiento produce más calor, lo que hace que el generador trabaje menos eficientemente. Sin embargo, esto no constituye un problema en sí mismo, ya que la única alternativa es gastar el exceso de energía orientando las palas del rotor fuera del viento, al cambiar el ángulo de paso. Uno de los beneficios reales de utilizar la estrategia de control que se menciona es la obtención de una mejor calidad de potencia, dado que las fluctuaciones en la potencia de salida son absorbidas o compensadas variando el deslizamiento del generador, y almacenando o liberando parte de la energía en forma de energía rotacional en el rotor de la turbina eólica.

3.4 Caja de engranajes

Su principal función es la de aumentar la frecuencia para la producción eléctrica. La potencia de la rotación del rotor de la turbina eólica es transferida al generador a través del tren de potencia.

Es decir, a través del eje principal o eje del rotor, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad. Con un multiplicador hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica o aerogenerador girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad que utiliza en el generador. La caja multiplicadora de la turbina eólica no "cambia las velocidades". Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y el generador. Para una máquina de 600 ó 750 kw, la relación de multiplicación suele ser aproximadamente de 1:50.

La fig. 3.8, muestra una caja multiplicadora para aerogenerador de 1,5 Mw. Esta caja multiplicadora tiene bridas para acoplar dos generadores en la parte de alta velocidad en

la derecha. Los accesorios, que están justo debajo de los dispositivos de sujeción de los generadores (derecha), son frenos de emergencia de disco accionados hidráulicamente. Definitivamente la utilización de una caja multiplicadora ayuda a la máquina, pero también es necesario operarla desde algún punto para poder referenciar el generador eólico, no solamente el control de una caja de engranajes sino la disposición del ángulo de las paletas, la reducción de las revoluciones o hasta el mismo frenado de la máquina, por eso es importante un sistema de control.

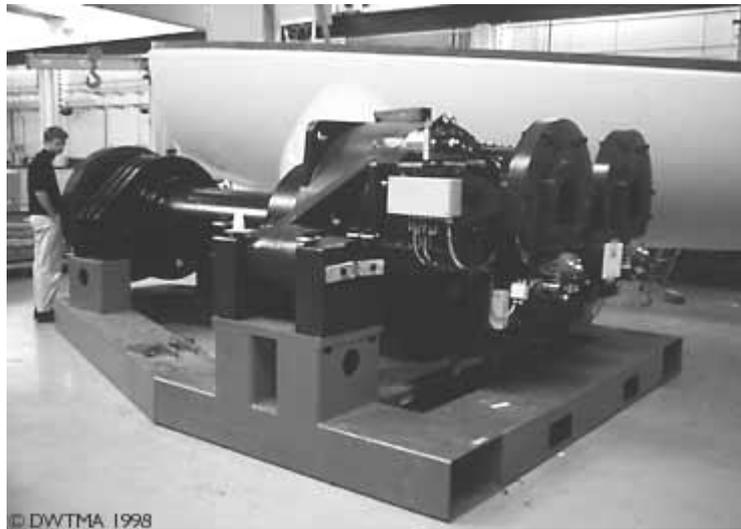


Figura III.8 Caja de engranajes

3.5 Controlador electrónico

El controlador de la turbina eólica generalmente es electrónico y consta de ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, recogen estadísticas de su funcionamiento, controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina.

Cuando el tamaño de una turbina eólica crece hasta máquinas de megavatios, se hace incluso más importante que su tasa de disponibilidad sea alta, es decir, que funcione de forma segura todo el tiempo. El controlador se comunica con el propietario o el operador de la turbina mediante un enlace de comunicación, enviando alarmas o solicitudes de servicio a través del teléfono, por medio de Internet, o de un enlace

radiofónico. También es posible llamar a la turbina eólica para que recoja estadísticas y revise su estado actual.

En parques eólicos, normalmente una de las turbinas estará equipada con una computadora de control desde el que es posible controlar y recoger datos del resto de los aerogeneradores del parque.



Figura III.9 Controladores electrónicos

Es posible monitorizar o fijar alrededor de entre 100 y 500 valores de parámetros en una turbina eólica moderna. Por ejemplo, el controlador puede contrastar la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, las descargas electro atmosféricas pueden ser registradas. También pueden realizarse medidas de la temperatura del aire exterior, la temperatura en los armarios electrónicos, la temperatura del aceite en el multiplicador o caja de engranajes, la temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, la presión hidráulica, el ángulo de paso de cada pala del rotor (en máquinas de regulación por cambio del ángulo de paso *pitch controlled* o de regulación activa por pérdida aerodinámica *active stallcontrolled*), el ángulo de orientación, el número de vueltas en los cables de alimentación, la dirección del viento, la velocidad del viento del anemómetro, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en las palas del rotor, el espesor de las zapatas del freno, si la puerta de la torre está abierta o cerrada (sistema de alarma) etc.,

lo cual permite un control total de todo el sistema, para minimizar posibles riesgos que afectarían económicamente tanto en funcionamiento como en mantenimiento.

Definitivamente todo está contemplado en estrategias de control las cuales son analizadas y estudiadas para un desempeño eficiente.

3.6 La torre

La torre, eleva el montaje de las turbinas sobre las corrientes de aire turbulentas cerca de la tierra y permite capturar un viento de mayor velocidad. El diseño de torre es particularmente crítico, pues deben ser tan altas como sea económicamente posible (generalmente entre 40 y 100 metros), también deben ser robustas, permitir el acceso a la turbina para su mantenimiento, pero no agregar costo innecesario al sistema. Un aspecto particularmente importante del diseño de torres es la eliminación de la resonancia entre la gama de frecuencias de las paletas que rotan y la frecuencia de resonancia de la torre.

Hay dos factores principales a considerar al momento de realizar un emplazamiento de turbinas eólicas. La ubicación de las turbinas y la altura que tendrán las torres.

Las estimaciones exactas de la velocidad del viento son críticas al momento de evaluar el potencial de la energía eólica en cualquier localización. Los recursos eólicos son caracterizados por una escala de clases de viento según su velocidad, que se extiende de la clase 1 (la más baja) a la clase 7 (la más alta). Los desniveles de la superficie a través de la cual sopla el viento antes de llegar a una turbina determina la cantidad de turbulencia que esta turbina experimentará. Los vientos turbulentos ejercen mayores tensiones sobre el rotor y se elevan, reduciendo consecuentemente la expectativa de vida de la turbina. Así, la mayoría de granjas de viento están ubicadas en localizaciones rurales, lejos de edificios, de árboles y de otros obstáculos. Mientras que las características técnicas del viento en una localización específica son muy importantes, muchos otros factores también contribuyen en la decisión del emplazamiento. Las condiciones del suelo y del terreno deben ser convenientes para la construcción de las fundiciones de las torres.

Tabla III.I. Clases de viento, velocidades y potencias extraíbles

Clase	a 30 m de altura		a 50 m de altura	
	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento w/m ²	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento w/m ²
1	0.0 - 5.1	0.0 - 160	0.0 - 5.6	0 - 200
2	5.1 - 5.9	160 - 240	5.6 - 6.4	200 - 300
3	5.9 - 6.5	240 - 320	6.4 - 7.0	300 - 400
4	6.5 - 7.0	320 - 400	7.0 - 7.5	400 - 500
5	7.0 - 7.4	400 - 480	7.5 - 8.0	500 - 600
6	7.4 - 8.2	480 - 640	8.0 - 8.8	600 - 800
7	8.2 - 11.0	640 - 1600	8.8 - 11.9	800 - 2000

Finalmente, la elección de una localización puede estar limitada por regulaciones sobre el uso de la tierra y la capacidad de obtener los permisos requeridos de las autoridades locales. La altura de la torre afecta la cantidad de potencia que se puede obtener del viento con una turbina dada, así como se muestra en la tabla III, como también las tensiones sobre el rotor. A una altura de 1 km sobre la superficie, las velocidades del viento no son influenciadas por el terreno que se encuentra debajo. El viento se mueve más lentamente cuanto más baja sea la altura, con la máxima reducción de velocidad del viento situada muy cerca de la superficie. Este fenómeno, conocido como esquileo del viento, es un factor determinante al momento de tomar la decisión sobre la altura de la torre, puesto que con una mayor altura los rotores se exponen a vientos más rápidos.

Además, las diferencias en la velocidad del viento entre la parte superior y la inferior del rotor disminuyen a mayores alturas, causando menor desgaste en la turbina.

También la construcción de las torres es un trabajo determinante para el buen funcionamiento del generador eólico. La mayoría de las torres en los aerogeneradores modernos son torres tubulares tronco-cónicas de acero.

En la fig. 3.10, fabricación de torres, muestra como una plancha de acero es enrollada en una sub-sección cónica para la torre de un aerogenerador ya que no es posible hacerla del tamaño normal por las dimensiones y el peso. Es un poco complicado conseguir la forma cónica, pues la tensión (presión) de los cilindros de acero tiene que ser diferente en ambos extremos, con el fin de que la plancha se curve adecuadamente.

Las torres son ensambladas a partir de las sub-secciones cónicas más pequeñas, que son cortadas y laminadas con la forma correcta y posteriormente unidas por soldadura. Las torres suelen fabricarse en secciones de 20 a 30 m, siendo el transporte por tren o por carretera el factor limitante. Los pesos típicos de las torres modernas son 40 ton para una torre de 50 m, de una turbina con un diámetro de rotor de 44 m (600 kw) y de 80 ton para una torre de 60 m, para un diámetro de rotor de 72 m (2,000 kw).

Este es un dato relativo, ya que ahora conforme se avanza en la tecnología se están creando materiales menos pesados, más maleables con una mayor rigidez y una mejor versatilidad para su trabajo.



Figura III.10 Fabricación de torres

Las torres de aerogeneradores son generalmente diseñadas por cada fabricante de turbinas, ya que todo el aerogenerador en conjunto tiene que ser homologado como una unidad. Por tanto, incluso si algunas torres son fabricadas por productores independientes, son siempre específicas para cada fabricante. Los pesos de las torres (por kw de potencia instalada) han disminuido alrededor del 50% en los últimos cinco años gracias a métodos de diseño más avanzados, aunque la torre todavía sigue siendo una parte del aerogenerador bastante pesada, por lo que los costos de transporte son importantes. En los mercados más grandes, generalmente es mejor no transportar las torres por carretera más de 1,000 km. En el caso que la distancia sea superior (y de que se trate de un gran proyecto) las torres suelen fabricarse localmente.

Las secciones de acero están soldadas por arco sumergido ("powderwelded"). Cada sección de la torre está soldada con un cordón longitudinal, además de un cordón circular que la une a las siguientes secciones de la torre. Se hace colocando las secciones de la torre sobre un banco de rodillos que gira lentamente la torre, mientras que un operador con una máquina de soldadura por arco sumergido suelda las secciones desde el exterior, como se muestra en la fig. 3.11.



Figura III.11 Soldadura externa e interna de la sección de una torre

Otro operador suelda el correspondiente grupo de cordones en el interior. Los cordones de soldadura de las torres son inspeccionados utilizando dispositivos de ultrasonido o de rayos X. Los cordones importantes son inspeccionados al 100%, mientras que el resto de cordones son inspeccionados sobre una muestra base. La instalación y sujeción de la torre entre si y a sus cimentaciones no conlleva una gran ciencia, las torres suelen estar unidas con pernos a las cimentaciones de concreto sobre las que reposan. Sin embargo, hay otros métodos, en el que la parte inferior de la torre es colada dentro de la cimentación de concreto, por lo que la parte más inferior de la torre tiene que ser soldada directamente en el propio emplazamiento.

Este método requiere que la torre esté provista de guías y abrazaderas especiales para mantener las dos secciones de la torre en su sitio mientras se está realizando la soldadura. Las secciones de la torre de un aerogenerador son atornilladas utilizando bridas de acero laminado en caliente, soldada a los extremos de cada sección de la torre. Las bridas están fabricadas de acero calmado, como se muestra en la fig. 3.12.

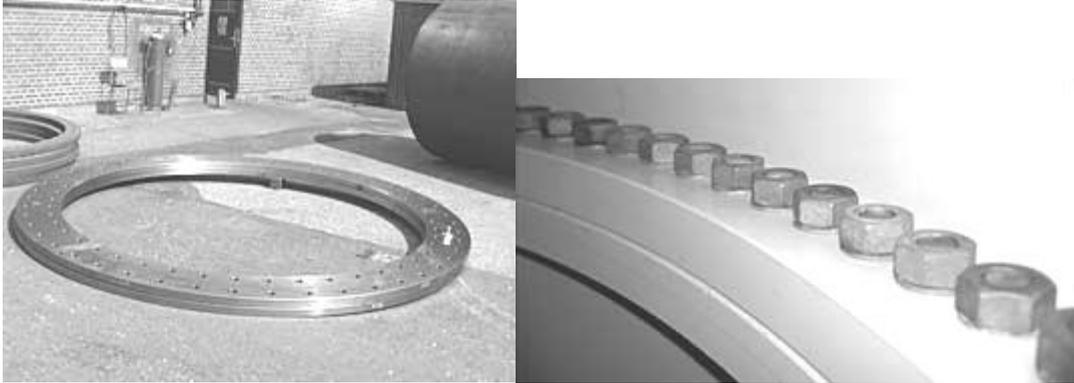


Figura III.12 Briadas y pernos del interior de una torre

3.6.1 Consideraciones aerodinámicas

Generalmente, es una ventaja disponer de una torre alta en zonas con una elevada rugosidad del terreno, dado que la velocidad del viento aumenta conforme se aleja del suelo.

Las torres de celosía y las de mástil tensado, tienen la ventaja de ofrecer menos abrigo que una torre maciza. Pero cómo se elige una torre teniendo la elección entre torres altas y bajas, definitivamente todo esto trae consecuencias. Obviamente, se obtendrá más energía de una turbina más grande que de otra pequeña. Pero si se ve la fig. 3.13, hay 3 generadores: 225, 600 y 1,500 kw respectivamente, con diámetros de rotor de 27, 43 y 60 metros; se observa que las alturas de las torres también son diferentes.



Figura III.13 Tres generadores de distintas alturas.

Claramente, un rotor de 60 metros de diámetro no podrá ser instalado sobre una torre de menos de 30 metros. Pero si se considera el costo de un gran rotor y un gran generador,

sería seguramente un desperdicio instalarlos sobre una torre pequeña, ya que se dispone de velocidades de viento mucho más altas y, por lo tanto, de mucha más energía con una torre alta. Cada metro de torre cuesta dinero, por supuesto, por lo que la altura óptima de la torre es función de:

1. Costo por metro de torre (10 m más de torre costarán alrededor de 15.000 dólares norteamericanos).
2. Cuánto varían los vientos locales con la altura sobre el nivel del suelo, es decir, la rugosidad promedio del terreno local (las grandes rugosidades van mejor con una torre alta).
3. El precio que el propietario de la turbina obtiene por un kw/h adicional de electricidad.

3.7 Energía extraíble de un aerogenerador

3.7.1 Descripción de las variaciones del viento

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas y empresas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costos de generación. Los inversionistas necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad. Si se miden las velocidades del viento a lo largo de un año se observará que en la mayoría de áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes. La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la Distribución de Weibull, como se muestra en la fig. 3.14.

Este emplazamiento particular tiene una velocidad media del viento de 7 m/s, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma 2. Las personas que están familiarizadas con la estadística se darán cuenta de que el gráfico muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que

la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100%.

La mitad del área azul está a la izquierda de la línea negra vertical a 6,6 m/s que son la mediana de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo, el viento soplará a menos de 6,6 m/s y la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s. La velocidad del viento media es realmente el promedio de las observaciones de la velocidad del viento que se tiene en ese emplazamiento.

Como se puede observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades muy altas, pero son muy raras. Por otro lado, en este ejemplo las velocidades del viento de 5,5 m/s son las más comunes. Los 5,5 m/s es el llamado valor modal de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos obtenemos la velocidad media del viento.

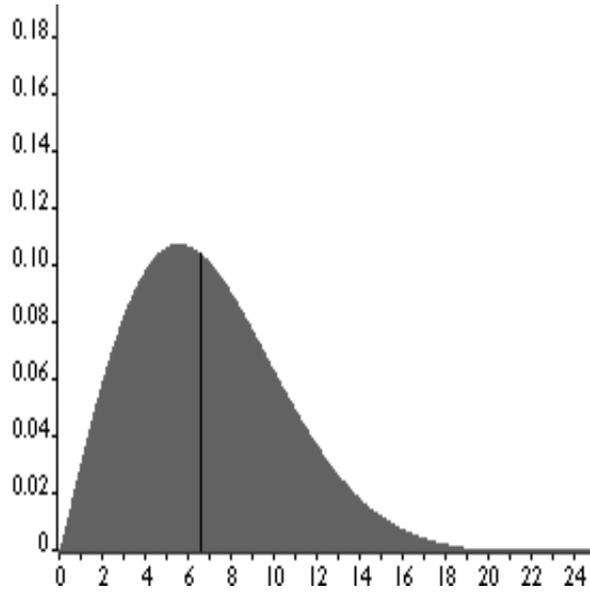


Figura III.14 Distribución de Weibull

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie.

Por lo tanto, la distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio. Si el parámetro de forma es exactamente 2, como en el gráfico anterior, la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan gráficas de rendimiento para sus máquinas usando la distribución de Rayleigh.

A continuación, se establecerán en la tabla IV datos ya realizados de las velocidades y potencias extraíbles.

Tabla III.II. Velocidades y potencias extraíbles. Datos basados en una densidad del aire de 1,225 kg/m³ correspondiente al aire seco a presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15° C.

m/s	w/m ²	m/s	w/m ²	m/s	w/m ²
0	0	8	313.6	16	2509
1	0.6	9	446.5	17	3009
2	4.9	10	612.5	18	3572
3	16.5	11	815.2	19	4201
4	39.2	12	1058.4	20	4900
5	76.5	13	1345.7	21	5672
6	132.3	14	1680.7	22	6522
7	210.1	15	2067.2	23	7452

Entonces, para la potencia por m² en w es

$$W = 0,5 * 1,225 * v^3$$

Donde:

V=es la velocidad del viento en m/s.

3.7.2 Ley de Betz

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador. Si intentamos extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador.

En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través del tubo sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco se habría extraído ninguna energía del viento. Así pues, se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que sí existe y es bastante simple: un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial.

Para entender el por qué, se tendrá que usar la ley de la física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores: La ley de Betz, dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. La ley de Betz, fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "Wind-Energie", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores.

3.7.2.1 Demostración de la ley de Betz

Considerando, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica v_1 y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor v_2 , esto es.

$$(v_1 + v_2)/2.$$

Este resultado no es más que el promedio de las velocidades, la velocidad de entrada y la velocidad de salida.

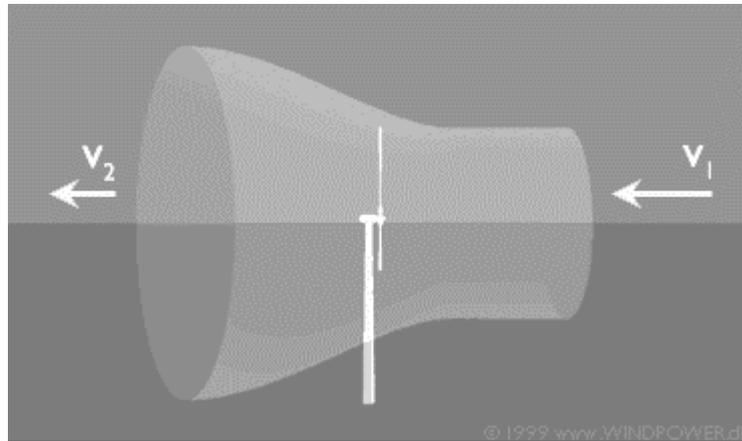


Figura III.15 Demostración de la ley de Betz

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

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

Donde:

m = es la masa por segundo.

ρ = es la densidad del aire.

F = es el área barrida por el rotor y $[(v_1 + v_2)/2]$ es la velocidad del viento promedio a través del área del rotor.

La potencia del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (de acuerdo con la segunda ley de Newton):

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

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

$$P = (P/4) ((v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)) F$$

Ahora, comparando el resultado con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área F, sin ningún rotor que bloquee el viento. Se llama a esta potencia P_0

$$P_0 = (P/2) v_1^3 F$$

El ratio entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar es:

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

Podemos dibujar P/P_0 en función de v_2 / v_1

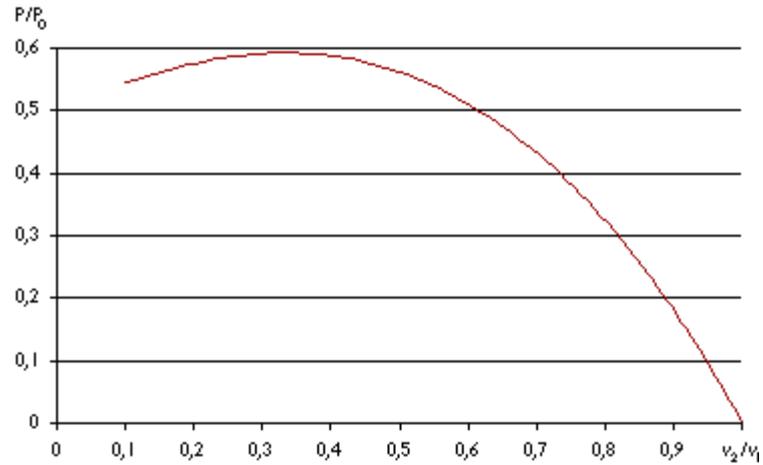


Figura III.16 Gráfica de potencia vs. Velocidad

Se observa que la función alcanza su máximo para $v_2/v_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0,59 veces ó $16/27$ de la potencia total del viento.

3.8 Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento.

Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico similar al de la fig. 3.17.

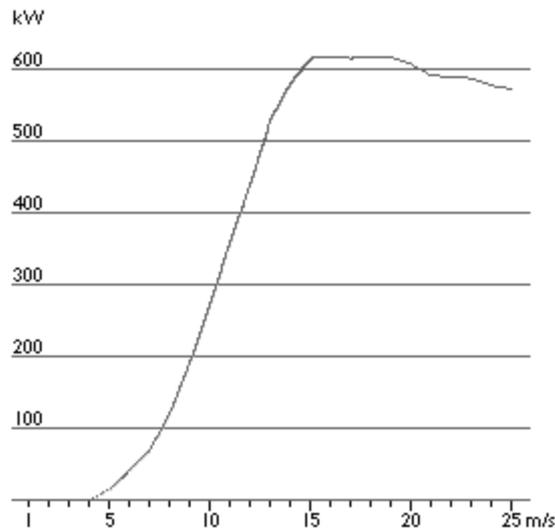


Figura III.17 Gráfico de una curva de potencia de un aerogenerador de 600 kW

En realidad, en el gráfico se observa una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea azul y no una curva bien definida. El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador. Así pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y dibujar el gráfico con esos promedios.

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencias, y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencias locales y los terrenos complejos por ejemplo aerogeneradores situados en una pendiente rugosa pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones.

Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva de potencia de un aerogenerador en una localización cualquiera dada. Una curva de potencia no indicará cuanta potencia producirá un aerogenerador a una cierta velocidad del viento media.

Por lo tanto, es muy importante la forma a la que se ha llegado a ese promedio, es decir, si los vientos varían mucho o si soplan a una velocidad relativamente constante.

También, recordemos que la mayor parte de energía eólica está disponible a las velocidades del viento que son el doble de la velocidad del viento más común en dicho emplazamiento. Finalmente, debe tenerse en cuenta el hecho de que la turbina puede no estar girando a la temperatura y presión de aire estándar, y consecuentemente hacer correcciones de los cambios en la densidad del aire. Esto al final demuestra que existen muchos atenuantes para poder tener una mejor veracidad al respecto de las curvas de potencia.

3.8.1 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Simplemente dividiendo la potencia eléctrica disponible por la potencia eólica de entrada, para medir cómo es técnicamente eficiente un aerogenerador. En otras palabras, tomamos la curva de potencia y la dividimos por el área del rotor para obtener la potencia disponible por metro cuadrado del área del rotor. Posteriormente, para cada velocidad del viento, dividimos el resultado entre la cantidad de potencia en el viento por metro cuadrado.

A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades del viento, la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por encima de aquella para la que ha sido diseñado el generador. Así pues, la eficiencia interesa sobre todo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía total que se puede extraer.

No obstante tener una mayor eficiencia no es un muy buen camino a seguir, no es un fin en sí mismo el tener una gran eficiencia técnica en un aerogenerador. Lo que en realidad interesa es el costo de sacar los kvh del viento durante algunos años. Dado que en este caso el combustible es gratis no hay necesidad de ahorrarlo. Por tanto, la turbina óptima no tiene por qué ser necesariamente la de mayor producción anual de energía.

Por otro lado, cada metro cuadrado de área de rotor cuesta dinero, por lo que, por supuesto, es necesario obtener toda la energía que se pueda (mientras puedan limitárselos costos por kvh).

Otra forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador es ver el factor de carga de una turbina en su localización particular. El factor de carga es, la producción anual de energía dividida entre la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8766 horas del año.

Ejemplo: si una turbina de 600 kw produce 1,5 millones de kwh al año, su factor de carga es $1.500.000 : (365.25 * 24 * 600) = 1.500.000 : 5.259.600 = 0,285 = 28,5\%$. Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70%, y sobre todo alrededor del 20 al 30%. Aunque generalmente se preferiría tener un gran factor de carga, puede no ser siempre ventajoso desde el punto de vista económico.

3.9 Funcionamiento de un generador eólico

Para entender cómo funciona un generador eólico, primero tendremos que comprender cómo el fabricante diseña los generadores, ya que muchas veces los datos que relacionan la investigación de campo no son los más usuales para los diseñadores, por lo tanto, se explicará brevemente cómo los diseñadores hacen posible la construcción del aerogenerador.

3.9.1 Diseño de aerogeneradores

Cuando se construyen aerogeneradores, deben tenerse en cuenta la resistencia, el comportamiento dinámico y las propiedades de fatiga del material de construcción del aerogenerador y de todo el conjunto. Los aerogeneradores están contruidos para atraparla energía cinética del viento. Así pues, se puede preguntar ¿por qué los

modernos aerogeneradores no se construyen con un gran número de palas para el rotor?, como en los viejos molinos de viento, para extraer agua o para moler granos.

Sin embargo, se tiene un problema, las turbinas con muchas palas o con palas muy anchas, producen que el rotor sea muy pesado, y por consiguiente estarán sujetas a fuerzas muy grandes, cuando el viento sopla a una velocidad relativamente pequeña no podrá salir de su estado de inercia o reposo y por consiguiente no podrá arrancar, por otro lado si se tuviera una velocidad del viento como de un huracán (recordando que el contenido energético del viento varía con la tercera potencia de la velocidad del viento) tendrá efectos de fatiga y deterioro para el generador si no está diseñado para soportar el flujo de energía. De modo que los fabricantes de aerogeneradores deben certificar sus turbinas, garantizando que una vez cada 50 años pueden soportar vientos extremos de unos 10 minutos de duración. Por lo tanto, para limitar la influencia de los vientos extremos y de los mismos vientos bajos, los fabricantes de turbinas optan por construir turbinas con pocas palas, largas y estrechas.

3.9.2 Aerogeneradores de eje horizontal

La mayor parte de la tecnología utilizada para este tipo de generadores se refiere a aerogeneradores de eje horizontal o "HAWTs", (por sus siglas en inglés "horizontal axis wind turbines"). La razón es simple, todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal. Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador.

El mismo principio básico es el que se utiliza en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.

3.9.3 Aerogeneradores de eje vertical

En las clásicas norias de agua, el agua llegaba en ángulo recto (perpendicular) respecto al eje de rotación de la noria. Los aerogeneradores de eje vertical (o "VAWTs", como algunos les llaman) son como las norias, en ese sentido posiblemente podrían funcionar para la extracción de energía eléctrica, aunque apenas serían capaces de mejorar la eficiencia de una turbina de tipo hélice.

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

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

- Se puede situar el generador en el suelo. Este no podría necesitar una torre para la máquina.
- No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.

Las principales desventajas son:

- Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.
- La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es impresionante.
- La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un "empuje" antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin importancia, ya que podemos utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina).

- La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es muy práctica en áreas donde se cultiva o se pastorean animales.
- Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada (esta es la razón por la que EOLE 4 del dibujo de abajo ya no está en funcionamiento).



Figura III.18 Turbina eólica de eje vertical

También es importante recalcar que no sólo la forma y diseño de las palas influye en el diseño de un generador eólico, también es importante la forma en que se puede extraer la energía del viento, siempre procurando tener la mayor eficiencia posible, y eso es hablar de rotores a barlovento o a sotavento.

3.9.4 Generador con rotor a barlovento

Las máquinas con rotor a barlovento tienen el rotor de cara al viento, la principal ventaja de los diseños corriente arriba, es que se evita el abrigo del viento tras la torre. Por otro lado, existe abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente. El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante

inflexible, y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además, necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

3.9.5 Generador con rotor a sotavento

Las máquinas con rotor a sotavento tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente. Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. Entonces, por consiguiente no se pueden distorsionar los cables, si la máquina ha estado orientándose de forma pasiva en la misma dirección durante un largo período de tiempo, si no se dispone de un mecanismo de orientación. Ya que los anillos rozantes o los colectores mecánicos no pueden ser una buena idea si se está trabajando con corrientes de 1,000 amperios.

Una ventaja importante es que el rotor puede hacerse más flexible, esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica estructural de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que le quitarán parte de la carga a la torre. El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre.

Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño corriente arriba o a barlovento. También es necesaria la cantidad de palas a utilizar y el porqué de un número de palas impar y no par. Pues los ingenieros de modernos aerogeneradores evitan construir grandes máquinas con un número par de palas. La razón más importante es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (mínimo tres palas), puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina. Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina que tenga una estructura rígida. La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que

obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre.

En conclusión, las palas tienden a oscilar; la configuración de tres palas mantiene la estabilidad del generador. El concepto de tres palas está atribuido al país de Dinamarca. La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos para su mecanismo de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico "concepto danés", y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados; otra de sus características importantes es el uso de un generador asíncrono del cual ya se mencionó anteriormente.

3.9.6 Concepto del generador bi pala y mono pala

Los diseños bi pala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el costo de una pala y, por supuesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual.

Las máquinas bi y mono pala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilante), como el que se muestra en la fig.3.19, es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Así pues, el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al eje principal, y que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.

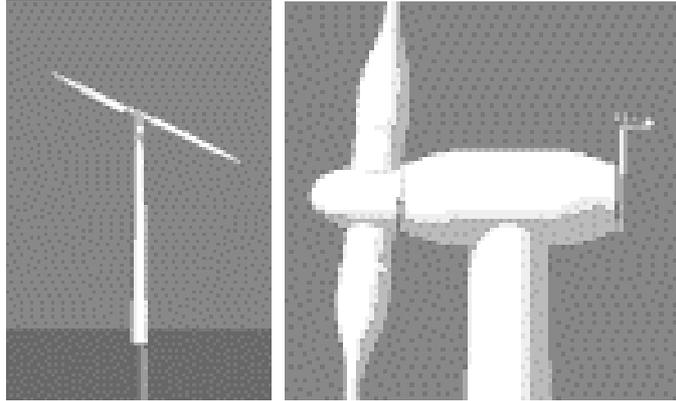


Figura III.19 Rotor bi pala basculante

Los aerogeneradores mono pala existen y, de hecho, ahorran el coste de otra “pala”. Sin embargo, los aerogeneradores mono pala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bi pala también son aplicables, e incluso en una mayor medida a las máquinas mono pala.

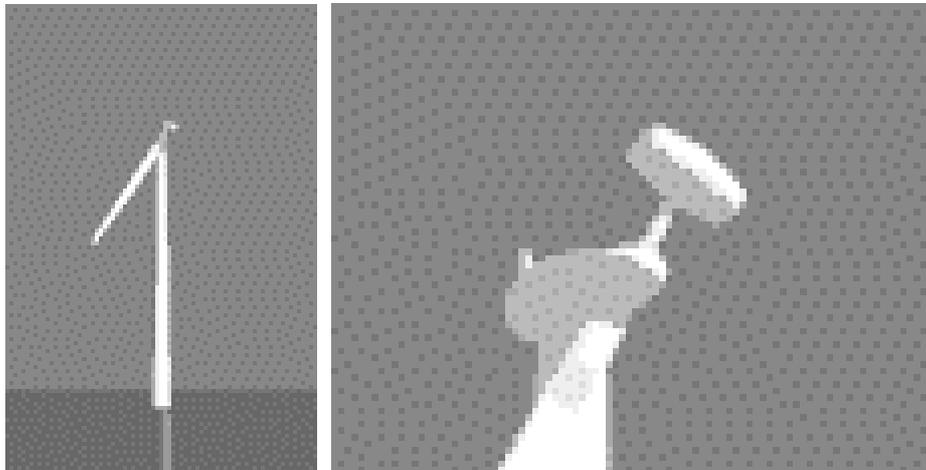


Figura III.20 Rotor mono pala

Además de necesitar una mayor velocidad de giro, de los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor como se muestra en la fig. 3.20. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bi pala.

3.9.7 Optimización de aerogeneradores

El diseño de un aerogenerador no está sólo determinado por la tecnología, sino por una combinación de tecnología y economía. Los fabricantes de aerogeneradores, quieren optimizar sus máquinas para producir electricidad al menor costo posible por kilovatio hora(kwh) de energía. Aunque los fabricantes no se preocupan demasiado de si están utilizando los recursos eólicos de forma eficiente, al fin de cuentas el combustible es gratis.

No es necesariamente una buena idea maximizar la producción anual de energía, si esto implica que se tiene que construir un aerogenerador muy caro. Un generador pequeño (un generador con una baja potencia de salida nominal en kw), requiere menos fuerza para hacerlo girar que uno grande. Si se acopla un gran rotor a un generador pequeño, se estará produciendo electricidad durante una gran cantidad de horas al año, pero sólo se capturará una pequeña parte del contenido energético del viento a altas velocidades de viento.

Por otro lado, un generador grande será muy eficiente a altas velocidades de viento, pero incapaz de girar a bajas velocidades. Así pues, los fabricantes ven la distribución de velocidades de viento y el contenido energético del viento a diferentes velocidades para determinar cuál será la combinación ideal de tamaño de rotor y de tamaño de generador en los diferentes emplazamientos para colocar aerogeneradores.

Adaptar una turbina con dos (o más) generadores puede ser ventajoso en algunas ocasiones, aunque si vale o no la pena depende realmente del precio de la electricidad, la venta y el costo- beneficio que se adquiera.

3.9.8 Como aumentar la potencia producida

Cuando un agricultor habla de la extensión de tierra que está cultivando, normalmente lo hará en términos de hectáreas o de acres. Lo mismo ocurre con los aerogeneradores, aunque en el caso del cultivo eólico se cultiva un área vertical en lugar de una

horizontal. El área del disco cubierto por el rotor (y, por supuesto, las velocidades del viento) determina cuánta energía podemos coleccionar en un año. La fig. 3.21 da una idea de los tamaños de rotor normales en aerogeneradores. Una típica turbina con un generador eléctrico de 600 kw suele tener un rotor de unos 44 metros. Si dobla el diámetro del rotor, obtendrá un área cuatro veces mayor. Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor.

Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas en la fig. 3.21, ya que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales, por supuesto, un gran generador requiere más potencia (es decir, vientos fuertes) sólo para poder girar.

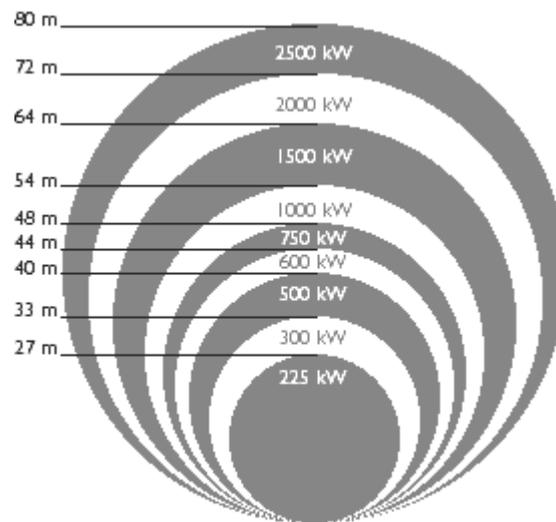


Figura III.21 Relación del diámetro del rotor y su potencia extraíble

Por lo tanto, si se instala un aerogenerador en un área de vientos suaves realmente maximizará la producción anual utilizando un generador bastante pequeño para un tamaño de rotor determinado (o un tamaño de rotor más grande para un generador dado).

CAPÍTULO IV

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

4.1 Ubicación geográfica del área en estudio.

Chauzán Totorillas es una de las comunidades rurales de la Parroquia La Matriz, perteneciente al cantón Guamote que a su vez pertenece a la provincia de Chimborazo. Esta comunidad se encuentra en la parte este del cantón Guamote está situado a una altitud de 3.050 metros. La zona está geográficamente delimitada por los paralelos 1°57'214" latitud sur y los meridianos 78°42'05" de longitud oeste.

Su población es de 1132 habitantes, siendo la mayor parte de etnia indígena como se puede observar en la figura 4.1.

El clima es agradable por el entorno mismo en el que se encuentra. Los recursos económicos de la población provienen del trabajo en los campo, ya que la mayoría de ellos se dedican a la agricultura y ganadería, siendo una población que depende de la tierra.



Figura IV.1 Toma aérea COMUNIDAD CHAUZÁN TOTORILLAS.

Para llegar a esta comunidad hay que tomar la carretera desde el letrero el mismo que se indica en la figura 4.2, que va desde la vía panamericana hasta la comunidad y la loma del mismo nombre con una distancia aproximada de 1 km.



Figura IV.2 Entrada a la comunidad Chauzán Totorillas.

A pocos metros de la localidad de Totorillas se encuentra una propiedad de la EsPOCH, en la que desde hace un tiempo está instalado equipos de medición para medir las condiciones geográficas de la zona como se puede observar en la figura 4.3, entre otras: viento, temperatura, presión.

Tabla IV.I Estación meteorológica

Ubicación Política:	Chauzán Totorillas–Guamote-Chimborazo
Posición Geográfica:	Latitud: 1°57'214"S Longitud: 78°42'05"O
Elevación:	3.050 m.s.n.m.
Altura del anemómetro:	10m
Institución Responsable:	ESPOCH

Específicamente la evaluación del potencial eólico se realizó con los datos registrados durante los años 2009 Y 2010.



Figura IV.3 Estación meteorológica Totorillas

4.2 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 4.1, y cuya tendencia se presenta en la Figura 4.4.

Tabla IV.II Datos temperatura mensual °C, °K

TEMPERATURA MENSUAL °C		
MESES	AÑO 2009	AÑO 2010
Ene	7,15	6,98
Febr	7,25	7,44
Mar	7,23	7,21
Abr	7,15	7,15
May	7,25	7,25
Jun	7,2	7
Jul	6,59	5,89
Agos	6,78	5,65
Sept	6,32	5,32
Oct	6,01	5,02
Nov	6,45	6,23
Dic	6,52	6,54
Media	6,825	6,473

Como se puede apreciar, los períodos más cálidos para la zona se encuentran entre los meses de enero a junio, mientras que la época de frío se ubica entre los meses de julio a diciembre, esto es característico de la zona andina.

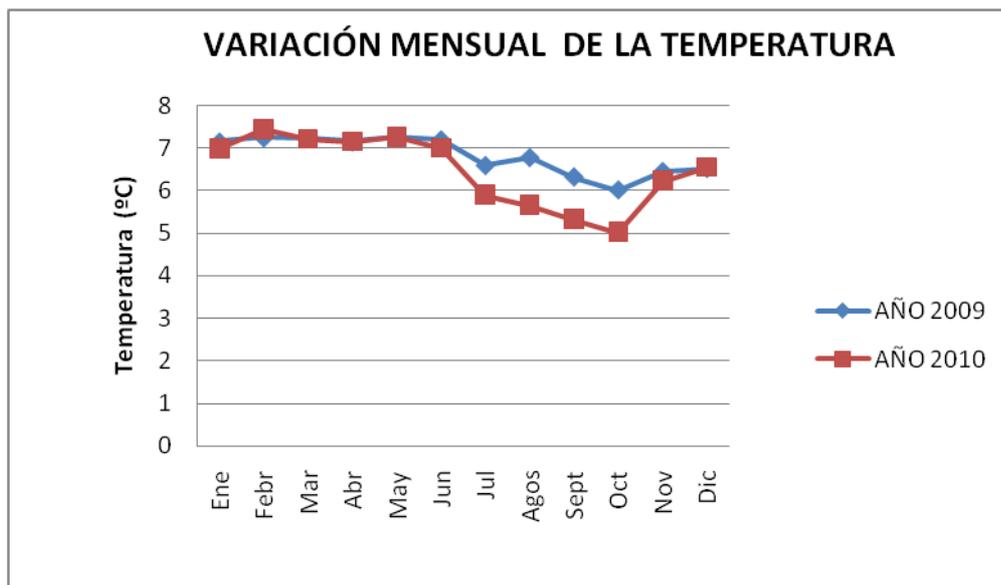


Figura IV.4 Línea de tendencia de la temperatura ambiente

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 2009 y 2010, los mismos que se detallan en la Tabla 4.3, y cuya línea de tendencia se muestra en la Figura 4.5.

Tabla IV.III Variación mensual de la presión atmosférica en TOTORILLAS

PRESIÓN ATMOSFÉRICA MENSUAL (bar)		
MESES	AÑO 2009	AÑO 2010
Ene	702,312	702,456
Febr	702,056	702,361
Mar	701,986	702,985
Abr	701,875	702,875
May	701,824	702,652
Jun	701,254	701,847
Jul	701,021	701,563
Agos	701,621	701,325
Sept	701,896	701,562
Oct	700,231	701,654
Nov	700,654	701,578
Dic	701,225	701,785
Media	701,496	702,054

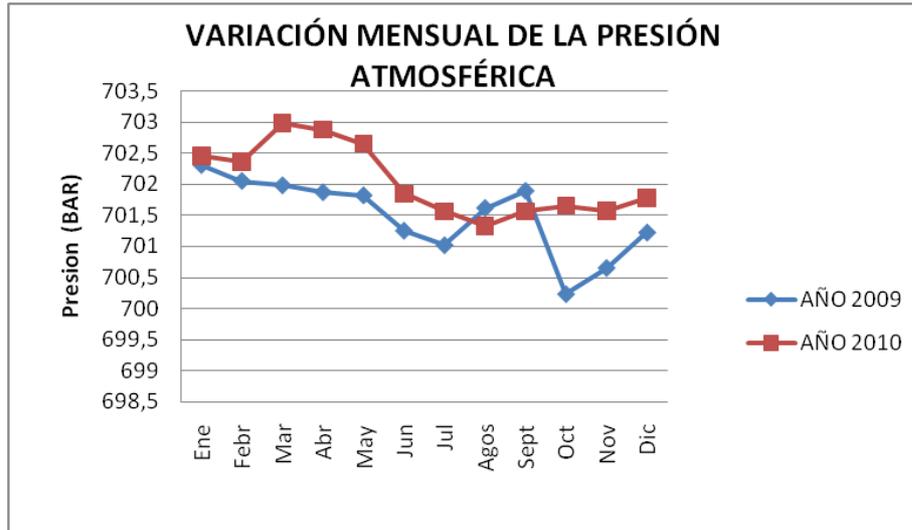


Figura IV.5 Línea de tendencia de la presión atmosférica en Totorillas

Para cálculos de ingeniería, generalmente el valor de la densidad estándar del aire utilizada es de 1,225 kg/m³, 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 que consta en el Manual de Energía Eólica (Wind Energy Handbook) de la ASME, la cual se detalla a continuación:

Donde:

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

ρ_T = Densidad corregida

T = Temperatura ambiente [°K]

B = Presión Barométrica [BAR]

Como puede apreciarse en la Tabla 4.4 y en la Figura 4.6 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 IV. IV Valores corregidos de la densidad del aire en Totorillas

MESES	AÑO 2009			AÑO 2010		
	TEMPERATURA(°k)	PRESIÓN(Bar)	DENSIDAD (kg/m3)	TEMPERATURA(°k)	PRESIÓN(Bar)	DENSIDAD (kg/m3)
Ene	280,3	702,312	0,872817934	280,13	702,456	0,873526682
Febr	280,4	702,056	0,87218862	280,59	702,361	0,871976678
Mar	280,38	701,986	0,872163865	280,36	702,985	0,873467352
Abr	280,3	701,875	0,87227484	280,3	702,875	0,873517618
May	280,4	701,824	0,871900399	280,4	702,652	0,872929052
Jun	280,35	701,254	0,871347644	280,15	701,847	0,872707063
Jul	279,74	701,021	0,872957554	279,04	701,563	0,875824083
Agos	279,93	701,621	0,873111694	278,8	701,325	0,876280648
Sept	279,47	701,896	0,874891591	278,47	701,562	0,877615556
Oct	279,16	700,231	0,87378546	278,17	701,654	0,878677255
Nov	279,6	700,654	0,872937416	279,38	701,578	0,874776926
Dic	279,67	701,225	0,873430149	279,69	701,785	0,874065165
Media	279,975	701,496	0,873	279,623	702,054	0,875

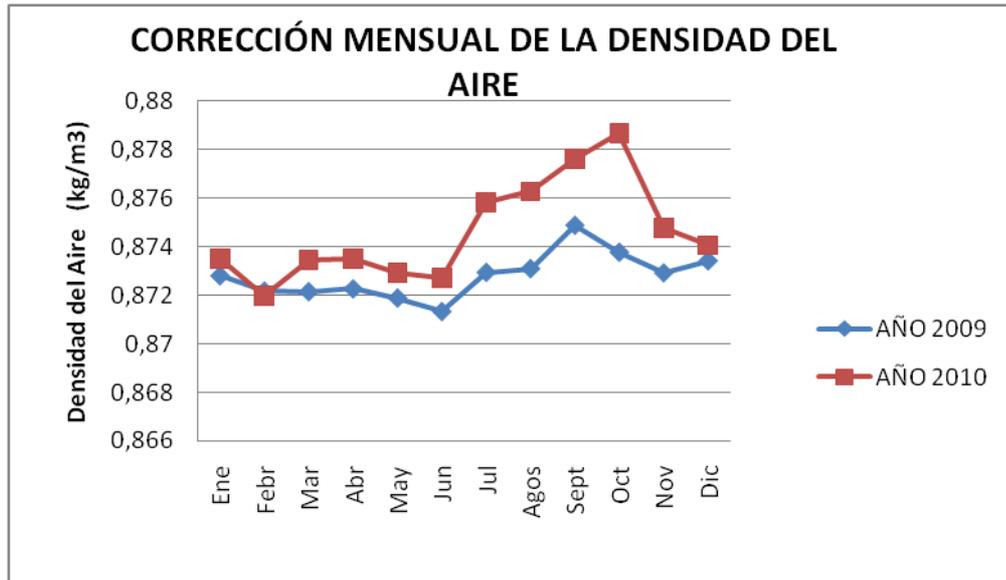


Figura IV.6 Línea de tendencia de la densidad corregida del aire en totorillas

4.3 Velocidad del viento

En el caso de la región de Totorillas, de la información obtenida en los años 2009 y 2010, se puede analizar un comportamiento que no se rige por influencia local. La variable de peso en el comportamiento de la velocidad del viento corresponde al fenómeno sinóptico.

El estudio del comportamiento general de las series de datos para dicho periodo en las Tablas 4.5 y 4.6 muestra la velocidad media mensual calculada en la estación meteorológica antes mencionada.

Tabla IV. V Velocidades promedio del viento en los meses del año 2009

VELOCIDAD MENSUAL(m/s)	
MESES	AÑO 2009
Ene	4,44
Febr	5,98
Mar	5,84
Abr	5,91
May	5,6
Jun	6,09
Jul	6,18
Agos	6,14
Sept	6,08
Oct	5,98
Nov	4,46
Dic	4,49
Media	5,599

Tabla IV. VI Velocidades promedio del viento en los meses del año 2010

VELOCIDAD MENSUAL(m/s)	
MESES	AÑO 2010
Ene	4,389
Febr	4,896
Mar	5,546
Abr	5,986
May	6,321
Jun	6,452
Jul	6,683
Agos	6,58
Sept	6,54
Oct	5,5
Nov	5,98
Dic	5,01
Media	5,824

4.4. 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 tabla 4.7.

Tabla IV. VII Descripción de la rugosidad.

LONGITUD DE RUGOSIDAD, (M).	TIPO DE PAISAJE
0,0002	Superficie de agua (mar abierto, lago, presa), con apariencia abierta de varios kilómetros.
0,0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa (por ejemplo: pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.); tierra desnuda, arena de costa (playas), vegetación de costa rocosa con alturas entre 0,5 y 1 m.
0,03	Área agrícola abierta sin cercados ni arbustos y con edificaciones muy dispersas. Solo colinas suavemente redondeadas. Vegetación de costa arenosa, herbazal de ciénaga, sabanas seminaturales y antrópicas.
0,055	Terreno agrícola con algunas casas y arbustos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 1 250 m. Vegetación de mogotes.
0,1	Terreno agrícola moderadamente abierto con algunas casas y arbustos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 500 m.
0,15	Cultivos bajos (caña de azúcar, tabaco, etc.); matorrales (marabú); plantaciones forestales jóvenes menores de 4 m (pinos, eucaliptos, majagua, etc.).
0,2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 250 m. Bosque degradado 3-4 m de altura, bosque de galería y frutales.
0,3-0,35	Bosque semideciduo y bosque de mangles (mangle prieto, mangle rojo, llana y patabán).
0,4	Pueblos, ciudades pequeñas, suburbios, terreno agrícola con muchos o altos setos resguardantes, bosques de pinos y terreno accidentado y muy desigual.
0,5-0,9	Bosque pluvial y bosque siempre verde (ubicados en macizos montañosos).
1-2	Grandes ciudades con edificios muy altos.

Para el caso del área en estudio, considerando en primera instancia que los vientos predominantes en la zona vienen desde el sur y el este, es decir desde la región amazónica, adicional a que el lugar previsto para la instalación de los aerogeneradores se ubicaría en la cima del monte que lleva el mismo nombre de la Comunidad, el tipo de paisaje al que se podría asemejar en este caso según la Tabla 3. (Clases y Longitudes de Rugosidad), Terreno agrícola moderadamente abierto con algunas casas y arbustos resguardantes la cual presenta una Longitud de Rugosidad de 0.088 m.

4.5 La densidad de la potencia del viento

Dada la variabilidad de la velocidad, la caracterización del potencial disponible de un lugar se debe realizar a partir de la determinación de los valores de la potencia correspondiente a cada velocidad y promediar éstos para un determinado período de tiempo (en este caso un año). De esta forma se define el potencial eólico disponible de un lugar como la potencia media eólica por unidad de superficie para un determinado período de tiempo, generalmente un año, supuesta una densidad del aire constante.

$$\frac{\langle Pd \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 = \frac{1}{2} \rho v^{*3}$$

La densidad de potencia depende del cubo de la velocidad. Así, si la velocidad aumenta un 10%, la densidad de potencia crece un 33%. De aquí la importancia de la colocación del aerogenerador a la mayor altura posible sobre el nivel del suelo, dado que la velocidad tiende a crecer con la altura.

Donde:

$$\rho \text{.- es la densidad del aire en } (Kg/m^3). \quad \rho = \frac{p}{R^* \times T} = \frac{p \times 100 \text{ Pa}}{R^* \times (273.15 + t^{\circ}C)}$$

t .- es la temperatura en grados centígrados $(^{\circ}C)$.

h .- es la altura sobre el nivel del mar (m). $h = 3050$ m.

Temperatura $t = 15 - 0.0065 \times z$, ($^{\circ}C$). Temperatura promedio anual: $7,16$ ($^{\circ}C$),

Presión : $p = 1013,25 \times \left(-2,25 \times 10^{-5} \times z \right)^{5,2561}$ con la condición: $0 < z < 0.1$ m .

$$p = 1013,25 \times \left(-2,25 \times 10^{-5} \times 3100 \right)^{5,2561} = 6,9291 \times 10^4 \text{ Pa} = 69.291 \text{ kPa.}$$

$$\rho(2009) = \frac{p}{R^* \times T} = \frac{p \times 100 \text{ Pa}}{R^* \times (73.15 + t^{\circ}C)} = \frac{6,9291 \times 10^4}{287.04 \times (73.15 + 7.14)} = 0.875 \text{ (Kg / m}^3\text{)}.$$

$$\rho(2010) = \frac{p}{R^* \times T} = \frac{p \times 100 \text{ Pa}}{R^* \times (73.15 + t^{\circ}C)} = \frac{6,9291 \times 10^4}{287.04 \times (73.15 + 7.14)} = 0.8749 \text{ Kg / m}^3\text{)}.$$

La densidad de potencia depende linealmente de la densidad del aire, por lo que un aire frío presenta una densidad de potencia superior a uno más caliente.

v^* ,- es la velocidad eficaz, es decir, la velocidad que debería tener el viento, de forma constante durante todo el año, para presentar una densidad de potencia disponible igual a la que tiene en realidad.

$\langle v^3 \rangle$.- representa la media de los cubos de las velocidades (velocidad media cúbica), en el período de tiempo considerado. Es diferente al cubo de la velocidad media $\langle v \rangle^3$.

$\langle v \rangle^3$.- representa el cubo de la velocidad media.

Fe .- es el factor de energía, factor de potencia eólica o factor de irregularidad.

$$Fe = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)}, \text{ en general se cumple que: } 1.5 \leq Fe \leq 3.5$$

Admitiendo para el viento una distribución de velocidades según la ley de Weibull, el valor del factor F_e , viene dado por la fórmula siguiente y depende sólo del factor de forma k .

4.6. Ley de distribución de Weibull de la velocidad del viento

Es importante disponer de una función que permita determinar la distribución de velocidades del viento a lo largo de un periodo de tiempo en este caso de un año. La función densidad de probabilidad $p(v)$ correspondiente a la ley de Weibull es del tipo de dos parámetros k, c y viene dada por la expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Donde: v .- es la velocidad del viento (m/s) ,

$p(v)$.- es la función densidad de probabilidad de Weibull,

c .- es el factor de escala (m/s) , valor que puede ser aproximado a la velocidad media y

k .- es el factor de forma, que caracteriza la simetría o sesgo de la función de probabilidad.

4.7. Método para la determinación de los parámetros de Weibull

La determinación de los parámetros de Weibull k, c depende de los datos disponibles.

Para el caso presente donde se conoce únicamente la velocidad media anual $\langle v \rangle$, medidas tomadas a 10 m de altura sobre el nivel del suelo. Según Justus establece fórmulas válidas únicamente para este caso que relacionan k y la velocidad media anual $\langle v_{10} \rangle$, en función del tipo de Varianza o índice de variabilidad, tenemos:

$$\text{Varianza mediana (2009)} : k = 0.94 \times \sqrt{\langle v_{10} \rangle} = 0.94 \times \sqrt{5.599} = 2.2$$

$$\text{Varianza mediana (2010)} : k = 0.94 \times \sqrt{\langle v_{10} \rangle} = 0.94 \times \sqrt{5.824} = 2.3$$

Cuando en un lugar, desconocemos el tipo de varianza, y sólo sabemos la velocidad media anual del viento, puede alcanzarse una estimación razonable de los parámetros de Weibull, considerando el caso correspondiente a una varianza mediana. Esta estimación permite obtener una estima razonable cuando sólo tenemos un único dato (velocidad media anual). Luego, conociendo el valor de k , se puede conocer el valor de c , sea por tablas que relacionan los parámetros de Weibull, según el tipo de Varianza o variabilidad, como también por la relación (velocidad media/parámetro c).

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \rightarrow c(2009) = \frac{\langle v \rangle}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2.224}\right)} = \frac{5.599}{\Gamma(1.45)} = \frac{5.599}{0.941} = 6m/s.$$

$$c(2009) = 6m/s.$$

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \rightarrow c(2010) = \frac{\langle v \rangle}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2.268}\right)} = \frac{5.824}{\Gamma(1.44)} = \frac{5.824}{0.935} = 6.6m/s.$$

$$c(2010) = 6.6m/s.$$

Luego, se puede calcular el Factor de Energía usando la expresión:

$$Fe(2009) = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{2.224}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{2.224}\right)} = \frac{\Gamma(2.12)}{\Gamma^3(1.3731)} = \frac{1.05028}{0.89145^3} = 1.48 \approx 1.5$$

$$Fe(2010) = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{2.268}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{2.268}\right)} = \frac{\Gamma(2.22)}{\Gamma^3(1.3731)} = \frac{1.124}{0.945^3} = 1.5468 \approx 1.55$$

Donde Γ - es la función gamma, cuyo valor se encuentra en tablas.

k . – Es el factor de forma y $1.5 \leq Fe \leq 3.5$.

4.8. Variación de la velocidad del viento con la altura

Los principales factores que influyen sobre la variación de la velocidad del viento con la altura son las turbulencias de origen mecánico y las de origen térmico. Las primeras causadas por las irregularidades de la superficie del terreno (orografía, relieve, obstáculos y rugosidad) y la segunda por el gradiente vertical de temperatura del aire que provoca las corrientes conectivas en sentido vertical.

Para el cálculo de la variación de la velocidad con la altura tomamos en consideración uno de los siguientes casos:

- Variación con la altura de la velocidad del viento medio estacionario,
- Variación con la altura de la velocidad media del viento a largo plazo.

Nuestro caso corresponde a la velocidad del viento a largo plazo (velocidad media anual), por lo tanto, el modelo de cálculo se basa en admitir una ley potencial para la variación de la velocidad según la expresión:

$$\frac{v^1}{v} = \left(\frac{z^1}{z} \right)^\alpha$$

En donde α es un coeficiente que depende de la longitud de la rugosidad z_0 del terreno.

Con la información obtenida de la velocidad media anual $\langle v \rangle$ medida a una altura Z y como no se dispone de más información sobre las características físicas, ni el tipo de terreno, aplicamos la fórmula de Justus-Mikjail para obtener una primera estimación del exponente α :

$$\alpha = \frac{0.35 - 0.088 \cdot \ln \langle v \rangle}{1 - 0.088 \cdot \ln \langle z/10 \rangle}, \text{ para rugosidades } 0.5 \text{ m} < Z_o < 0.9 \text{ m}$$

$$\alpha(2009) = \frac{0.35 - 0.088 \cdot \ln \langle v \rangle}{1 - 0.088 \cdot \ln \langle z/10 \rangle} = \frac{0.35 - 0.088 \cdot \ln \langle 6.599 \rangle}{1 - 0.088 \cdot \ln \langle 1 \rangle} = \frac{0.35 - 0.088 \times 1.722}{1} = \frac{0.198}{1} = 0.1943$$

$$\alpha(2010) = \frac{0.35 - 0.088 \cdot \ln \langle v \rangle}{1 - 0.088 \cdot \ln \langle z/10 \rangle} = \frac{0.35 - 0.088 \cdot \ln \langle 6.824 \rangle}{1 - 0.088 \cdot \ln \langle 1 \rangle} = \frac{0.35 - 0.088 \times 1.761}{1} = \frac{0.195}{1} = 0.195$$

Donde: $z=10 \text{ m}$ es la altura respecto al suelo a la que se ha medido la velocidad media anual $\langle v \rangle$, la Longitud de la rugosidad Z_o en (m), que corresponde a cierta clase de rugosidad, considerando el tipo de terreno V y VI son respectivamente las velocidades a las alturas z y $z1$ en m/s.

$$V(2009) = 6.47 \text{ m/s}$$

$$V(2010) = 6.73 \text{ m/s}$$

V es la velocidad media anual a la altura Z.

Para analizar la influencia de la rugosidad del terreno sobre el perfil vertical de la velocidad media, se propone calcular las velocidades medias, a diferentes metros de altura, y luego calcular las potencias eólicas respectivas, las mismas que se detallan en las tablas 4.8 Y 4.9.

Tabla IV. VIII Cálculo de la variación de la velocidad con la altura año 2009

Alturas (m)	V(m/s)
10	5,59
11,5	5,75
15	6,06
20	6,41
25	6,70
30	6,95
31,5	7,02
35	7,17
40	7,36
41,5	7,41
45	7,53
50	7,69
60	7,98
70	8,22

Tabla IV.IX Cálculo de la variación de la velocidad con la altura año 2010

2010	
Alturas (m)	V(m/s)
10	5,82
11,5	6,00
15	5,31
20	6,74
25	6,74
30	7,34
31,5	7,41
35	7,57
40	7,78
41,5	7,85
45	7,98
50	8,16
60	8,45
70	8,67

4.9 Cálculo de la variación del potencial eólico disponible

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 las Tablas 4.10 y 4.11.

$$\left[\frac{\langle Pd \rangle}{A} (\text{W} / \text{m}^2) \right] = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3$$

Tabla IV.X Cálculo de la variación del potencial eólico disponible para el año 2009

AÑO 2009	
MESES	Pd(w/m²)
Ene	59,02
Febr	144,09
Mar	134,20
Abr	139,10
May	118,29
Jun	152,04
Jul	159,18
Agos	156,13
Sept	151,91
Oct	144,35
Nov	59,83
Dic	61,08
Media	123,27

Tabla IV.XI Cálculo de la variación del potencial eólico disponible para el año 2009

AÑO 2010	
MESES	Pd(w/m ²)
Ene	57,05
Febr	79,06
Mar	115,11
Abr	144,74
May	170,32
Jun	181,08
Jul	201,95
Agos	192,86
Sept	189,65
Oct	112,94
Nov	144,52
Dic	84,91
Media	139,52

Se puede mencionar entonces que las velocidades calculadas a partir de los nuevos parámetros de Weibull, no difieren mucho con las velocidades calculadas considerando la longitud de la rugosidad, que corresponde a cierta Clase de rugosidad, y al tipo de terreno.

El Potencial eólico experimenta un notable incremento a medida que nos elevamos respecto al suelo, por esta razón interesa colocar el rotor del aerogenerador lo más elevado posible.

En la realidad este aumento es algo menor por la variación que experimentan los parámetros k y c de la distribución de Weibull.

4.10. Energía anual disponible.

El valor de la Energía eólica anual disponible para el potencial eólico KWh/m^2 , para un periodo de un año $\bar{C} = 8760 h$ se determina multiplicando la densidad media de potencia eólica disponible por el número total de horas (8,76h):

$$\left[\frac{\langle Ed \rangle}{A} (\text{kWh} / \text{m}^2) \right] = \frac{1}{2} \rho F_e \langle v \rangle^3 * 8.76$$

Tabla IV.XII Cálculo de la variación de la energía anual disponible para el año 2009.

AÑO 2009	
MESES	Ed(Kwh/m²)
Ene	517,00
Febr	1262,22
Mar	1175,60
Abr	1218,53
May	1036,22
Jun	1331,88
Jul	1394,38
Agos	1367,72
Sept	1330,72
Oct	1264,53
Nov	524,09
Dic	535,04
Media	1079,83

Tabla IV.XIII Cálculo de la variación de la energía anual disponible para el año 2010

AÑO 2010	
MESES	Ed(Kwh/m²)
Ene	499,80
Febr	692,55
Mar	1008,34
Abr	1267,95
May	1491,96
Jun	1586,26
Jul	1769,10
Agos	1689,44
Sept	1661,34
Oct	989,33
Nov	1265,97
Dic	743,84
Media	1222,16

Se debe mencionar que estos valores corresponden a la Energía máxima que se podría extraer del viento por medio de un rotor de 1 m^2 de superficie barrida si toda la energía cinética contenida en el flujo eólico pudiese transformarse íntegramente en energía mecánica útil en el eje de dicho rotor en un período determinado de un año (365 días x 24 horas) aclarando que la energía útil tiene un valor del orden del 40% de la energía eólica disponible.

4.11. 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 una mejor comprensión de lo realizado, se detallará a continuación el proceso utilizado para determinar la Rosa de los Vientos de los años 2009 y 2010, para lo cual se han considerado los 4745 datos recogidos.

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 $22,5^\circ$ cada uno y se le asignará a su dirección central la sigla y la denominación correspondiente de acuerdo con la Tabla 4.14.

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 4.15.

Tabla IV.XIV 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 IV.XV 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 4.14 y 4.15 se obtiene las tablas 4.16 y 4.17, 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 los años 2009 y 2010.

Tabla IV.XVI Tabla de frecuencias de dirección e intensidad del viento para el año 2009

DIRECCIÓN E INTENSIDAD DE LOS VIENTOS 2009								
VELOCIDAD	< 3 m/s		3 - 6 m/s		6 - 9 m/s		9 < m/s	
DIRECCIÓN	# DATOS	%	# DATOS	%	# DATOS	%	# DATOS	%
N	25,3	0,5	98,7	2,1	39,2	0,8	6,8	0,1
NNE	49,2	1,0	192,0	4,0	76,2	1,6	13,3	0,3
NE	8,2	0,2	32,0	0,7	12,7	0,3	2,2	0,0
ENE	105,2	2,2	410,7	8,7	163,0	3,4	28,5	0,6
E	8,9	0,2	34,7	0,7	13,8	0,3	2,4	0,1
ESE	12,3	0,3	48,0	1,0	19,0	0,4	3,3	0,1
SE	21,9	0,5	85,3	1,8	33,9	0,7	5,9	0,1
SSE	134,6	2,8	525,3	11,1	208,5	4,4	36,5	0,8
S	49,9	1,1	194,7	4,1	77,2	1,6	13,5	0,3
SSW	73,8	1,6	288,0	6,1	114,3	2,4	20,0	0,4
SW	26,6	0,6	104,0	2,2	41,3	0,9	7,2	0,2
WSW	32,1	0,7	125,3	2,6	49,7	1,0	8,7	0,2
W	15,7	0,3	61,3	1,3	24,3	0,5	4,3	0,1
WNW	36,2	0,8	141,3	3,0	56,1	1,2	9,8	0,2
NW	42,4	0,9	165,3	3,5	65,6	1,4	11,5	0,2
NNW	41,0	0,9	160,0	3,4	63,5	1,3	11,1	0,2
SUBTOTAL	683	14,4	2666	56,	1058	22,3	185	3,9
CALMA	%	TOTAL	%	TOTAL				
151	3,2	DATOS	TOTAL	DATOS				
151	3,2	4745,0	100,0	DATOS				

Tabla IV.XVII Tabla de frecuencias de dirección e intensidad del viento para el año 2010

DIRECCIÓN E INTENSIDAD DE LOS VIENTOS 2010								
VELOCIDAD	< 3 m/s		3 - 6 m/s		6 - 9 m/s		9 < m/s	
DIRECCIÓN	# DATOS	%	# DATOS	%	# DATOS	%	# DATOS	%
N	27,5	0,6	106,7	2,2	41,4	0,9	8,2	0,2
NNE	46,5	1,0	181,3	3,8	72,0	1,5	12,6	0,3
NE	2,7	0,1	10,7	0,2	4,2	0,1	0,7	0,0
ENE	82,0	1,7	320,0	6,7	127,0	2,7	22,2	0,5
E	15,0	0,3	58,7	1,2	23,3	0,5	4,1	0,1
ESE	24,6	0,5	96,0	2,0	38,1	0,8	6,7	0,1
SE	34,8	0,7	136,0	2,9	54,0	1,1	9,4	0,2
SSE	159,9	3,4	624,0	13,2	247,6	5,2	43,3	0,9
S	59,4	1,3	232,0	4,9	92,1	1,9	16,1	0,3
SSW	66,3	1,4	258,7	5,5	102,6	2,2	18,0	0,4
SW	28,7	0,6	112,0	2,4	44,4	0,9	7,8	0,2
WSW	23,2	0,5	90,7	1,9	36,0	0,8	6,3	0,1
W	10,9	0,2	42,7	0,9	16,9	0,4	3,0	0,1
WNW	33,5	0,7	130,7	2,8	51,8	1,1	9,1	0,2
NW	38,3	0,8	149,3	3,1	59,3	1,2	10,4	0,2
NNW	30,1	0,6	117,3	2,5	46,6	1,0	8,1	0,2
SUBTOTAL	683	14,4	2667	56,2	1057	22,3	186	3,9
CALMA	%	TOTAL	%					
235	5,0	DATOS	TOTAL					
235	5,0	4745	100					

La representación gráfica de las tablas 4.16 y 4.17, mostradas en las figura 4.7 y 4.8, 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 sector de Totorillas.

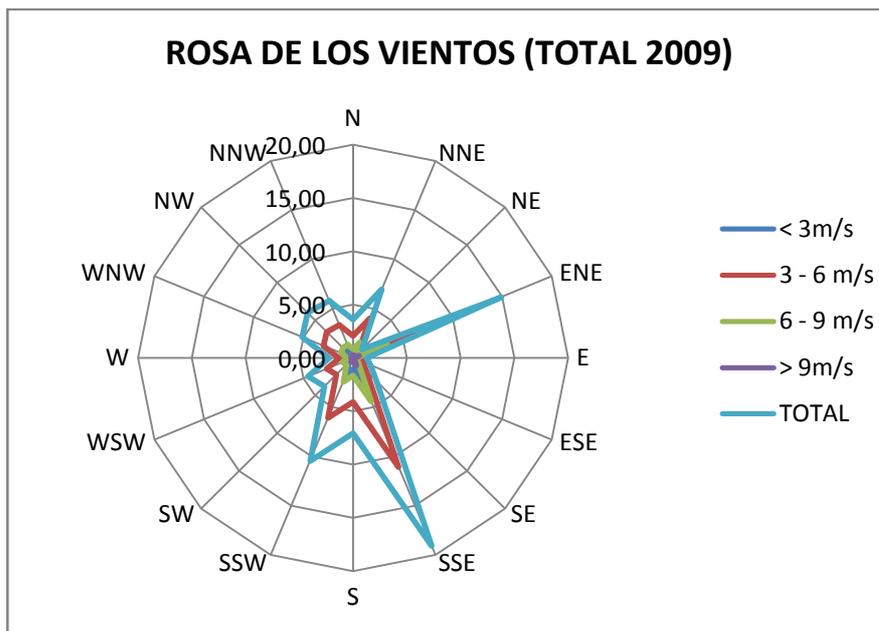


Figura IV.7 Rosa de los vientos año 2009

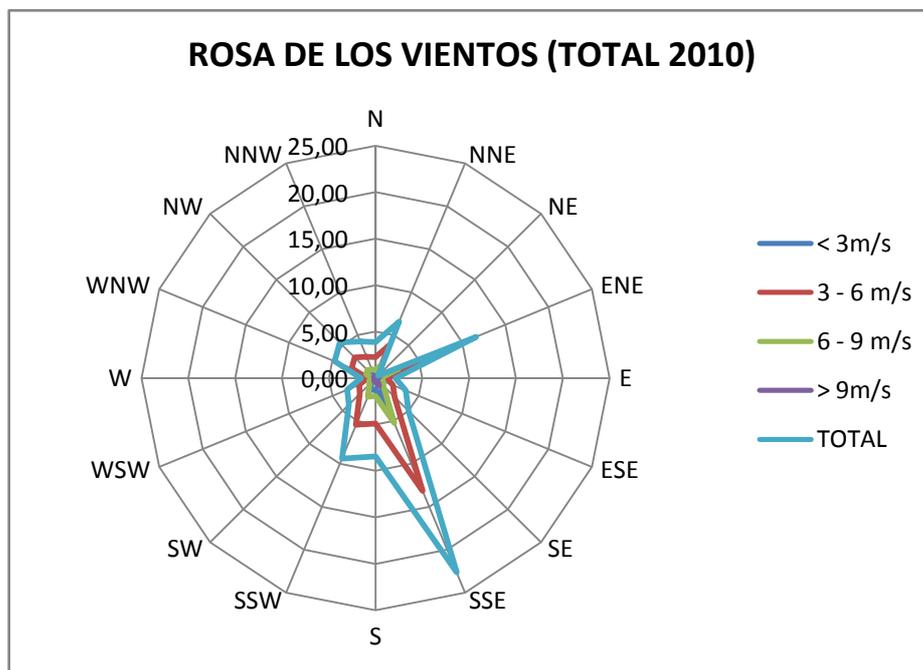


Figura IV.8 Rosa de los vientos año 2009

4.12. Evaluación del potencial eólico

Para realizar este análisis se parte de las velocidades del viento tomadas de una torre de medición instalada previamente en el emplazamiento del Parque. Dicha estación tienen una altura de 10m sobre el nivel del suelo y posee sensores de velocidad y de dirección del viento.

El sistema de adquisición de datos de la estación registra datos promediados cada 10 minutos de velocidad de viento y su desviación estándar en los dos niveles, y de dirección en el nivel superior.

A partir de estos datos se obtiene las figura 4.9 y 4.10 ,a partir de las tablas 4.18 y 4.19 en la que se representan las frecuencias de viento por intervalos de velocidad para el periodo de referencia a partir de cual se va a realizar el análisis por el que se determina el número de horas equivalentes de funcionamiento que tendrá aproximadamente el Parque.

Tabla IV.XVIII Tabla de frecuencias de velocidad del viento para el año 2009

Velocidad (m/s)	Numero de datos	Frecuencia 2009 (%)
0	154	3,2
1	124	2,6
2	210	4,4
3	350	7,4
4	733	15,4
5	1100	23,2
6	834	17,6
7	678	14,3
8	244	5,1
9	135	2,8
10	132	2,8
11	50	1,1
12	1	0,0
13	0	0,0
14	0	0,0
más de 15	0	0,0

Tabla IV.XIX Tabla de frecuencias de velocidad del viento para el año 2010

Velocidad (m/s)	Numero de datos	Frecuencia 2009 (%)
0	235	5,0
1	124	2,6
2	221	4,7
3	336	7,1
4	756	15,9
5	1075	22,7
6	814	17,2
7	623	13,1
8	225	4,7
9	145	3,1
10	101	2,1
11	65	1,4
12	25	0,5
13	0	0,0
14	0	0,0
más de 15	0	0,0

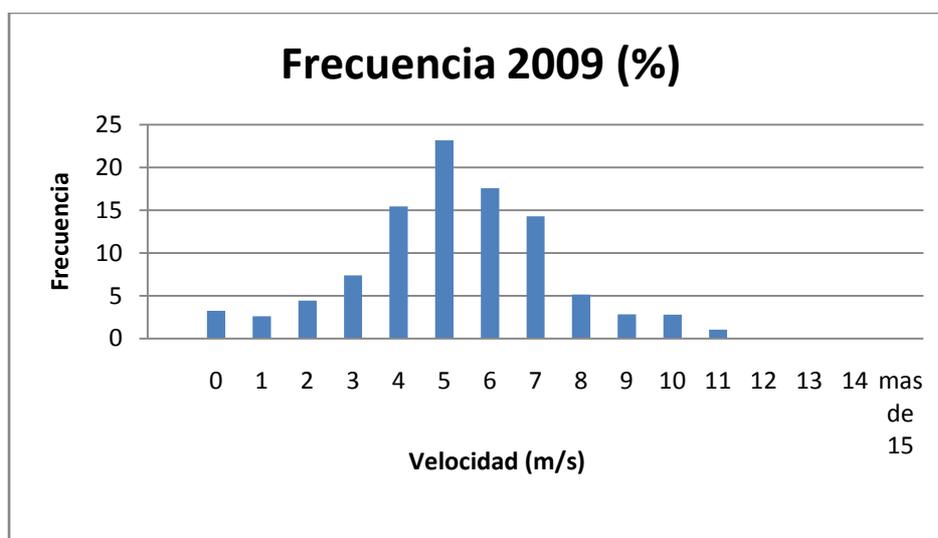


Figura IV.9 Frecuencias de viento año 2009 por intervalos de velocidad

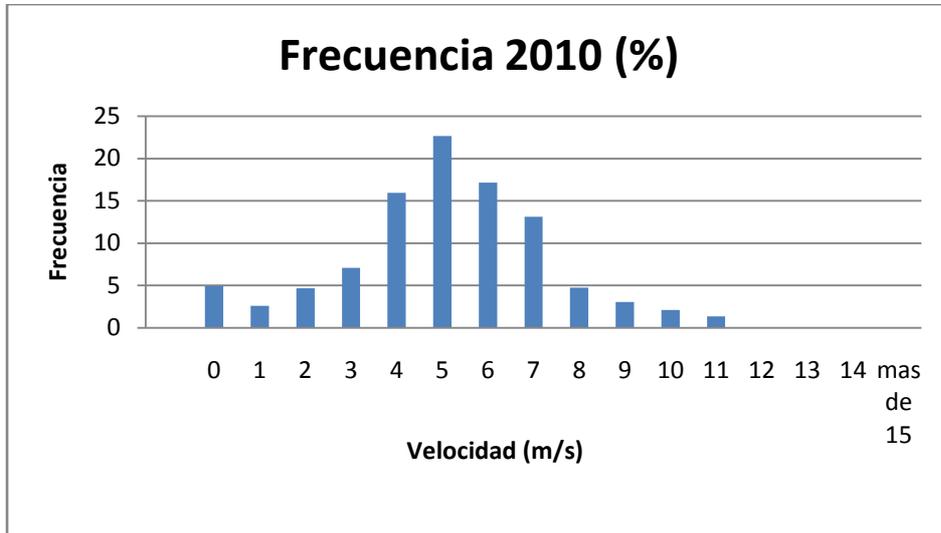


Figura IV.10 Frecuencias de viento año 2010 por intervalos de velocidad

En las Figuras 4.11 y 4.12 se representa la función complementaria de la función de distribución acumulada, conocida como curva de duración, que representa la frecuencia de vientos con velocidades por encima de un determinado valor de velocidad. Por encima de la velocidad de arranque del aerogenerador dato que lo tomaremos en cuenta en los cálculos siguientes, la misma que es la eficiencia de aerogenerador.

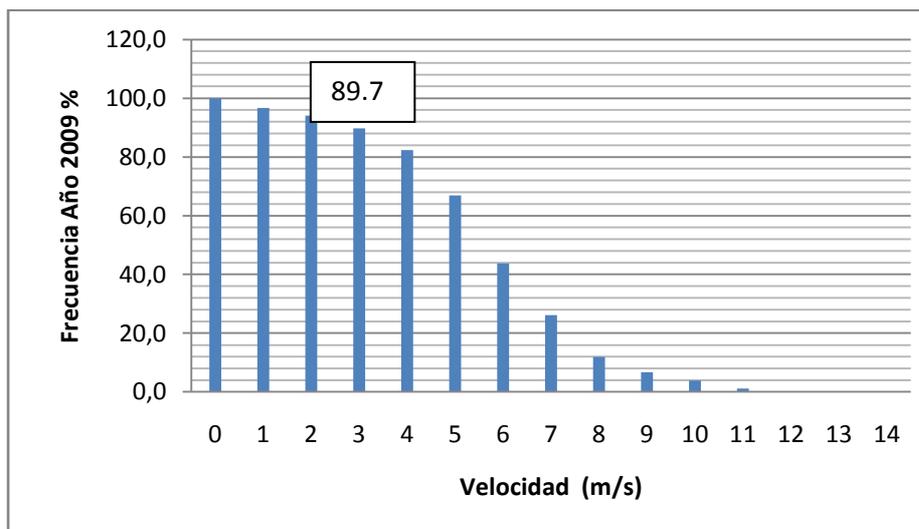


Figura IV.11 Curva de duración de viento año 2009

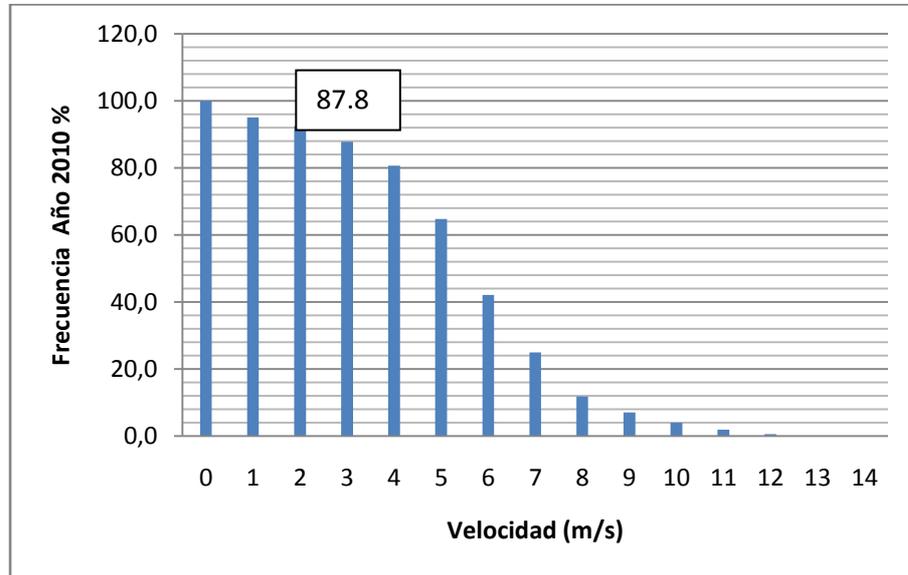


Figura IV.12 Curva de duración de viento año 2010

Analizando tanto las Tablas y figuras anteriores, se encuentra varias características importantes para la evaluación eólica del sitio:

En primer lugar, los períodos de calma del viento (velocidad cero) representan únicamente al 3,2% en el año 2009 y 5% en el año 2010 % del total del tiempo en el año, siendo el mismo relativamente nulo si relacionamos que de los 365 días del año, apenas en 12 días durante en el año 2009 y 12 días en el año 2010 no tendremos viento en el sitio.

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 NNE y el SSW, 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 89,7% en el año 2009 y 87,8 en el año 2010, de las magnitudes registradas del viento son superiores a 3 m/s, rango de valor dentro de los cuales una turbina eólica promedio puede operar efectivamente, este valor se va a considerar más adelante.

Con toda esta información se procede a seleccionar el aerogenerador que más se adapte a las condiciones de Totorillas, es decir vamos a describir los diferentes modelos existentes en el mercado

CAPÍTULO V

SELECCIÓN UN MODELO DE TURBINA EÓLICA Y DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

5.1. Selección de la turbina eólica

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 anteriores de la presente tesis, se ha demostrado que físicamente es factible aprovechar al viento para generar electricidad en el área de Totorillas, 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.

5.1.1. 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 un factor determinante que limita la cantidad de Megavatios que pueden ser instalados en el área de Totorillas.

5.1.1.1 Número y capacidad de turbinas de acuerdo al espacio físico disponible.

Una vez evaluado el potencial eólico y definido las características del terreno, en la sección anterior, se determinó que el área en estudio tiene una capacidad para albergar hasta 5 aerogeneradores de entre 50 a 60 metros de diámetro, sin que exista una interferencia significativa entre los mismos, ya que la longitud del cerro “Chauzan Totorillas”, es de aproximadamente 2km de largo por 40 metros de ancho.

Tomando en cuenta los tamaños del rotor mencionados, las capacidades promedio de las turbinas que podrían instalarse oscilarían entre los 0,5 a 1.0 MW.

5.1.2. 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 de los 1.000 dólares americanos, cifra que será utilizada en lo posterior y detallada adecuadamente en el siguiente capítulo.

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 5.1, de acuerdo con su porcentaje de participación en el mercado mundial.

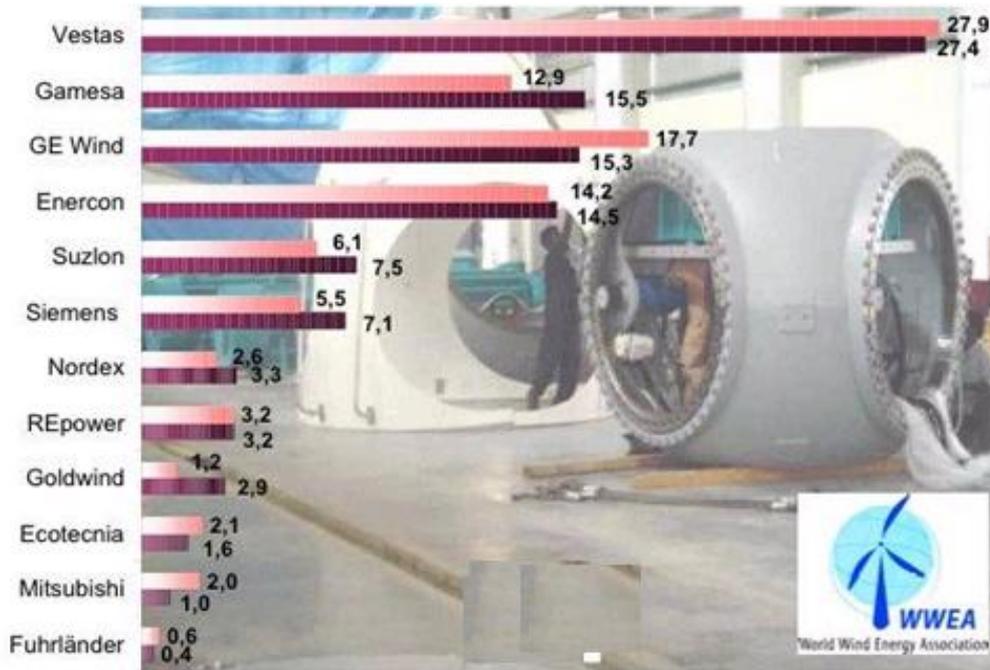


Figura V.1 Principales productores de turbinas eólicas

Debido a la extensa gama de productos ofrecidos por todas y cada una de las empresas detalladas en la Figura 5.1., 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, aclarando que son turbinas cuya torre no exceden

de 50 metros, ya que hasta la actualidad no existe grúa alguna en Latinoamérica para torres más altas que la cantidad mencionada.

Tabla V.I Principales modelos de turbinas eólicas

CURVA N ^o .	FABRICANTE	MODELO DE TURBINA	POTENCIA NOMINAL (kW)
1	Vestas	V39-500	500
2		V47-660	660
3		V52-850	850
4		V66-1650	1.650
5		V66-1750	1.750
6		V80-1800 I	1.800
7	Gamesa Eolica	G52-850kW	850
8		G58-850kW	850
9		G80-2.0 MW	2000
10		G83-2.0 MW	2000
11	GE Wind	GE 900kW Series	900
12		GE 1.5 S, 70.5m rotor	1500
13		GE 1.5 SL, 77m rotor	1.500
14	Enercon	E44	900
15		E48	800
16		E53	800
17		E70	2300
18		E82	2000

***NOTA:** Todas las curvas están dadas por los fabricantes al nivel del mar (densidad del aire = 1.225 kg/m³)

Del análisis de estas curvas se desprenden varios parámetros, explicados en la Tabla 5.2, 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 V.II Parámetros de comparación de las turbinas

COEFICIENTE	EXPLICACIÓN	INFLUENC
Capacidad Nominal [kW]	Según datos de Diseño de la Turbina	A mayor capacidad, mayor tamaño, peso y altura. Mayor costo de
Producción Unitaria con V_m 6,70 m/s [kWh]	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
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	Mínima velocidad del viento a la que empieza a generar electricidad.	Mientras menor sea la velocidad de arranque de la turbina, mayor
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 5.2, se ha calculado para cada una de las turbinas en base las curvas de operación desarrolladas, cuyo resumen de resultados se encuentra en la Tabla 5.3.

Tabla V.III Parámetros para el análisis de las características de las turbinas eólicas

FABRICANTE	Vestas						Gamesa Eólica				GE Wind			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	1650	1750	1800	850	850	2000	2000	900	1500	1500	900	800	800	2300	2000
Producción Unitaria con Vm = 5,70 m/s [kW]	48,5455	82,2727	102	143,8	215,7	216,091	107,309	129,164	248,6364	260,091	95	175	214,5455	83,1	103,8	110	206,1	256
Velocidad de Arranque de la Turbina [m/s]	5	4	3,6	3,6	3,2	4	4	3	4	4	4	4	3,5	2	2	2	2	2
Velocidad de Diseño para Potencia Máxima [m/s]	17	17	19,2	17	15,2	13,6	16	16	17	18	15	13,5	14,5	15,8	13,5	13	15	13
Densidad de Potencia (Producida / Instalada)	0,10	0,12	0,12	0,09	0,12	0,12	0,13	0,15	0,12	0,13	0,11	0,12	0,12	0,09	0,13	0,14	0,09	0,13

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 5.3, la turbina Gamesa G58-850Kw 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 Enercon E53 de 800kW, pero si se analizan los rangos de velocidad es entre los que pueden operar, tomando en cuenta a la distribución de Weibull del viento para la zona, el modelo Gamesa G58 tiene una probabilidad de entrar en servicio del 94,2%, mientras que el modelo EnerconE53 alcanza el 87,3%, razón por la cual se considera a la turbina Gamesa G58-850 Kw como la más apropiada para ser instalada en el área de Totorillas.

Existen también muchos otros factores de diseño de última tecnología que inclinan la balanza a favor de la Gamesa G58, 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 multi polar, síncrono y sin conexión directa a la red.

Una vez escogido la turbina más idónea para la zona, según datos del fabricante, en la siguiente tabla se recogen la potencia que es capaz de generar el aerogenerador en función de la densidad del aire y de la velocidad del viento, pero como la densidad de la localidad de Totorillas no está estipulado en la misma, se procede a interpolar y llenar la tabla en la que se puede observar el comportamiento de esta turbina para la zona de Totorillas.

Tabla V.IV Potencia del aerogenerador en función de la densidad del aire y de la velocidad del viento a diferentes densidades.

Velocidad (m/s)	0,79	0,82	0,85	0,88	0,91	0,94	0,97	1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,24	1,27
3	19,1	20,1	21,1	22,1	23,1	24,1	25,1	26,1	27,1	28,1	29,1	30	31	32	33	34	35
4	46,6	48,8	51	53,2	55,4	57,6	59,8	62	64,2	66,4	68,5	70,7	72,9	75,1	77,4	79,6	81,8
5	88,8	92,7	96,6	100,5	104,4	108,3	112,2	116,1	120	123,9	127,8	131,7	135,6	139,5	143,4	147,2	151
6	157,2	163,3	164,9	171	172,6	178,7	184,8	190,9	197	203,1	209,2	215,3	221,5	227,5	233,6	239,7	245,7
7	239,5	248,7	250,8	260	262,1	271,3	280,5	289,7	298,9	308,1	317,3	326,5	335,7	345	354,2	363,4	372,7
8	154	223,7	237	306,7	320	389,7	403	416,4	429,7	443,1	456,4	469,8	482,4	494,7	507	519,2	531,4
9	453,9	470	486	502,1	518,1	534,2	550,2	566,3	582,3	598,4	614,4	630,5	643	653,7	664,4	675	685,6
10	610,9	624,1	637,3	650,5	663,7	676,9	690,1	703,3	716,5	729,7	742,9	756,1	764,3	769,9	775,5	781	786,6
11	740,7	747,9	755	762,2	769,3	776,5	783,6	790,8	797,9	805,1	812,2	819,4	823,1	825,1	827,1	829	831
12	811	813,8	816,6	819,4	822,2	825	827,8	830,6	833,4	836,2	839	841,8	843,1	843,6	844,2	844,7	845,2
13	838,7	839,5	840,4	841,2	842,1	842,9	843,8	844,6	845,5	846,3	847,2	848	848,4	848,5	848,7	848,8	848,9
14	846,8	847,1	847,3	847,6	847,8	848,1	848,3	848,6	848,8	849,1	849,3	849,6	849,7	849,7	849,7	849,7	849,8
15	849,3	849,4	849,4	849,5	849,5	849,6	849,6	849,7	849,7	849,8	849,8	849,9	849,9	849,9	849,9	849,9	850
17-21	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850

Como la Localidad de Totorillas tiene una densidad promedio durante los años 2009 y 20010 de 0,88kg/m³, la curva de potencia del aerogenerador G-58 de 850kW para dicha densidad se indica en las figuras 5.2 y 5.3.

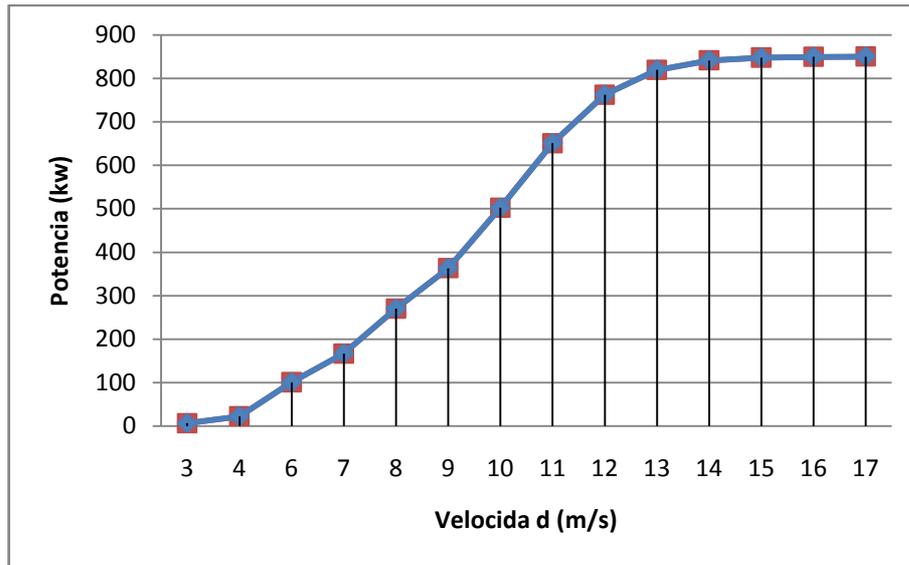


Figura V.2 Potencia del aerogenerador para una densidad de 0.88 kg/m³

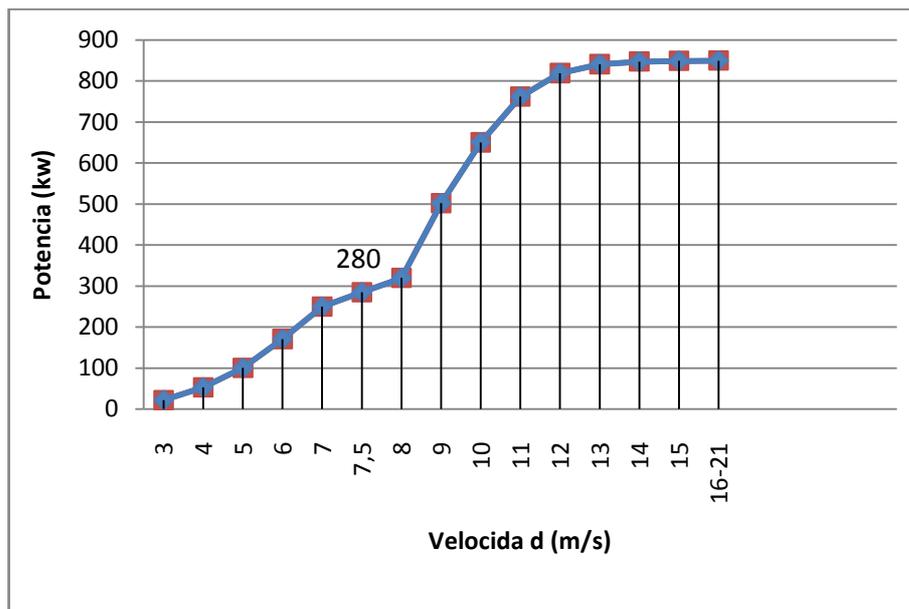


Figura V.3 Potencia del aerogenerador para una densidad de 0.88 kg/m³

De esta gráfica que proporciona la figura 5.3, se deduce que la potencia que se obtendrá es de 280kW, para una velocidad media del viento de 7,5m/s, esta velocidad se toma en referencia a que en el capítulo anterior se calculó las velocidades a diferentes alturas, y como la torre para esta turbina es de 45 metros por lo tanto se promedió la velocidad durante los dos años para este cálculo y se obtuvo la velocidad antes mencionada.

Con todos estos datos y las hipótesis previas, ya se puede calcular la producción neta del Parque y las horas equivalentes de funcionamiento.

Si en un año hay 365 días, en un día 24 horas y los aerogeneradores estarán funcionando el 88,7% de las veces, dato que se obtuvo hallando el promedio de los años 2009 y 2010 en el capítulo anterior, el aerogenerador estará generando 7.770,80h/año.

Para una velocidad media de 7,5m/s, la misma que es el promedio durante los dos años a una altura de 45 metros, que es la altura de la torre del aerogenerador escogido, la producción bruta será de 2.097,144MWh/año. Teniendo en cuenta el rendimiento de 99.9% de los aerogeneradores y las pérdidas del 6%(debido a indisponibilidad de los aerogeneradores y red, estimadas en un 3%, y las debidas a transformación y transporte, estimadas en un 3%), la producción neta de cada aerogenerador será de 1.963,33MWh/año.

Por tanto, la producción neta del Parque será de 5.908,032MWh/año que equivale a 2.316,9 horas equivalentes.

Se consideran horas equivalentes, al número de horas que tendría que estar funcionando el aerogenerador generando a máxima potencia para producir la potencia neta del Parque.

Se resume en la tabla siguiente.

Tabla V.V Tabla resumen de la producción neta de los 3 aerogeneradores

Horas de funcionamiento/año	Velocidad media(m/s)	Producción bruta (Mwh/año)	Rendimiento (%)	Pérdidas (%)	Producción Neta (MWh/año)	Producción Neta Parque (MWh/año)	Horas equivalentes
7.770,8	7,508	2.097,144	99,9	6	1.963,33	5.908,32	2.316,86

5.2 Modelización

Los datos meteorológicos de una estación son representativos del entorno inmediato a la misma pero resultan insuficientes para evaluar el recurso eólico en diferentes puntos de un emplazamiento ya que la orografía, rugosidad del terreno y obstáculos pueden ser distintos. Para solventar el problema se recurre al proceso de modelización. Existen dos tipos de modelos: El modelo WASP y el modelo PARK que se detallan a continuación. Debido a que ha sido imposible tener acceso a estos ya que su uso es bajo licencia, la evaluación del potencial eólico realizada en el apartado anterior se considera suficientemente representativa dadas las características del Parque y de las mediciones de viento obtenidas previamente que no requieren modelización del campo de vientos.

5.2.1 El modelo WASP

El modelo WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) desarrollado por el Risø National Laboratory de Dinamarca, y que fue utilizado en la elaboración del Atlas Eólico Europeo.

WASP utiliza un perfil logarítmico de variación de la velocidad del viento con la altura y establece un equilibrio entre las fuerzas de presión, de Coriolis y de fricción que lleva a la denominada ley de arrastre geostrófico que relaciona las velocidades geostrófica y de fricción. Conocidas las características de rugosidad y orografía del punto de medida y con el valor de dirección y velocidad del viento V medido a una determinada altura h , WASP calcula la velocidad de arrastre V_* y, a partir de esta, la velocidad geostrófica V_g y su dirección.

El modelo supone que el viento geostrófico es el mismo en todos los puntos de la zona objeto de estudio por lo que para determinar la velocidad y dirección del viento la altura deseada en otro punto distinto al de medida se realiza el proceso inverso considerando las características topográficas y de rugosidad del nuevo punto.

5.2.1.1 Datos utilizados por el modelo WASP

Para la determinación del potencial eólico de un emplazamiento, el modelo requiere la incorporación de datos meteorológicos, de topografía y rugosidad del terreno y la curva de potencia de la turbina que se pretende instalar. Estos inputs se describen en los siguientes apartados.

5.2.1.1.1 Datos meteorológicos

Se deben introducir en el modelo los datos meteorológicos medidos a una altura de 45 m a 100 metros dependiendo del aerogenerador escogido.

5.2.1.1.2 Datos topográficos y de rugosidad

Para la modelización de la topografía se debe introducir al modelo un fichero de topografía digitalizada sobre mapas a escala 1:25.000 que puede facilitar el Instituto Geográfico Nacional, transformado a un formato compatible con el modelo.

5.2.1.1.3 Aerogenerador y curva de potencia

Se incorpora también al modelo la curva de potencia del aerogenerador que se vaya a utilizar, en este caso, el G58 de 850kW para una densidad del aire $\rho = 0.88 \text{ kg/m}^3$.

La velocidad de arranque de este aerogenerador está en 3m/s, aumentando la potencia con la velocidad del viento hasta alcanzar la potencia nominal de 850kW a una velocidad de 17m/s que se mantiene constante hasta la velocidad de corte establecida en 21m/s.

5.2.1.1.4 Malla de cálculo

Para obtener la malla de cálculo se modeliza con la estación de medición un área que comprenda la totalidad del emplazamiento.

5.2.2 El modelo PARK

Una vez determinada la posición de los aerogeneradores el modelo PARK, igualmente desarrollado por el Riso National Laboratory de Dinamarca, calcula el rendimiento de cada turbina eólica dentro del parque considerando las pérdidas por estelas que se producen entre las mismas.

Dada la producción bruta de cada máquina y conocido su rendimiento es posible, entonces, determinar la producción neta de cada máquina.

5.3 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.

5.3.1 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 Riobamba-Guamote – Alausi es una vía de primer orden, tramo de la Vía panamericana que atraviesa el Ecuador de Norte a Sur. El tramo entre la vía panamericana hasta el cerro “Chauzán Totorillas”, que pertenece a la comunidad del mismo nombre en donde se ubicarán los aerogeneradores es una vía de segundo orden, de dos carriles que servirá para el ingreso de camiones y maquinaria pesada que llevarán los equipos hasta el sitio, como se indica en la Figura 5.4.



Figura V.4 Entrada al cerro “CHAUZÁN TOTORILLAS”

La vía en cuestión que tiene una longitud aproximada de 1,3 km desde la vía principal hacia el lugar donde se instalará los equipos es excelente 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.

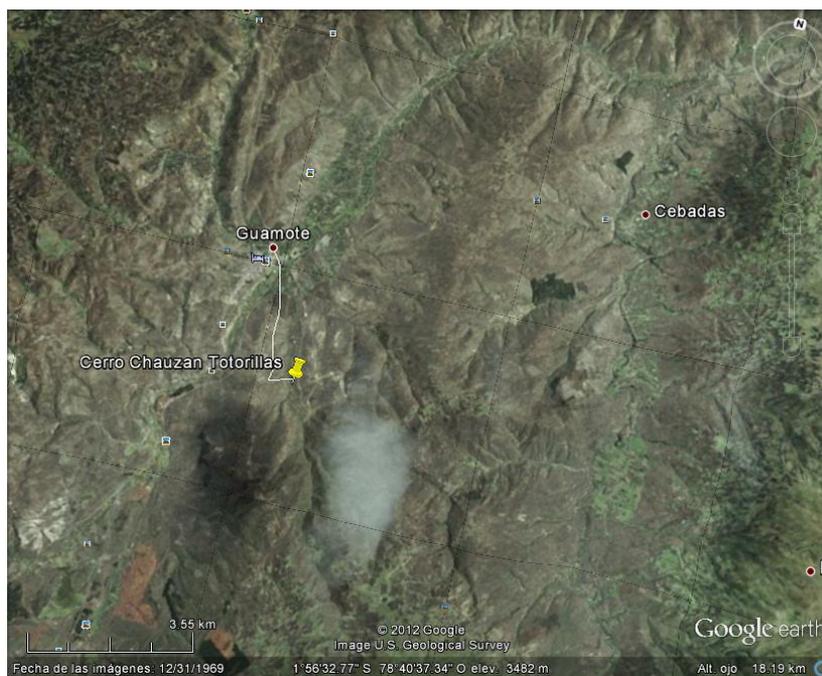


Figura V.5 Foto satelital vía de acceso al CERRO “CHAUZÁN TOTORILLAS”



Figura V.6 Ubicación del monte “CHAUZÁN TOTORILLAS”

5.3.2 Determinación de obstáculos y abrigos al viento.

Como se puede visualizar en la Figura 6.4, si se superpone la Rosa de los Vientos sobre la vista del Cerro Chauzán Totorillas”, se puede determinar que los vientos predominantes de la zona que vienen desde el Este y el Sur con aproximadamente un 80

% promediando los dos años en estudio se puede observar que no tienen ningún obstáculo que se atravesase entre sus direcciones originales y la línea de la cadena montañosa a la que pertenece el Cerro “Chauzán Totorillas”, convirtiéndola en el área más apropiada para la instalación de las turbinas.

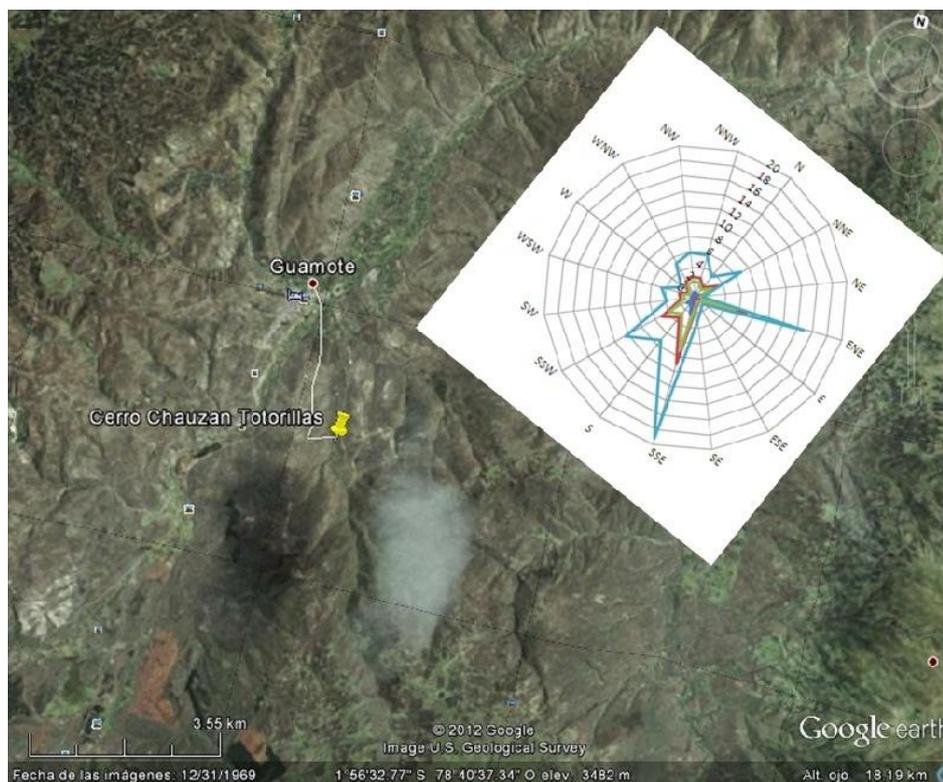


Figura V.7 Dirección de vientos predominantes.

5.3.3 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 el cerro “Chauzán Totorillas”, la misma que es paralela a la vía panamericana que atraviesa el sitio, es decir sigue la misma dirección norte-sur de la carretera mencionada, tal y como se puede ver en la Figura 5.8.



Figura V.8 línea del monte CHAUZÁN TOTORILLAS.

En la Figura 5.9, se encuentra sombreada el área en mención, la cual tiene una distancia aproximada de 2.000 metros de largo y entre 50 a 70 metros de ancho que corresponde a la cima de la montaña, que es el lugar óptimo donde se ubicarían los aerogeneradores, como se visualiza en las figuras 5.9 y 5.10.



Figura V.9 Área disponible para la instalación del parque



Figura V.10 Cima del monte CHAUZÁN TOTORILLAS.

Como había mencionado, existe una vía de acceso a lo largo de toda el área de instalación, el cuales es capaz 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.

Es necesario mencionar además, que dadas las condiciones eólicas de la zona se podría también instalar turbinas fuera de los límites del cerro, ya que como se puede observar en la fig. 5.11 existe una cadena montañosa que atraviesa el sitio, y que por las mediciones realizadas tiene un comportamiento parecido al sitio mencionado.



Figura V.11 Cadena montañosa a la que pertenece el monte Chauzán totorillas.

5.3.4 Análisis del efecto parque y de la estela.

Como ya se explicó en la sección anterior 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.

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.

5.3.5 Arreglo del parque eólico.

La proximidad relativa de las turbinas eólicas se define como hay una limitación práctica. Debe tener una separación lateral mínima entre los centros de 2,5 diámetros de las torres, con el fin de evitar la turbulencia entre las turbinas eólicas. Con esta separación, cada turbina puede captar adecuadamente los recursos de viento en el sitio.

El cálculo de espacio para el parque eólico se desarrolla de la siguiente manera:

Cada turbina ocupa un área rectangular de 58 m. de largo, dado el tamaño de su hélice, y 30 m. de ancho. Entonces, el área ocupada por cada aerogenerador es 1740 m². Esta cifra multiplica por tres es igual a 5220 m².

Además, la separación lateral mínima de 2,5 diámetros entre turbinas equivalentes a 145 m. entre los centros de las hélices. Esta medida, 87m corresponde a la distancia entre las puntas de las cuchillas. Cada uno de los dos espacios que se forman entre la dimensión de turbinas de viento es de 87m de largo y 30m de ancho. Entonces, el área ocupada por cada espacio es igual a 2610 m². Esta cifra multiplica por los dos espacios es igual a 5220 m².

Sumando las áreas designadas para las turbinas eólicas y los espacios abiertos, se obtiene un total de 10440 m². El perímetro total de 756 m de parque eólico medido. Debido al gran perímetro a cubrir, el terreno del parque eólico no tiene un recinto físico.

Bajo estas consideraciones ubicaremos a los aerogeneradores a lo largo de la línea del cerro “Chauzán Totorillas” con una separación promedio de 145 metros entre las torres. Tomando en cuenta de que se dispone de una distancia total de casi 2.000 metros, el arreglo del parque quedaría conformado por una línea de 3 aerogeneradores tal y como se muestra en la Figura 5.12, en la que se indica la propuesta de los aerogeneradores del parque eólico, para captar el recurso eólico correctamente.

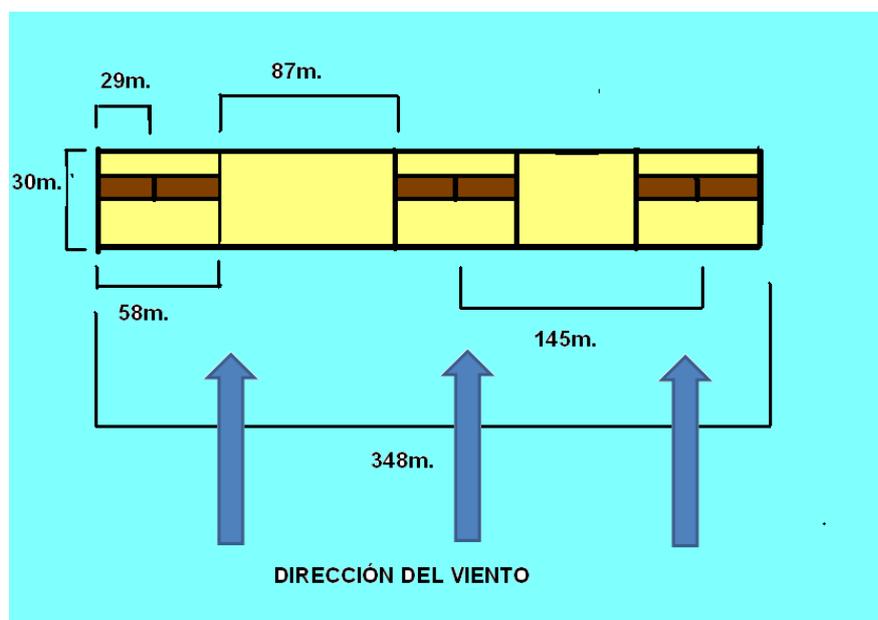


Figura V.12 Distancia entre aerogeneradores.

5.3.6 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 con la línea de alta tensión (69KV), existiendo una distancia de aproximadamente un kilómetro desde el Cerro hasta la torre más cercana como se indica en la figura 5.13.



Figura V.13 Torre de alta tensión

Es importante mencionar además que la red de la Empresa Eléctrica Riobamba responsable de esa línea, 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.

En términos más específicos, la energía producida por cada unidad se transportará a nivel de 13,8 kW, por medio de un cable tri polar subterráneo 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 VI

IMPACTO AMBIENTAL

6.1 Objeto

Como en nuestro país la instalación de parques eólicos no se encuentra normado por ley alguna ya que no se encuentra estipulado en la Constitución, nuevamente se tuvo que acudir a una reglamentación existente en el mercado con el objetivo de acogernos a ella y realizar el análisis pertinente, por lo mismo el presente análisis ambiental se basa en la Ley 11/2003, de 8 de abril, de Prevención Ambiental de Castilla-León que, en el marco de la tutela de los valores ambientales, establece en el Título VI de Evaluación de Impacto Ambiental, en su artículo 45, que estarán sometidas al requisito de Evaluación de Impacto Ambiental, los proyectos, tanto públicos como privados, consistentes en la realización de obras, instalaciones o actividades comprendidas en los III y IV de la mencionada Ley.

Así mismo, en el decreto 209/1995, de 5 de octubre, por el que se aprueba el reglamento de evaluación de impacto ambiental de Castilla-León, establece en el capítulo I de disposiciones generales, en su artículo 2, que estarán sometidas a Evaluación ordinaria de Impacto Ambiental, los proyectos públicos o privados, consistentes en la realización de obras, instalaciones o cualquier otra actividad comprendida en el Anexo I.

Debido a que el Parque Eólico posee una potencia inferior a 10.000 kW, el presente proyecto está exento de hacer dicha evaluación de Impacto Ambiental. De todas formas, a modo de ejercicio y de forma básica, se ha realizado un estudio del posible impacto ambiental que el Parque puede ocasionar en el emplazamiento propuesto.

El presente estudio de impacto ambiental corresponde al proyecto denominado

Parque Eólico de potencia nominal de 2,55 MW, con las siguientes características:

- 3 aerogeneradores G58, de una potencia nominal de 850 KW
- 3 centros primarios de transformación de 900 kVA, 0,690/20 KV, integrados en los aerogeneradores.
- Líneas eléctricas interior de interconexión entre los centros de transformación de cada uno de los aerogeneradores y del conjunto de ellos al centro de seccionamiento mediante una línea subterránea.
- 1 centro de seccionamiento de 20 kV.
- Accesos

El centro de seccionamiento estará ubicado dentro del polígono Rupelo, a una distancia máxima de 100 m de uno los aerogeneradores. La evacuación se realizar mediante una línea subterránea de 2km a 20kV.

El único recurso natural esencial para el funcionamiento de un parque eólico para generar energía eléctrica, es la energía del viento, es decir, el movimiento de las masas de aire ocasionado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre. Se trata de un recurso renovable, limpio, que hace que la energía eólica sea una de las opciones más claras que se están desarrollando en el Planeta para mitigar los efectos nocivos que causan al medio ambiente las fuentes de energía convencionales.

6.2 Identificación de Impactos

Tras la descripción de la actuación proyectada y del medio ambiente en el que se desarrollará, es preciso realizar una primera aproximación al estudio de los efectos que ocasionarán las distintas acciones del proyecto mediante su identificación. En general, se considera que hay impacto ambiental cuando una acción o actividad produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio. El concepto de impacto implica tres procesos consecutivos:

- Modificación de las características del medio.
- Modificación de sus valores o méritos de conservación.
- Significado de dichas modificaciones para la salud y el bienestar humano.

Para la identificación de los impactos ambientales que el Parque Eólico puede producir sobre el medio ambiente en su conjunto, o sobre alguno de los elementos del mismo, se ha utilizado una matriz cruzada de acciones del proyecto-elementos del medio (Tabla VI.D).

En las columnas de esta matriz de identificación se han incluido los factores del medio ambiente correspondientes al medio físico, biótico y socioeconómico que previamente han sido examinados en el inventario ambiental. No se han considerado aquellos factores del medio ambiente estudiados que no van a ser afectados por ninguna de las acciones del proyecto, como son el patrimonio histórico, la geología o el clima. Por el contrario, para otros de los factores del medio ambiente se han diferenciado distintos elementos por considerar que éstos resultarán afectados de distinta forma por las acciones del proyecto.

Tabla VI.I Matriz de interacciones factores ambientales-acciones del proyecto

	FACTORES AMBIENTALES												
	Atmósfera		Aguas		Suelos		Paisaje	Vegetación		Fauna		Socio economía	
ACCIONES IMPACTANTES	Composición	Ruido	Superficiales	Subterráneas	Eliminación	Características	Calidad visual	Especies y comunidades	Especies y comunidades	Colisión aves	Usos del suelo	Economía	Equipamiento
1. Fase de construcción													
Empleo maquinaria y transporte	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	
Excavaciones y movimientos de tierra	X		X		X	X	X	X	X				
Ejecución de obras	X	X	X	X		X	X		X			X	
2. Fase de explotación													
Funcionamiento parque eólico		X					X		X	X	X	X	X
Mantenimiento instalaciones parque		X	X	X		X	X		X			X	

En las filas de la matriz de identificación de impactos se han incluido, agrupadas en dos grandes grupos correspondientes a las denominadas: fase de construcción y fase de explotación, cinco actuaciones genéricas, cada una de las cuales comprende a su vez distintas acciones individuales del proyecto con repercusiones ambientales similares. De esta forma, se han diferenciado las siguientes acciones del proyecto:

Fase de construcción:

- **Empleo de maquinaria y transporte de materiales.** Se incluyen aquí el empleo, y permanencia en el área afectada por el proyecto, de la maquinaria necesaria para la ejecución de excavaciones y movimientos de tierra, grúas que intervendrán en el montaje de los aerogeneradores y demás subsistemas, así como los vehículos para el transporte de materiales o personas.
- **Excavaciones y movimientos de tierra.** Abarca todas aquellas actuaciones contempladas en el proyecto constructivo del parque eólico que suponen modificaciones del terreno:

Adecuación del acceso al parque eólico y viario interior de acceso a los aerogeneradores.

 - Excavaciones necesarias para las cimentaciones de las torres de los aerogeneradores, subestación y edificio de control.
 - Ejecución de zanjas de la canalización interna del parque.
 - Explanaciones para la construcción de las plataformas precisas en la instalación de los diferentes elementos constitutivos de los aerogeneradores.
- **Ejecución de obras.** Comprende las obras en caminos de acceso y viario interior (aplicación de un firme de zahorra y ejecución de drenajes), construcción de zapatas de las torres de los aerogeneradores, ejecución de arquetas de registro y tendido de la red eléctrica interior y de conexión de los aerogeneradores con la subestación y edificio de control, construcción subestación y montaje de los aerogeneradores.

Fase de explotación:

- **Funcionamiento del parque eólico.** Incluye la presencia y funcionamiento de los aerogeneradores y de las instalaciones auxiliares (viario interno, subestación y edificio de control).
- **Mantenimiento de instalaciones.** Comprende los trabajos de reparación o sustitución de los componentes de los aerogeneradores, centros primarios de transformación, líneas eléctricas internas, subestación y los cambios periódicos de los aceites lubricantes de los aerogeneradores.

Para la identificación de los impactos resultantes de la interacción entre los factores ambientales y las acciones del proyecto se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Representatividad del entorno implicado.
- Relevantes o portadores de información significativa.
- Excluyentes unos de otros.
- Fácil identificación.
- Fácil cuantificación.

A continuación, se describirán los principales efectos que se prevén sobre cada uno de los factores ambientales implicados.

6.2.1 Efectos sobre la atmósfera

La atmósfera será afectada por la emisión de partículas y compuestos gaseosos, así como por la emisión de ruidos.

El contaminante más importante serán las partículas (polvo), constituidas por fracciones de distinto diámetro (inferior a 10 μ m), cuya composición química inerte corresponde a la de los materiales carbonatados dominantes en el área de actuación. La creación de polvo tendrá su origen en la circulación de la maquinaria y vehículos de transporte, en las excavaciones y movimientos de tierras y, en menor medida, en la ejecución de algunas de las obras previstas.

Los agentes contaminantes gaseosos que se incorporarán a la atmósfera serán CO, SO_x, NO_x, plomo e hidrocarburos que se originarán por la combustión de carburantes en maquinaria de obra civil y vehículos de transporte, fundamentalmente en la fase de construcción. No obstante, como ya se indicó en el apartado de Estimación de residuos

y emisiones, sólo las emisiones de CO e hidrocarburos tendrán una importancia cuantitativa, sin que en ningún momento puedan alcanzarse niveles de inmisión no aceptables dadas las condiciones favorables que existen en la zona para una adecuada dispersión de los contaminantes atmosféricos.

El ruido tendrá origen en la maquinaria, vehículos de transporte y máquinas-herramientas necesarios para desarrollar las distintas actividades constructivas y de mantenimiento de los elementos del parque eólico, y por el funcionamiento de los aerogeneradores en la fase de explotación del parque.

6.2.2 Efectos sobre las aguas

Se han considerado tanto la afección a aguas superficiales como a aguas subterráneas.

Las aguas superficiales serán afectadas por la modificación de la red de drenaje menor por todas las acciones que suponen cualquier movimiento de tierras en la nivelación del terreno y excavaciones en la fase de construcción y, en menor medida, por el trasiego en el área de actuación de la maquinaria y vehículos de transporte. Estas actividades también podrán afectar a la calidad de las aguas superficiales con un incremento en el contenido de sólidos disueltos y en suspensión en el caso de que se produzcan lluvias con una intensidad suficiente para que los barrancos de la zona conduzcan agua.

También hay que considerar la posibilidad de ocasionar una contaminación química de las aguas superficiales y subterráneas por el vertido accidental de combustible o lubricantes de la maquinaria y transportes que se utilizarán en las distintas fases del proyecto, la generación de residuos u otras sustancias contaminantes durante la ejecución de las obras, o el manejo incorrecto de lubricantes en las tareas de mantenimiento de las instalaciones en la fase de explotación del parque.

Ninguna de las actividades proyectadas supondrá un detrimento en los recursos de agua disponibles en la zona ni afectarán al funcionamiento hidrogeológico del área.

6.2.3 Efectos sobre el suelo

La construcción del Parque Eólico supondrá la eliminación del suelo existente y algunas modificaciones, estructurales o químicas, en sus características.

El movimiento de maquinaria pesada y vehículos de transporte fuera de la traza de los caminos y, fundamentalmente, las excavaciones y movimientos de tierra que precisa la ejecución del proyecto ocasionarán la pérdida y/o compactación del suelo que no sea previamente retirado, así como la rotura de los horizontes superficiales del perfil edáfico, lo cual puede suponer, en determinadas circunstancias, cierta activación de los procesos erosivos. Estos impactos se producirán sólo durante la fase de construcción.

Como en el caso de las aguas, también es preciso valorar una posible contaminación química del suelo, y consecuente modificación de sus características, en las fases constructiva y de funcionamiento, por el derrame accidental de combustibles o aceites de la maquinaria y vehículos de transporte, el vertido de otras sustancias peligrosas (pinturas, disolventes...) durante la ejecución de las obras, o el derrame de los lubricantes empleados en el mantenimiento de los aerogeneradores durante la fase de funcionamiento del parque.

6.2.4 Efectos sobre el paisaje

La afección al paisaje actual va a estar producida por la introducción de elementos ajenos en el medio donde se pretende implantar el parque eólico, que repercutirán sobre la calidad visual actual del área.

El paisaje se verá afectado por todas las acciones del proyecto. En la fase de construcción y de explotación la presencia de maquinaria, vehículos de transporte y la ejecución de los trabajos previstos de construcción y mantenimiento de las instalaciones, supondrán elementos nuevos que ocasionarán un impacto paisajístico.

En la fase de funcionamiento, el impacto paisajístico tendrá un carácter permanente y estará producido por las estructuras que se construirán (centro de seccionamiento y aerogeneradores del parque eólico).

Se ha dado especial relevancia se ha dado al impacto visual que ocasionan los aerogeneradores por tratarse de estructuras verticales, destacando, por tanto, en un paisaje de componentes horizontales, y ser objetos en movimiento que atraen la

atención del observador. Además, la necesidad de ubicar los aerogeneradores en un lugar destacado, hace inevitable un impacto visual a priori importante, si bien su cuantificación y estimación resulta difícil por la subjetividad que encierra este parámetro.

Este es un problema que no puede ser ignorado en el desarrollo de un parque eólico y normalmente el efecto visual en el paisaje es la objeción más frecuentemente hecha contra estas instalaciones y es el principal factor que, en ocasiones, determina las actitudes públicas contra la aplicación de la energía eólica.

6.2.5 Efectos sobre la vegetación

La vegetación sólo resultará afectada durante la fase de construcción del parque eólico. Conde exista cubierta vegetal será retirada para ejecutar todas las acciones que conllevan excavaciones y/o movimientos de tierra. El empleo de maquinaria y vehículos de transportes también podrá ocasionar afecciones a la flora al transitar fuera de los caminos existentes e, indirectamente, por la generación de polvo.

6.2.6 Efectos sobre la fauna.

La fauna resultará afectada, en distinto grado, por todas las actividades que se van a desarrollar.

El aumento de la presencia humana y la producción de ruido que ocasionarán las actividades previstas en las fases de construcción y funcionamiento del parque eólico supondrán el desplazamiento de individuos (vertebrados principalmente) hacia territorios próximos, o bien cambios en el comportamiento de los individuos que frecuenten o permanezcan en la zona afectada. Estos impactos se producirán en todas las acciones consideradas en la fase de construcción, mientras que durante la fase de explotación las molestias a la fauna serán de carácter intermitente y se limitarán, esencialmente, al ruido de los aerogeneradores en movimiento y las tareas de mantenimiento del parque. En ambas fases, también podrían producirse cambios en los hábitats por modificaciones en otros elementos como suelos, agua y vegetación.

En la fase de construcción las excavaciones y movimientos de tierra causarán, además, la desaparición puntual de micro hábitats, y la consiguiente eliminación de poblaciones o individuos de la fauna edáfica (en especial de las que tengan menor posibilidades de movimiento, como los invertebrados).

Otro impacto posible en la fase de funcionamiento, será la posible mortalidad de aves por colisión contra los aerogeneradores, principalmente contra las palas, y tramo aéreo de la red eléctrica interna.

6.2.7 Efectos sobre la socio economía

La instalación y funcionamiento del Parque Eólico en la Región de Totorillas va a suponer un impacto socioeconómico en el área de influencia del parque, que afectará a la economía, equipamiento y uso del territorio fundamentalmente.

La economía local se verá favorecida por la generación de empleo y por las inversiones y beneficios económicos del proyecto. La construcción del parque lleva consigo un gran número de empleos directos, además de la participación de industrias de la zona como proveedores necesarios.

También se ha considerado el impacto sobre los equipamientos, pues las instalaciones proyectadas supondrán, para la zona en que se ubicará el parque eólico un nuevo equipamiento que resultará un foco de atracción para actividades secundarias.

En relación con el uso del territorio, éste sólo se verá afectado en el espacio ocupado por las instalaciones del parque. La implantación del parque, supondrá la sustitución de los actuales usos en la zona, si bien esta afeción se limitará al espacio ocupado por el viario interno, cimentaciones de los aerogeneradores y subestación, por lo que no se impedirá la continuación de los aprovechamientos agrícolas actuales.

El proyecto no afectará a la permeabilidad territorial por la implantación de limitaciones o restricciones a la circulación en la zona ocupada por el parque.

6.3 Caracterización y valoración cualitativa de los impactos

Con tal fin se elabora, para cada una de las acciones consideradas en la matriz de identificación de impactos, una matriz de importancia (Tablas VI.III a VI.VI), que proporcionarán, a partir de los atributos considerados, una valoración cualitativa de la importancia del impacto ambiental que cada interacción descrita anteriormente ocasionará sobre los distintos elementos del medio. Los atributos empleados son los siguientes:

- **Naturaleza o signo.** Indica el signo del efecto, es decir, el carácter adverso (-) o beneficioso (+) de las diversas acciones sobre los factores considerados.
- **Causa.** Hace referencia a la relación causa-efecto, o sea la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de la acción, pudiendo ser directo o indirecto.
- **Condición.** Indica si el efecto ocasionado por una acción es simple, acumulativo o sinérgico. El efecto es simple si se manifiesta sobre un solo componente ambiental. Se considera acumulativo cuando al prolongarse en el tiempo incrementa progresivamente su gravedad. Por último, se considera sinérgico cuando la acción, junto con la presencia simultánea de varios agentes, supone una incidencia ambiental mayor que la suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente.
- **Intensidad.** Se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor del medio considerado, en el ámbito específico en el que se actúa. Se califica como alta, media o baja.
- **Extensión.** Valora el área de influencia teórica del impacto, en relación con el entorno de la actuación. Se califica como puntual, parcial o extenso.
- **Momento.** Periodo de tiempo que transcurre entre la acción y la manifestación de efecto sobre el factor considerado. Se califica como inmediato, intermedio y retardado cuando, respectivamente, el efecto se manifiesta dentro del tiempo comprendido en un ciclo anual, antes de cinco años, o en período superior.
- **Persistencia.** Tiempo de permanencia del efecto a partir de su aparición. Se distingue entre efecto temporal y efecto permanente.
- **Periodicidad.** Califica la regularidad con la que se manifiesta el efecto, pudiendo ser periódico, irregular o continuo.

- **Reversibilidad.** Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor del medio impactado; es una medida de la capacidad de asimilación del medio.
- **Recuperabilidad.** Indica la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado a través de la adopción de medidas correctoras o mediante procesos naturales. Para calcular la importancia (I_p) o valoración de las acciones de carácter adverso (con signo negativo) sobre cada factor ambiental se ha empleado, por su relevancia, los atributos incluidos en la siguiente expresión:

$$I_p = -(3 \text{ Intensidad} + 2 \text{ Extensión} + \text{Persistencia} + \text{Reversibilidad} + \text{Recuperabilidad})$$

Siendo el valor asignado a la manifestación de cada uno de esos atributos el siguiente:

Tabla VI.II Caracterización de impactos

ATRIBUTO	MANIFESTACIÓN	PUNTUACIÓN
Intensidad	Baja	1
	Media	2
	Alta	3
Extensión	Puntual	1
	Parcial	2
	Extenso	3
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	Reversible	1
	Irreversible	3
Recuperabilidad	Recuperable	1
	Irrecuperable	3

A partir del valor de cada interacción de la matriz de importancia, se ha calificado la magnitud de los impactos de naturaleza adversa que produce cada una de las acciones del proyecto mediante la escala recogida en el Real Decreto 1.138/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real

Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental, aplicando los siguientes criterios:

- **Impacto ambiental compatible**, para valores de Ip menores o igual que 12: Aquel cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, y no precisa prácticas protectoras o correctoras.
- **Impacto ambiental moderado**, para valores de Ip mayores que 12 e inferiores o iguales que 16: Aquel cuya recuperación no precisa prácticas protectoras o correctoras intensivas, y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requiere cierto tiempo.
- **Impacto ambiental severo**. Valores de Ip mayores que 16 e inferiores o iguales a 20: Aquel en el que la recuperación de las condiciones del medio exige la adecuación de medidas protectoras o correctoras, y en el que, aun con esas medidas, aquella recuperación precisa un período de tiempo dilatado.
- **Impacto ambiental crítico**. Valores de Ip mayores que 20: Aquel cuya magnitud es superior al umbral aceptable. Con él se produce una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales, sin posible recuperación, incluso con la adopción de medidas protectoras o correctoras.

Para la caracterización de los impactos de naturaleza beneficiosa no se han utilizado los atributos que presuponen un efecto adverso (reversibilidad y recuperabilidad) y no se ha realizado una calificación de su magnitud, pues el sentido negativo intrínseco que tiene la escala de valoración de impacto ambiental empleada, impide su aplicación, recurriendo en estos casos a la intensidad del impacto como criterio para la valoración de su la magnitud.

Las matrices de caracterización resultantes de la interacción entre las acciones del proyecto y los factores del medio (Tablas VI.III a VI.VII), muestran que la construcción y explotación del Parque Eólico ocasionará un total de 34 impactos adversos sobre el medio físico (25 impactos), biótico (8 impactos) y social (1 impacto), y 5 beneficiosos sobre el medio social.

Los impactos adversos resultantes sobre el medio físico y biótico son, en todos los casos, de magnitud inferior al umbral aceptable (no se han encontrado impactos críticos), por lo que no ocasionarán una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales de la zona en la que se desarrollará el Parque Eólico, y podrán ser asimilados por el entorno a corto plazo, debido a las medidas correctoras y protectoras.

En la fase de construcción (Tablas VI.III a VI.V) se han caracterizado un total de 23 impactos adversos sobre el medio físico y biótico, todos ellos compatibles, excepto el impacto correspondiente al efecto ocasionado por las excavaciones y movimientos de tierra sobre la pérdida de suelo, mientras que en la fase de explotación del parque eólico (Tablas VI.VI y VI.VII) se han caracterizado 11 impactos negativos, de los cuales 9 son compatibles y dos moderados, los identificados sobre la calidad visual y la avifauna. Es decir, todos los impactos negativos son asumibles desde un punto de vista ambiental, si bien en algún caso requerirán la adopción de medidas correctoras durante el desarrollo del proyecto con objeto de evitar que, en determinadas circunstancias, se produzca una incidencia ambiental mayor a la esperada.

Tabla VI.VII Matriz de caracterización y valoración de impactos: mantenimiento de las instalaciones

FACTORES AMBIENTALES		ACCION PRODUCTORA DE IMPACTOS. FASE DE EXPLOTACIÓN: FUNCIONAMIENTO PARQUE EÓLICO																														
		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS																				VALORACIÓN										
		Naturaleza		Causa		Condición			Intensidad			Extensión		Momento			Persistencia		Periodicidad			Reversibilidad		Recuperabilidad		Magnitud Impacto Ambiental						
		Beneficioso	Adverso	Directo	Indirecto	Simple	Sinérgico	Acumulativo	Baja	Media	Alta	Puntual	Parcial	Extenso	Inmediato	Intermedio	Retardado	Temporal	Permanente	Periódico	Irregular	Continuo	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico		
Atmósfera	Composición																															
	Ruidos		(-)	x		x			x			x			x				x		x		x						●			
Aguas	Superficial		(-)		x	x			x			x			x				x		x		x						●			
	Subterránea		(-)		x	x			x			x			x				x		x		x						●			
Suelos	Eliminación																															
	Características		(-)		x	x			x			x			x				x		x		x						●			
Paisaje	Calidad Visual		(-)	x		x			x			x			x				x		x		x						●			

6.3.1 Impactos sobre la atmósfera.

La composición de la atmósfera resultará afectada negativamente durante la fase de construcción del parque eólico como consecuencia del empleo de maquinaria y vehículo de transportes (Tabla VI.III), la realización de excavaciones y movimientos de tierra (Tabla VI.IV) y la ejecución de las obras de las diferentes instalaciones (Tabla VI.V).

El impacto de cada una de estas acciones se ha valorado como compatible. Dada la naturaleza de los contaminantes implicados (partículas y gases de combustión), los volúmenes de emisión máximos que pueden producirse, su capacidad de dispersión y las características iniciales del medio afectado, no es previsible, a pesar de su coincidencia en el tiempo, un efecto extenso o acumulativo de esos impactos.

La contaminación sonora ocasionada por el proyecto se ha valorado en todos los casos como compatible. Para las acciones productoras de ruido se han encontrado diferencias en su extensión, pues el funcionamiento del parque eólico (Tabla VI.VI) se ha considerado de carácter parcial por la amplitud del territorio en la que se sitúan los aerogeneradores y alcance del contaminante, mientras que el resto de acciones generadoras de ruido tendrán carácter puntual.

6.3.2 Impactos sobre las aguas.

Los siete impactos identificados sobre las aguas superficiales (4 impactos) y subterráneas (3 impactos) se caracterizan genéricamente por ser negativos, simples, de baja intensidad y reversibles, valorándose estos impactos como compatibles.

El empleo de maquinaria y vehículos de transporte (Tabla VI.III), la ejecución de obras (Tabla VI.V) y el mantenimiento de las instalaciones del parque (Tabla VI.VII) se han considerado como impactos de carácter indirecto, pues la posible afección de las aguas superficiales no se produce por una acción directa sobre el medio, sino, fundamentalmente, como consecuencia de la posible afección de la calidad de las aguas por el vertido accidental de lubricantes, combustibles u otras sustancias necesarias para el desarrollo de esas actividades. Este hecho condiciona también la imposibilidad de determinar, cuando se producirán estos impactos, por lo que se consideran de carácter irregular. De otro lado, el transporte y dispersión de estos contaminantes en el medio acuático hacen que sus efectos puedan alcanzar zonas fuera de la ubicación del parque eólico, por lo que han de ser caracterizados de extensión parcial.

Por el contrario, el impacto negativo de las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla VI.IV) sobre la red de drenaje superficial y conjunto de charcas estacionales o permanentes, y consecuente afección de la calidad de las aguas, se ha caracterizado como directo y puntual en cuanto a su extensión, pues se limitará a zonas muy concretas.

El posible impacto sobre las aguas subterráneas ocasionado por el empleo de maquinaria y vehículos de transporte (Tabla VI.III), la ejecución de obras (Tabla VI.) y el mantenimiento de las instalaciones del parque (Tabla VI.VII) se han considerado, por las razones antes indicadas, como impactos de carácter indirecto y de extensión parcial, diferenciándose de las aguas superficiales, por las peculiaridades que presenta el funcionamiento hidráulico de las aguas subterráneas, por su carácter no inmediato en cuanto a su aparición, sino de carácter intermedio.

6.3.3 Impactos sobre los suelos.

La afección más importante a la escasa cobertura edáfica del área de actuación se producirá como consecuencia de las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla VI.IV) que se ejecutarán en la fase de construcción del parque. Esta acción ocasionará la pérdida de suelo siendo caracterizado este efecto adverso como directo, simple, de intensidad media, puntual, inmediata, permanente, continua, irreversible y recuperable, obteniendo una valoración correspondiente a un impacto moderado por la escasa representación de este elemento en el área de actuación.

La pérdida de suelo por la circulación fuera de los caminos existentes de maquinaria y vehículos de transporte en la fase de construcción (Tabla VI.III) se ha caracterizado como efecto adverso, simple, de baja intensidad, puntual, inmediata, temporal, irregular y reversible, resultando la magnitud del impacto compatible.

El derrame accidental de combustibles o aceites de la maquinaria y vehículos de transporte (Tabla VI.III), el vertido de otras sustancias peligrosas (pinturas, disolventes...) durante la ejecución de las obras (Tabla VI.V), o el derrame de los lubricantes empleados en el mantenimiento de las instalaciones durante la fase de explotación del parque (Tabla VI.VII) se han caracterizado como impactos simples, de intensidad baja, puntuales, inmediatos, temporales y reversibles, y dado que sólo se producirán a consecuencia de derrames o vertidos accidentales, como indirectos e irregulares. Estos impacto, se han valorado como compatibles según el índice de importancia calculado.

6.3.4 Impactos sobre el paisaje

Todos los impactos sobre el paisaje identificados en la fase de construcción del parque eólico y en el mantenimiento de las instalaciones del parque durante la fase de explotación, han sido caracterizados como adverso, directo, simple, de baja intensidad, puntual, temporal, irregular y reversibles, siendo valorados como impactos de magnitud compatible, debido, esencialmente, al escaso periodo de permanencia de las estructuras y elementos artificiales que generan esas acciones en el detrimento de la calidad visual del medio.

El impacto sobre el paisaje ocasionado por el funcionamiento del parque eólico (Tabla VI.VI), derivado fundamentalmente de la presencia de los aerogeneradores e infraestructura viaria que precisa el parque eólico, se ha caracterizado como adverso, directo, simple, intensidad baja, extenso, inmediato, permanente, continuo, reversible y recuperable. La importancia del impacto ocasionado por esta acción sobre el paisaje se ha valorado en consecuencia como moderado.

No obstante hay que considerar que el paisaje, entendido como percepción del medio, tiene un carácter subjetivo, existiendo dificultades en su estimación y cuantificación. Esta dificultad es intrínseca a los elementos que intervienen en el proceso de percepción, y determina que la introducción de un elemento ajeno en un paisaje produzca sensaciones negativas o positivas según sean los aspectos funcionales, sociales y estéticos que concurren. En el caso de los parques eólicos es particularmente importante el aspecto funcional, es decir, si un objeto es útil o no. Si es considerado interesante y útil, la aceptación por parte de los afectados será mucho más sencilla que si el nuevo objeto es considerado como peligroso o inútil. Para los parques eólicos, ese interés queda reforzado por los resultados obtenidos en los estudio sociológicos realizados en nuestro país, que muestran una sociedad con una sensibilidad ambiental moderadamente alta, y una conciencia ambiental que se expresa en un deseo de compatibilizar el desarrollo económico con la protección ambiental.

Todo ello explica que el impacto paisajístico de los parques eólicos no sea percibido, en la mayoría de las ocasiones, como algo negativo en las encuestas realizadas a poblaciones próximas a estas instalaciones. Los resultados del estudio de opinión realizado en las cercanías del Monte Chauzán Totorillas , muestran que un 86% de la población considera que los molinos no estropean el paisaje, afirmando además un 41 % que son bastante bonitos, un 39% que son algo bonitos, y sólo un 10% opina que son feos.

6.3.5 Impactos sobre la vegetación.

El impacto más importante sobre la flora se producirá como consecuencia de la retirada o destrucción de la cubierta vegetal durante la ejecución de las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla VI.IV) que precisan las instalaciones del parque eólico. Este impacto adverso se ha caracterizado como directo, simple, de intensidad baja, puntual, inmediata, permanente, continua, irreversible y recuperable, siendo su valoración compatible.

Por otro lado, esta acción no implica la desaparición de las comunidades afectadas, ya que por su carácter lineal y extensión van a seguir presentes en amplias áreas tanto en la proximidades de las obras como en zona cercanas al parque eólico.

Por su parte, el otro impacto identificado sobre la vegetación, producido por el empleo de maquinaria y otros vehículos (Tabla VI.III), se ha caracterizado como adverso, simple, de baja intensidad, puntual, inmediato, temporal, irregular y reversible, obteniendo una valoración de impacto compatible.

6.3.6 Impactos sobre la fauna.

Los impactos identificados sobre la fauna como consecuencia del aumento de la presencia humana, la producción de ruido y acciones sobre el medio que generarán el empleo de maquinaria (Tabla VI.III) y la ejecución de obras (Tabla VI.V), se han caracterizado como adverso, indirecto, simple, de intensidad media, puntual, inmediato, temporal, irregular y reversible, siendo valorados estos impactos como compatibles. Para estas acciones hay que considerar la sucesión en el tiempo de los diferentes trabajos y su carácter puntual, en relación con la superficie total del parque, y que no se prevé una incidencia ambiental mayor por acumulación o sinergia del efecto ocasionado por cada una de ellas en el impacto sobre las comunidades y especies de la fauna.

Las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla VI.IV), se han caracterizado, por su afección a la fauna edáfica de la zona, como un impacto directo, simple, de intensidad baja, puntual, inmediato, permanente, continuo, irreversible y recuperable, siendo la valoración de este impacto compatible.

Por último el funcionamiento del parque eólico (Tabla VI.VI) se ha caracterizado como un efecto indirecto, simple, de intensidad baja, de extensión parcial, inmediata, permanente, irregular, reversible y recuperable resultando un impacto compatible. Igual valoración se obtiene para las labores de mantenimiento del parque eólico (Tabla VI.VII), cuyo efecto sobre la fauna se ha caracterizado como indirecto, simple, de intensidad baja, puntual, inmediato, temporal, irregular, reversible y recuperable.

Para caracterizar el impacto sobre la fauna que supondría la colisión de aves por la presencia de los aerogeneradores y movimiento de las palas durante el funcionamiento del parque eólico (Tabla VI.VI), es preciso conocer, en primer lugar, los factores que condicionan ese impacto. El riesgo de colisión está modulado por factores muy diferentes, tanto ambientales (condiciones meteorológicas y de visibilidad), geográficos, como inherentes a la posible avifauna afectada (tamaño, características del vuelo, status y fenología en la zona).

Exceptuando planeadoras de gran envergadura que viven normalmente en una zona con aerogeneradores, el peligro de choque es relativamente bajo para el resto de las aves residentes, que aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio, y se acostumbran a la presencia de los aerogeneradores, como a cualquier obstáculo o edificación existente en el terreno, no afectando tampoco a su tasa reproductiva. Para las aves migradoras diurnas el peligro de colisión es insignificante (con buenas condiciones climatológicas), ya que suelen divisar el obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos. Las migradoras nocturnas sí parece que pueden tener mayores problemas de colisión, especialmente en las denominadas "noches catastróficas": en condiciones adversas, los pájaros a veces descienden a alturas más bajas, aumentando entonces el peligro de colisión.

En la mayoría de las circunstancias posibles, los estudios realizados en España y, otros países donde se ha desarrollado la energía eólica, revelan que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de muerte de aves como son los tendidos eléctricos, carreteras, etc.

La escasa presencia de especies sensibles a estas instalaciones determina que el impacto adverso del funcionamiento del parque eólico sobre la avifauna (Tabla VI.VI), deba ser caracterizado, teniendo en cuenta las medidas correctoras propuestas y a falta de una cuantificación real de

este impacto sobre la zona, como directo, simple, de intensidad baja, parcial, inmediato, permanente, irregular, irreversible y recuperable, resultando un impacto moderado.

6.3.7 Impactos sobre la socio economía.

En las interacciones del proyecto con el medio social sólo se han encontrado efectos adversos en la afección a los usos actuales del territorio. El resto de impactos que sobre los elementos diferenciados en el medio social (economía y equipamiento) ocasionará la construcción y explotación del Parque Eólico en la región de Totorillas son de carácter beneficioso.

En el ámbito socioeconómico, la ejecución y desarrollo del Parque Eólico ocasionará una mínima afección negativa derivada del cambio de uso del suelo en el espacio que requieren las distintas instalaciones del parque. Este impacto se manifestará desde el inicio de la construcción de las instalaciones del parque eólico si bien, a efectos prácticos, se ha identificado, en la fase de explotación, en la acción denominada funcionamiento del parque (Tabla VI.VI).

La superficie utilizada, y no útil para otro tipo de usos, como consecuencia de la ocupación definitiva, representa menos del 1% de la superficie total, quedando el resto del terreno disponible para los usos ganaderos y cinegéticos actuales. Este impacto sobre los usos del territorio se ha caracterizado como directo, simple, de baja intensidad, puntual, inmediato, permanente, continuo, reversible y recuperable, siendo valorado como compatible.

Respecto a los impactos sobre la economía, en la fase de construcción del parque eólico el empleo de maquinaria y transportes y la ejecución de obras (Tablas VI.III y VI.V) tendrán un efecto beneficioso caracterizado en general como indirecto, por estar determinado esencialmente por la ocupación y activación de los sectores implicados, simple, baja intensidad, temporal y continuo.

En la fase de explotación el efecto beneficioso del funcionamiento del parque eólico (Tabla VI.VI) sobre la economía se caracteriza como directo, sinérgico, de intensidad media, puntual, inmediato, permanente y continuo. En cuanto a las tareas de mantenimiento del parque (Tabla VI.VII), se caracteriza como indirecto, simple, intensidad baja, puntual, inmediato, temporal e irregular.

Por último, en cuanto al equipamiento, a pesar de que este elemento resultará afectado de forma beneficiosa desde el inicio del proyecto, estos efectos se han considerado sólo en la fase de explotación de las instalaciones. Este impacto beneficioso debido a las nuevas infraestructuras e instalaciones se ha caracterizado para el funcionamiento del parque eólico (Tabla VI.VI) como directo, simple, intensidad media, parcial, inmediata, permanente y continua.

CAPÍTULO VII

ESTUDIO ECONÓMICO

En este capítulo tiene como objeto realizar un análisis económico de la rentabilidad del proyecto para la futura implantación del Parque eólico en el Sector de Totorillas

7.1 Presupuesto

La siguiente información detallará paso a paso todos los ítems que serán necesarios para la puesta en marcha del Parque eólico en Totorillas, empezando en primera instancia por las cantidades que se van a necesitar para luego proceder a calcular los valores para esas cantidades.

7.1.2 Mediciones

A continuación se resume las mediciones correspondientes a los distintos capítulos que constituyen el proyecto del Parque Eólico: obra civil, instalaciones eléctricas, restauración medioambiental y seguridad y salud, para luego poder elaborar las sumas parciales.

Denominación	N° Uds iguales	Ancho	Alto	Largo	Medición
ITEM I: OBRA CIVIL					
-m2 de despeje y desbroce del terreno natural, incluida carga y transporte de productos a vertedero o lugar de empleo en terreno de consistencia media	3,00	15,00	1,00	15,00	675,00
-m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos en pozos de cimentación hasta 3 m de profundidad	3,00	11,60	2,00	11,60	807,36
-m3 de relleno de zanja o pozo o trasdoses con material seleccionado procedente de la propia excavación, incluido transporte desde acopios intermedios, extendido y compactado a una densidad no inferior al 85% PN	3,00	11,60	2,00	11,60	807,36
-m2 de ejecución de plataforma de apoyo de grúas de montaje consistente en excavación hasta 1m de profundidad, extendido y compactado a una densidad no inferior al 85% PN	3,00	15,00	1,00	25,00	1.125,00
-m2 de mejora de camino de acceso existente de 4 m de anchura, consistente en perfilado y extendido mediante el uso de moto niveladora, ejecución de cunetas, riego y compactación de materiales de la propia excavación.	1,00	4,00	1,00	2.000,00	8.000,00

Denominación	Nº Uds iguales	Ancho	Alto	Largo	Medición
-m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para zanjas de canalizaciones eléctricas para la interconexión de centros de transformación entre aerogeneradores	2,00	0,95	1,20	884,45	2.016,53
-m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para zanjas de canalizaciones eléctricas para la interconexión de centros de transformación de los aerogeneradores con el centro de seccionamiento	1,00	0,60	1,20	100,00	72,00
-m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para zanjas de canalizaciones eléctricas para alojar la línea de evacuación de M.T.	1,00	0,60	1,20	2.000,00	1.440,00
-m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para alojar el edificio prefabricado del centro de seccionamiento.	1,00	2,65	0,60	4,88	7,76
-m3 de relleno de zanja o pozo o trasdoses con material seleccionado procedente de la propia excavación, incluido transporte desde acopios intermedios, extendido y compactado a una densidad no inferior al 85% PN	1,00				3.536,29
-Ud. de arqueta de control a instalar a lo largo de la línea de M.T. cada 100 m, de 0,75 x 0,75 x 1,2 m3 de fabrica de ladrillo de 1/2' de espesor con solera y tapa de hormigón armado	20,00				20,00
-Ud de edificio prefabricado de hormigón de superficie mayor de 13 m2 para alojar las celdas de M.T. y los armarios de medida y protección.	1,00				1,00

Denominación	Nº Uds iguales	Ancho	Alto	Largo	Medición
ITEM II: INSTALACIONES ELÉCTRICAS					
-Ud de aerogeneradores Gamesa G58 de 850kW con transformador de 0,69/20 kV 900 kVA y características según el Anejo --, incluyendo montaje y puesta en marcha	3,00				3,00
-Ud celda compacta 20 kV aislada en SF6,	1,00				1,00
tipo1L+0L+1P	1,00				1,00
-Ud celda compacta 20 kV aislada en SF6,	1,00				1,00
tipo2L+0L+1P -Ud de celda compacta 20 kV aislada en	18,00			55,00	990,00
SF6, -tipo 0L+1P	3,00				3,00
-ml cable RV 0,6/1kV de cobre de 185 mm2 para enlace centro de control - primario del transformador	9,00			30,00	270,00
Ud de instalación de puesta a tierra formada por anillo perimetral de cable desnudo de Cu de 50 mm2 y picas de acero-cobre de 2 m.					

Denominación	Nº Uds iguales	Ancho	Alto	Largo	Medición
-Ud de celda compacta 20 kV aislada en SF6 con función de interruptor de interconexión a la red	1,00				1,00
-Ud de celda compacta 20 kV aislada en SF6 de medida que alojará los transformadores de tensión e intensidad	1,00				1,00
-Ud de celda compacta 20 kV aislada en SF6 de línea con seccionador de 3 posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra.	1,00				1,00
Ud de armario de protección y teledisparo conteniendo: - 3 relés de mínima tensión instantáneos para detectar defectos bifásicos o trifásicos y tensiones anormales. - 1 relé de máxima tensión para detectar funcionamiento en red separada - 1 relé de máxima tensión homopolar para detectar defectos fase-tierra - 1 relé de máxima frecuencia - 1 mínima frecuencia - 2 relés de fase y 1 de neutro de máxima intensidad para detectar sobrecargas - 1 equipo de teledisparo para la desconexión del interruptor de interconexión ante la apertura del interruptor de cabecera - Equipo de comunicaciones compuesto por radio, modem y antena situada en el exterior del edificio con terminal de teledisparo y sistema de alimentación rectificador-batería.	1,00				1,00
-Ud de armario de medida normalizado incluyendo: - Contadores de energía activa clase 0,5 y reactiva clase 2 a 4 hilos - Registrador-discriminador tarifario con registro y almacenamiento de datos de energía y potencia	1,00				1,00
-Ud de instalación de puesta a tierra formada por anillo perimetral de cable desnudo de Cu de 50 mm ² y 4 picas de acero-cobre de 14mm de diámetro y 2m de longitud caja de seccionamiento	1,00				1,00

Denominación	N° Uds iguales	Ancho	Alto	Largo	Medición
ITEM III: CORRECCIONES AMBIENTALES					
-m2 de laboreo, suministro y plantación de especies autóctonas (eucalipto, pino, ciprés, entre otras).					
	3,00	15,00	15,00		675,00
	3,00	15,00	25,00		1.125,00
	1,00	0,60	884,45		530,67
	1,00	0,60	100,00		60,00
	1,00	0,60	2.000,00		1.200,00
				TOTAL	3.590,67
-m2 de hidro siembre de herbáceas y arbustivas en dos pasadas, incluyendo mulching de ecofibra, estabilizante, abono natural y artificial.					
	3.590,67				3.590,67

7.1.3 Sumas parciales

En la siguiente tabla se recogen los presupuestos parciales correspondientes a los distintos capítulos que constituyen el proyecto del Parque Eólico: obra civil, instalaciones eléctricas, restauración medioambiental.

N° uds	Denominación	Precio	Importe
ITEM I: OBRA CIVIL			
675,00	m2 de despeje y desbroce del terreno natural, incluso carga y transporte de productos a vertedero o lugar de empleo en terreno de consistencia media	0,35	237,94
807,36	m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos en pozos de cimentación hasta 3 m de profundidad	0,86	692,51
807,36	m3 de relleno de zanja o pozo o trasdoses con material seleccionado procedente de la propia excavación, incluido transporte desde acopios intermedios, extendido y compactado a una densidad no inferior al 85% PN	3,42	2.760,57
1.125,00	m2 de ejecución de plataforma de apoyo de grúas de montaje consistente en excavación hasta 1m de profundidad, extendido y compactado a una densidad no inferior al 85% PN	7,05	7.931,25
8.000,00	m2 de mejora de camino de acceso existente de 4 m de anchura, consistente en perfilado y extendido mediante el uso de moto niveladora, ejecución de cunetas, riego y compactación de materiales de la propia excavación.	14,10	112.800,00
221,18	m3 Hormigón para armar en losas de cimentación y soleras, HA-25/P/40/IIa+H colocado con cubilote y vibrado.	98,70	21.830,47
27.647,50	kg de acero en redondosB-500S para armar zapatas de cimentación (cuantía 125 kg/m3)	1,06	29.237,23
2.016,53	m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para zanjas de canalizaciones eléctricas para la interconexión de centros de transformación entre aerogeneradores	1,09	2.203,56

N° uds	Denominación	Precio	Importe
72,00	m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para zanjas de canalizaciones eléctricas para la interconexión de centros de transformación de los aerogeneradores con el centro de seccionamiento	1,09	78,68
1.440,00	m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para zanjas de canalizaciones eléctricas para alojar la línea de evacuación de M.T.	1,09	1.573,56
7,76	m3 de excavación a cielo abierto con medios mecánicos para alojar el edificio prefabricado del centro de seccionamiento	0,86	6,66
3.536,29	m3 de relleno de zanja o pozo o trasdoses con material seleccionado procedente de la propia excavación, incluido transporte desde acopios intermedios, extendido y compactado a una densidad no inferior al 85% PN	3,42	12.091,46
20,00	Ud. de arqueta de control a instalar a lo largo de la línea de M.T. cada 100 m, de 0,75 x 0,75 x 1,2 m3 de fabrica de ladrillo de 1/2' de espesor con solera y tapa de hormigón armado	564,00	11.280,00
1,00	Ud de edificio prefabricado de hormigón de superficie mayor de 13 m2 para alojar las celdas de M.T. y los armarios de medida y protección.	23.144,14	23.144,14
	TOTAL ITEM I		\$ 225.868,03

Nº uds	Denominación	Precio	Importe
CAPÍTULO II INSTALACIONES ELÉCTRICAS			
3,00	-Ud de aerogeneradores Gamesa G58 de 850kW con transformador de 0,69/20 kV 900 kVA y características según el Anejo	672.239,66	2.016.718,99
1,00	-Ud celda compacta 20 kV aislada en SF6,	25.076,05	25.076,05
1,00	tipo1L+0L+1P -Ud celda compacta 20 kV	27.576,05	27.576,05
1,00	aislada en SF6, tipo2L+0L+1P -Ud de celda	25.576,06	25.576,06
990,00	compacta 20 kV aislada en SF6, tipo 0L+1P	3,20	3.168,00
3,00	-ml cable RV 0,6/1kV de cobre de 185 mm2 para enlace centro de control - primario del transformador	374,91	1.124,72
270,00	-Ud de instalación de puesta a tierra formada por anillo perimetral de cable desnudo de Cu de 50 mm2 y picas de acero-cobre de 18,3 mm de diámetro y 2 m de longitud.	1,48	399,60
2.953,34		1,48	4.370,94
6.000,00	ml cable HEPRZ1 12/20 kV K Al + H16 de 150 mm2 para enlace transformador celda de conexión a red de M.T.	1,48	8.880,00
1,00	-ml cable HEPRZ1 12/20 kV K Al + H16 de 150 mm2 para enlace entre las celdas de conexión a la red de M.T.y el centro de seccionamiento	11.933,97	11.933,97

N° uds	Denominación	Precio	Importe
1,00	-Ud de celda compacta 20 kV aislada en SF6 de medida que alojará los transformadores de tensión e intensidad	11.433,97	11.433,97
1,00	-Ud de celda compacta 20 kV aislada en SF6 de línea con seccionador de 3 posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra.	12.433,98	12.433,98
1,00	-Ud de armario de protección y teledisparo conteniendo: - 3 relés de mínima tensión instantáneos para detectar defectos bifásicos o trifásicos y tensiones anormales. - 1 relé de máxima tensión para detectar funcionamiento en red separada - 1 relé de máxima tensión homopolar para detectar defectos fase-tierra - 1 relé de máxima frecuencia - 1 mínima frecuencia - 2 relés de fase y 1 de neutro de máxima intensidad para detectar sobrecargas - 1 equipo de teledisparo para la desconexión del interruptor de interconexión ante la apertura del interruptor de cabecera - Equipo de comunicaciones compuesto por radio, modem y antena situada en el exterior del edificio con terminal de teledisparo y sistema de alimentación rectificador-batería.	49.700,08	49.700,08
1,00	-Ud de armario de medida normalizado incluyendo: - Contadores de energía activa clase 0,5 y reactiva clase 2 a 4 hilos - Registrador-discriminador tarifario con registro y almacenamiento de datos de energía y potencia	22.574,25	22.574,25
1,00	-Ud de instalación de puesta a tierra formada por anillo perimetral de cable desnudo de Cu de 50 mm ² y 4 picas de 2m de longitud y 14mm de diámetro, unido a una caja de seccionamiento.	562,36	562,36
TOTAL ITEM II			\$2.221.529,02

Nº uds	Denominación	Precio	Importe
ITEM III CORRECCIONES AMBIENTALES			
3.590,67	-m2 de laboreo, suministro y plantación de especies autóctonas (eucalipto, pino, ciprés, entre otras),	6,59	23.671,00
3.590,67	-m2 de hidrosiembra de herbáceas y arbustivas en dos pasadas, incluyendo mulching de ecofibra, estabilizante, abono natural y artificial	0,64	2.300,00
TOTAL ITEM .III			\$25.971,00

7.1.4 Presupuesto total

A continuación se detalla el presupuesto general de la instalación teniendo en cuenta el 6% correspondiente a los gastos generales, el 13% correspondiente al beneficio industrial y el 12% del I.V.A.

El presupuesto total de proyecto será de \$3.428.041,26

RESUMEN DE PRESUPUESTOS

ITEM I OBRA CIVIL	225.868,03
ITEM II INSTALACIONES ELÉCTRICAS	2.221.529,02
ITEM III CORRECCIONES AMBIENTALES	25.971,00
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	2.483.368,05
(6%+13%) IMPUESTOS	471.839,93
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATACIÓN	2.955.207,98
12% I.V.A.	472.833,28
PRESUPUESTO TOTAL CON I.V.A.	\$3.428.041,26

7.2 Proyecto e hipótesis de evolución

Se va a conectar un parque eólico de 2,55 MW a la red de distribución, para la venta de la energía producida.

- Año de puesta en marcha: 2013
- Potencia Nominal: 2,55 MW
- Periodo de ejecución: 1 año
- Horas de funcionamiento equivalente: 2.316,85 horas equivalentes/año
- Vida útil: 20 años
- Facturación de electricidad: Tarifa regulada
- Precio de venta: 100% TMR los 20 años
- TMR(tarifa media referencial actual) 2010: 9,13 c\$/kWh

7.3 Rentabilidad de la instalación y energía vertida a la red

7.3.1 Regulación no. conelec – 004/11 el directorio del consejo nacional de electricidad conelec

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;

Que, el artículo 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetará a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, el CONELEC mediante Resolución No. 127/08, de 23 de octubre de 2008, aprobó la Regulación No. CONELEC – 009/08 “Registros de Generadores Menores a 1 MW”, la cual determina el procedimiento que deben ajustarse los generadores menores a 1 MW para su funcionamiento en el sistema;

Que, la Regulación No. CONELEC 013/08 Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE;

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; y,

Resuelven que:

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.

7.3.2 Procedimiento de calificación y obtención del título habilitante:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

7.3.3 Precios preferentes

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 7.1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

Tabla VII.I Precios preferentes Energías Renovables en (c\$/kwh)

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW.16	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 M.56	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla No. 7.2, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

Tabla VII.II Precios preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 Mw. en (c\$/kwh)

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

7.3.4 Vigencia de los precios

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

a) Para los generadores de la Tabla No. 7.1, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.

b) Para los generadores de la Tabla No. 7.2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

7.4 Resultados

Una vez analizado las reglamentaciones a las que debe sujetarse los cálculos financieros para el presente proyecto, y teniendo las reglas claras hay que distinguir tres factores importantes al momento de realizar una inversión el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno), y periodo de recuperación, que son herramientas financieras procedentes de las matemáticas financieras que nos permiten evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión.

Del análisis efectuado el cual se encuentra detallado en el Anexo 4 se puede concluir que:

La TMR (tarifa media referencial actual) vigente es de 9,13 c\$/kWh según la disposición del Conelec.

La producción anual estimada del parque será 5.908,32 MWh/año, de lo que se obtendrán unos ingresos en el primer año de 412.871,04 \$.

Hay que tener en cuenta que el precio de venta está vinculado al precio de la electricidad, por lo que como está previsto que aumente también lo hará la tarifa de venta.

El periodo de retorno de la inversión es de 9 años y 3 meses, siendo el VAN 71.770,36\$ un valor llamativo para el inversionista, mientras que el TIR de la inversión es de 11.36%, un valor no tan atractivo considerando que la tasa de corte para el cálculo del VAN fue del 10%.

En conclusión se puede decir que el presente proyecto es viable desde el punto de vista económico pero no altamente rentable por los indicadores anteriormente descritos.

CONCLUSIONES

1. La evaluación del potencial eólico está basada en datos tomados durante los años 2009 y 2010, teniendo un total de 5445 datos durante cada año y tomados de forma ininterrumpida, permite describir al viento en el área de Totorillas 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.
2. La propuesta de instalación del parque eólico incluye la instalación de 3 aerogeneradores de 850 KW cada uno, lo que supone una potencia nominal de 2,55 MW. En cada aerogenerador irá instalado un centro de transformación, de una potencia nominal de 900 KVA, con una relación de transformación 0,690/20 KV, con un diámetro de 52 m. y una altura de eje del rotor de 45 m.
3. Para una velocidad media de 7,5m/s, la misma que es el promedio durante los dos años a una altura de 45 metros que es la altura de la torre del aerogenerador escogido, la producción bruta será de 2.097,144MWh/año. Teniendo en cuenta el rendimiento de 99.9% de los aerogeneradores y las pérdidas del 6% mencionadas anteriormente la producción neta de cada aerogenerador será de 1.963,33MWh/año.
4. También se instalará un centro de seccionamiento que servirá de enlace y separación entre los ramales de la instalación interior y la instalación exterior. El proyecto considera, además de los subsistemas necesarios para la obtención de la energía eléctrica, el resto de instalaciones que requieren su construcción y explotación (caminos, obra civil, etc.).
5. Por medio de un análisis de la distribución en planta, se determinó que el factor más importante para la distribución de aerogeneradores en el parque eólico se trata de la separación que debe existir entre los aerogeneradores, con el fin de que no exista una interferencia significativa en sus producciones energéticas individuales. Se determinó también que el área requerida para el parque eólico es de 10440 m².

6. El precio de venta de la energía eólica para el primer año de producción será de 9,13 c\$/kWh, la producción anual estimada del parque será 5.908,32 MWh/año, de lo que se obtendrán unos ingresos en el primer año de 412.871,04 \$.

7. La diferencia existente entre el costo de producción estimado de 6,98 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.

8. 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.

9. 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.

10. Tras el estudio del medio en la zona de actuación, y la valoración de los efectos directos e indirectos que ocasionará el parque eólico a través de la identificación, caracterización y cuantificación de los impactos generados, tanto en la fase de construcción como de explotación, se concluye objetivamente que el Parque Eólico es viable desde el punto de vista medioambiental. El impacto global corresponde a un impacto admisible cuya recuperación es inmediata y no precisa prácticas protectoras o correctoras intensivas, y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requiere corto tiempo. Además, las amplias medidas preventivas previstas evitarán la ocurrencia de algunos de los impactos identificados.

11. Los únicos impactos no valorados como compatibles han sido el impacto de las excavaciones y movimientos de tierra que requiere la construcción de las instalaciones proyectadas sobre el suelo, que se han valorado como impacto moderado, y el

ocasionados por el funcionamiento de las instalaciones del parque sobre el paisaje y la avifauna, que tras su caracterización han resultado como impactos moderados. Los impactos identificados sobre el resto de los elementos del medio, tanto en la fase de construcción como de funcionamiento, se han valorado como impactos compatibles.

12. El estudio de la avifauna y de las circunstancias que determinan el riesgo de colisión de las aves con los elementos constitutivos del parque, ha revelado que esta afección, señalada en otras instalaciones eólicas (caso particular de Tarifa) como severa, es en principio moderado en el caso del Parque Eólico

13. Por último, es preciso destacar la existencia de impactos positivos sobre aspectos socioeconómicos, derivados de la creación puntual de empleo, la mejora de infraestructuras existentes y la generación de energía renovable y no contaminante.

RECOMENDACIONES

1. La aplicación de construcción de un parque eólico para la generación de energía eléctrica requiere de un estudio de vientos que maneje mas años de estudio en la zona, ya que la mayoría de proyectos eólicos a nivel mundial estipulan que el periodo de estudio debe ser mínimo 4 años, mientras más información se analice en el estudio de vientos, mayores serán las oportunidades de obtener resultados positivos en la implementación de sistemas eólicos.
2. Se puede incrementar la potencia nominal del parque eólico en etapas futuras, ya que las montañas colindantes a la zona de Totorillas presentan un comportamiento parecido, como ya se manifestó en los capítulos anteriores
3. Se debe efectuar un estudio de suelos para conocer el estado del terreno en donde se va a realizar la construcción del parque eólico, tomando las precauciones necesarias.
4. Se pueden realizar mejoras en la distribución en planta en el parque eólico, utilizando algoritmos diseñados para tal efecto.
5. Se puede efectuar un análisis más profundo de la producción de energía a través de la utilización de un software adecuado para simular dinámicamente el comportamiento de los vientos en el sitio seleccionado, siendo el más utilizado por la industria eólica actual el Wasp, que por cuestiones económicas que no está a mi alcance no lo pude adquirir, pero para el Proyecto en el cual se está trabajando a nivel de Facultad, se recomienda adquirir el mismo, para obtener simulaciones más precisas en cuanto al funcionamiento y producción del futuro parque eólico.
6. Los planes logísticos y de seguridad industrial para construir el parque eólico deben contar con un seguimiento especial para que la nueva planta sea bien diseñada y para que su construcción se lleve a cabo correctamente.
7. Se recomienda que los organismos de control del mercado eléctrico ecuatoriano promuevan la libre competencia de las energías renovables y su promoción nacional.

8. 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.

9. 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.

BIBLIOGRAFÍA

1. **BURTON, T.**, y otros., Wind energy handbook., Londres-Inglaterra., Jonh Wiley & Sons., 2001., Pp. 250-610.
2. **ESCUADERO, L.**, Manual de energía eólica., 2da. ed., Madrid- España., Mundi-Prensa., 2008., Pp. 110-441.
3. **FRAILE, J.**, Máquinas eléctricas., 5ta. ed., Madrid-España., McGraw Hill., 2003., Pp. 100 – 700.
4. **FRAILE, J.**, Electromagnetismo y circuitos eléctricos., 4ta. ed., Madrid-España., McGraw Hill., 2005., Pp. 250 – 600.
5. **ILLARRUBIA, M.**, Energía Eólica., Madrid-España., Ceac., 2004., Pp. 41-312.
6. **RODRÍGUEZ, J.**, Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica., Madrid-España., Rueda., 2003., Pp. 50 – 420.

BIBLIOGRAFIA INTERNET

7. ENERGÍA EÓLICA EN ECUADOR

http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Energia_Eolica_en_Ecuador_fa0ef98a.pdf

2011-09-24

8. PROYECTO EÓLICO SAN CRISTOBAL

<http://www.tech4cdm.com/userfiles/7%20Proyecto%20eolico%20en%20galapagos%20luis%20vintimilla.pdf>

2012-01-04

9. ENERGÍAS ALTERNATIVAS ECUADOR

<http://www.elecaastro.com.ec/fotos/menus/publicaciones/energia8.pdf>

2011-10-14

10. ENERGÍA EÓLICA

<http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo20.pdf>

2012-02-10

11. INFORMACIÓN GENERAL SOBRE ENERGÍA EÓLICA

http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random49917eec3c3bd/1234272293_e_eolica.pdf

2012-03-13

12. CURSO DE ENERGÍA EÓLICA

<http://www.windygrid.org/manualEolico.pdf>

2011-12-24

13. APLICACIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA

http://www.reoltec.net/variados/Asambleas/IV/05a_REOLTEC-APLICACIONES_DE_LA_ENERGIA_EOLICA.pdf

2012-04-15

14. ENERGÍA EÓLICA

<http://kimerius.com/app/download/5780666687/Energ%C3%ADa+e%C3%B3lica%3D.pdf>

2012-04-23

15. PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO

<http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4a4b99d282ce7.pdf>

2012-05-02

16. ENERGIAS SOSTENIBLES

http://www.flacsoandes.org/web/imagesFTP/10202.Informe_EnergiasSostenibles.pdf

2012-05-14

17. DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.

<http://www.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Apuntes/ae31.pdf>

2012-05-16

18. AEROGENERADOR GAMESA

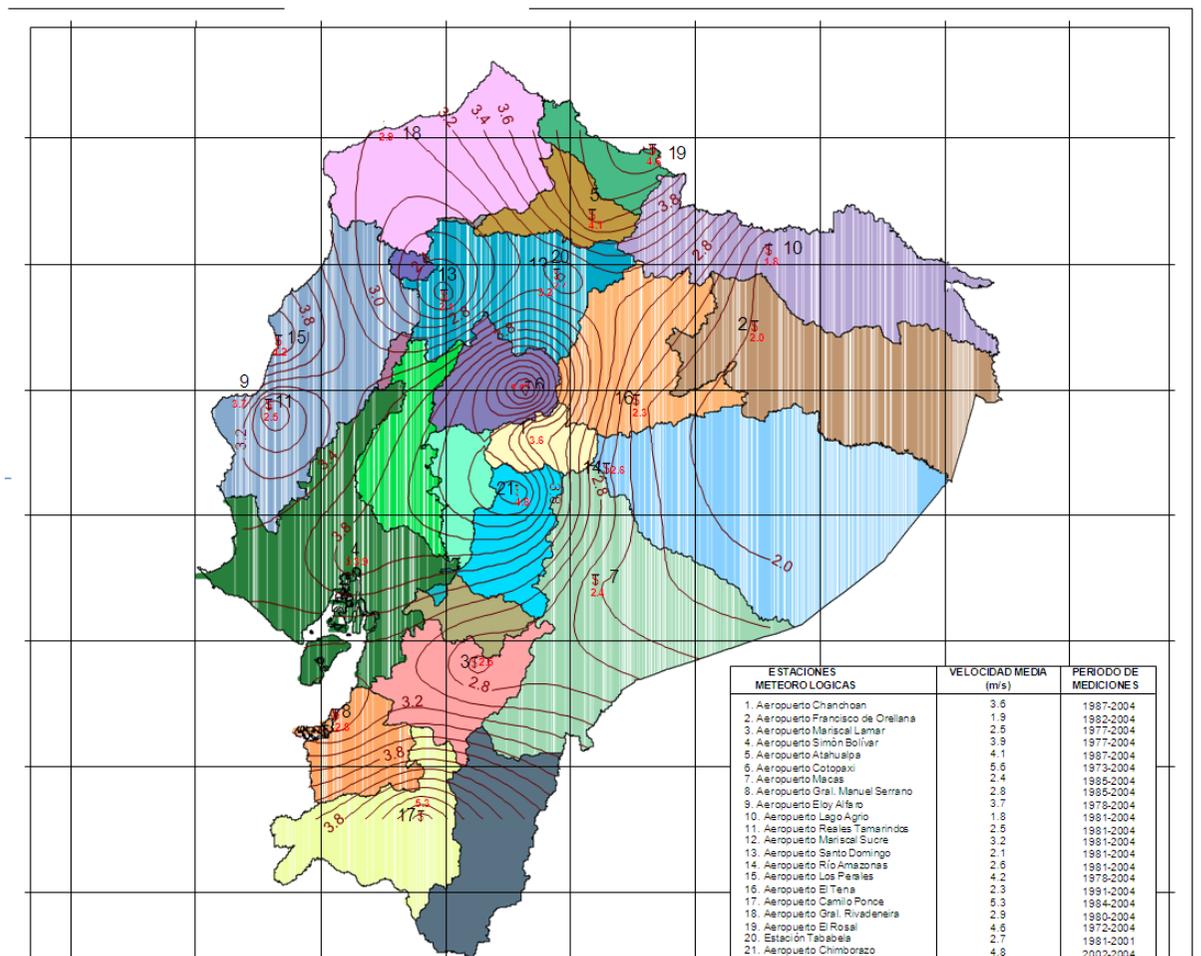
<http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-g5x-850-kw.pdf>

2012-05-16

ANEXOS

ANEXO 1 . MAPA EÓLICO DEL ECUADOR

La Figura presenta una representación gráfica de las curvas de nivel sobre las velocidades de viento en el Ecuador (“Velocidad”, 2005)



ANEXO 2. CARACTERÍSTICAS AEROGENERADOR G-58, 859 KW.

	Gamesa G52-850 kW	Gamesa G58-850 kW
ROTOR		
Diámetro	52 m	58 m
Área de barrido	2.214 m ²	2.642 m ²
Velocidad de giro	19,44 - 30,8 rpm	19,44 - 30,8 rpm
PALAS		
Número de palas	3	3
Longitud	25,3 m	28,3 m
Perfil	NACA 63.XXX + FFA-W3	NACA 63.XXX + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy	Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy
TORRES		
Tipo de torre	Tubular troncocónica de acero	Tubular troncocónica de acero
Altura	44, 55 y 65 m	44, 49*, 55, 65 y 74 m
MULTIPLICADORA		
Tipo	1 etapa planetaria 2 etapas de ejes paralelos	1 etapa planetaria 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:61,74 (50 Hz) 1:74,5 (60 Hz)	1:61,74 (50 Hz) 1:74,5 (60 Hz)
GENERADOR 850 kW		
Tipo	Generador doblemente alimentado	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	850 kW	850 kW
Tensión	690 V AC	690 V AC
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54	IP 54
Factor de potencia	0,95 CAP - 0,95 IND a cargas parciales y a 1 potencia nominal **	0,95 CAP - 0,95 IND a cargas parciales y a 1 potencia nominal **

* En desarrollo.

** Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

ANEXO 3.

Anexo 3.1 Proyecto Eólico Membrillo

El Proyecto Eólico Membrillo se encuentra ubicado a 18 Km. de la ciudad de Loja, en el cerro del mismo nombre, ubicado a una altura de 2.600 msnm. Este proyecto tiene como promotor principal a Enerloja S.A., empresa que contribuye con el desarrollo de las energías renovables. Al determinar la existencia del recurso eólico, ha decidido adoptar nuevas tecnologías limpias para la generación de energía.

Las mediciones del potencial eólico iniciaron en marzo del 2003, obteniendo un promedio anual de viento de 9,1 m/s. Se realizaron monitoreos con tres torres de medición, dos de 40 m de altura y una de 70 m, en sitios distintos del cerro Membrillo. De acuerdo a las estimaciones realizadas, es posible de instalar 45 MW de potencia. Actualmente, para continuar con la realización del estudio de factibilidad, es necesario obtener un financiamiento de USD 380.000.00, aproximadamente (“Resumen Informativo” 1, 2006)

Anexo 4.1 Proyecto Minas de Huascachaca

Se ha identificado a la zona de Minas de Huascachaca, como una de las que posee un potencial eólico para instalar un parque de generación de energías renovables. El proyecto se encuentra ubicado a 84 Km. al sureste de la ciudad de Cuenca, entre las provincias de Azuay y Loja, en una zona árida, con escasa vegetación. En dicho sitio, se han instalado tres torres de medición de velocidad y dirección de viento, en lugares diferentes Una de 26 m de altura con anemómetros colocados a 15 y 26 m en el sitio de Minas de Huascachaca, una segunda torre similar a la anterior en el camino hacia Yúlug y finalmente una torre de 40 m. en el sitio denominado Uchucay con anemómetros a 20, 30 y 40 m. Cada una de las torres tiene una veleta ubicada en su extremo superior (“Proyecto Minas” par. 3).

