



## **TESIS DOCTORAL**

# **EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS EN LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO APLICANDO MODELOS MATEMÁTICOS**

**LORENZO ALFREDO ENRIQUEZ GARCÍA**

Ingeniero Electromecánico por el Instituto Politécnico de Járkov-República de  
Ucrania

Tesis presentada en el

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y CONTROL  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

Como parte de los requerimientos para la obtención del  
Grado de Doctor  
2015



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
CONTROL  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA

Título de la Tesis:

**EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS EN LA PROVINCIA  
DE CHIMBORAZO APLICANDO MODELOS  
MATEMÁTICOS**

Autor:

**LORENZO A. ENRIQUEZ GARCÍA**

Ingeniero Electromecánico por el Instituto Politécnico de Járkov-República de  
Ucrania

Director de la Tesis:

**Dr. D. ANTONIO COLMENAR SANTOS**



## *Agradecimientos*

Después de muchos años de estudio, este trabajo ve la luz y son muchas las personas a las que debo agradecer su compañía en este tiempo.

A mi Señor Jesucristo creador de todas las cosas, las visibles y las invisibles, el que da ánimo al caído y fuerzas al que lo necesita, me ha ayudado a seguir hacia adelante con pasos firmes y poder llegar a culminar los estudios.

A mi pequeña y amada familia que han podido comprender los momentos de soledad y no poder compartir mi presencia todo el tiempo, a mis amigos que supieron darme su apoyo moral en los momentos más difíciles. Al Dr. D. Antonio Colmenar por su apoyo constante durante los años de estudio.

A nuestra querida Universidad Nacional de Educación a Distancia, UNED, Y a todos aquellos que de una u otra manera asesoraron en todo momento y permitieron culminar con éxitos los estudios de Doctorado.

***“Aprendí que no se puede dar marcha atrás, que la esencia de la vida es ir hacia adelante”. (Agatha Christie).***



## RESUMEN

Para cualquier país es de vital importancia el proporcionar acceso al sistema de energía eléctrica a todos los elementos de la sociedad, pues esto permite llevar adelante las actividades industriales, comerciales y residenciales. Aún más es necesario que el servicio de electricidad sea garantizado en el tiempo a mediano y largo plazo.

Un mecanismo adecuado, que ha sido demostrado en la práctica, es el reconocimiento a la capacidad de generación de una unidad conectada al sistema, este mecanismo es conocido en el Ecuador como “Pago de Potencia”. Sea el estado o los inversores que tomen la decisión de invertir en una tecnología de generación, es necesario considerar los intereses de los distintos actores a fin de alcanzar una eficiencia económica global.

A partir de lo enunciado anteriormente, es razonable analizar este tema de tesis doctoral, que es un trabajo investigativo sobre la propuesta de *los Emplazamientos Eólicos para la Provincia de Chimborazo - Ecuador, aplicando Modelos Matemáticos*, que consta secuencialmente de: justificación técnica, social, económica, ambiental del proyecto y objetivación del mismo. Además tiene un sustento teórico que permite conocer sus ventajas y desventajas.

Se ha desarrollado una metodología basada en escenarios Eólicos que posee la Provincia en estudio, de los cuales, obtendremos la información necesaria para ver cómo esta clase de Energía Renovable puede llegar a proporcionar Energía Eléctrica con un alto grado de acoplamiento con la demanda.

Además, se recopiló información sobre la demanda y la Producción Energética durante siete años usando fuentes Energéticas renovables y no renovables propias de la Provincia, para de esta manera tener un panorama claro sobre la producción eléctrica que se debe obtener, para así cubrir con la demanda insatisfecha, la misma que será apoyada únicamente con Energía Eólica, permitiendo de esta manera un impacto medioambiental mucho más reducido.

Esta información fue proporcionada por la Empresa Eléctrica Riobamba-Ecuador, que es la encargada de la distribución eléctrica de la Provincia de Chimborazo.

Siempre que se quiera aprovechar la energía eólica para producir electricidad, se debe llevar a cabo un conjunto de actividades, lo que implica una planeación bien definida, iniciando con la detección de posibles sitios con potencial eólico aprovechable. Esta detección se logra con el uso del análisis de evidencias ecológicas y la percepción física de corrientes de aire en la zona o región.

Esta tesis se desarrolló mediante un proyecto de investigación sobre un problema específico, que se refiere al uso de fuentes de energía eólica para producir energía eléctrica, en un lugar o zona del país, que se considera con recursos potencialmente aprovechables. También se llevó a cabo el análisis de datos de estaciones de monitoreo y determinación del potencial eólico en diversas zonas de la provincia de Ecuador, para luego determinar algunos lugares susceptibles de ser utilizados para la instalación de generación eólica y hacer un estudio de impacto de esta generación en la red eléctrica existente y cercana.

El análisis tanto del potencial eólico, como del impacto de la generación se llevó cabo mediante el uso de software desarrollado por un grupo de investigadores de la ESPOCH.

Luego, que se obtuvo la información técnica, se pudo evaluar el Potencial eólico disponible y la Potencia efectiva que posee cada zona de estudio, y de esta manera, se pudo seleccionar y ubicar los lugares, cuyo potencial eólico garantizara la construcción de parques aerogeneradores en la provincia de Chimborazo.

## SUMMARY

For any country is vital to provide access to electrical power system to all elements of society, as this allows to carry on the industrial, commercial and residential. Further requires that the electric service is guaranteed in the medium and long term.

A suitable mechanism has been demonstrated in practice, is the recognition of the generation capacity of a unit connected to the system, this mechanism is known in Ecuador as "Payment Power". Whether the state or investors who take the decision to invest in technology generation. We must consider the interests of different actors in order to achieve overall economic efficiency.

Based on the statement above, it looks reasonable to analyze this issue a doctoral thesis, which is nothing more than a research paper on the proposal of the Wind locations, for the Province of Chimborazo-Ecuador applying mathematical models, comprising sequentially: justification technical, social, economic, environmental project and objectification of it. It also has a theoretical basis that allows knowing the advantages and disadvantages.

We have developed a scenario-based methodology Wind, Solar and Water that has studied the Province, of which we obtain the necessary information to see how are you can get Renewable Energy Electric Power to provide a high degree of coupling with the demand.

It also collected information on demand and energy production for several years using renewable energy sources and renewable characteristic of the Province, to thus obtain a clear picture of the electricity we must obtain in order to meet the unsatisfied demand the same that will be supported only wind Energy, thus allowing a much smaller environmental impact.

This information was provided by the Utility Riobamba, Ecuador, which is responsible for electricity distribution in the province.



# ÍNDICE

RESUMEN.....	i
SUMMARY .....	iii
ÍNDICE .....	v
LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS .....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xv
CAPÍTULO 1.....	17
INTRODUCCIÓN.....	17
1.1 Aspectos generales.....	17
1.2 Planteamiento .....	37
1.3 Problema de la Investigación .....	38
1.4 Objeto de la investigación .....	38
1.5 OBJETIVOS .....	39
1.5.1 Objetivo General .....	39
1.5.2 Objetivos Específicos.....	39
1.6 Campo de acción .....	40
1.7 hipótesis de la investigación.....	40
1.8 Metodología.....	40
1.9. Aporte científico.....	41
1.10. Motivación .....	41
1.11 LOGROS .....	45
1.12 Estructura de la Tesis.....	46
1.12.1 Capítulo 1 .....	46
1.12.2 Capítulo 2 .....	46
1.12.3 Capítulo 3 .....	47
1.12.4 Capítulo 4 .....	47
1.12.5. Capítulo 5 .....	47
1.12.6. Capítulo 6 .....	48
CAPÍTULO 2.....	49
INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNC) A LA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL, REGIONAL Y NACIONAL .....	49
2.1. Introducción .....	49
2.2. Clasificación de fuentes de energía y tipos de energías renovables no convencionales ERNC .....	50
2.3. Situación de las ERNC global .....	52

2.4 Situación de las ERNC regional .....	54
2.5 Situación de las ERNC nacional .....	55
2.6 La Energía Eólica en el mundo y en Ecuador .....	67
2.6.1 Situación Mundial .....	67
2.6.2 Parques Eólicos.....	71
2.6.3 Impacto Ambiental de los Aerogeneradores Eólicos .....	76
2.6.4 Situación en Ecuador .....	83
2.7.1 Recursos disponibles en el sector eléctrico. ....	85
2.7 Conclusiones.....	94
CAPÍTULO 3.....	95
ESTIMACIÓN, EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL RECURSO EÓLICO .....	95
3.1. Introducción .....	95
3.2 Potencial eólico .....	98
3.2.1 Potencia del viento .....	98
3.2.2 Máxima eficiencia de un sistema de conversión .....	106
3.3 Factores que influyen en la velocidad del viento .....	107
3.4 Cálculo de velocidades del viento para varias alturas .....	108
3.5 Rosas de los vientos .....	116
3.5.1. Cómo se construyen y su interpretación .....	117
3.6 Estimación del potencial eólico .....	119
3.6.1 Uso de modelos matemáticos .....	119
3.6.2 Análisis de gráficas y mapas.....	128
3.7 Conclusiones.....	129
CAPÍTULO 4.....	131
EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO .....	131
4.1. Introducción .....	131
4.2 Uso de las rosas de viento para evaluar el potencial eólico en la Provincia de Chimborazo.....	132
4.3 Construcción de rosas de los vientos.....	133
4.4 Análisis de las posibles ubicaciones de un parque eólico .....	134
4.4.1 Parroquia Rumignokiana-Cañí .....	135
4.4.2 Loma de Rasutambo - Zona Pinanquil.....	136
4.4.3 Parroquia San José de Chocón .....	138
4.4.4 Parroquia San José de Igualata-Parroquia Llapo .....	140
4.4.5 Parroquia Aña Moyocancha .....	141
4.5 Interpretación de resultados.....	143
4.6 Estimación del recurso eólico.....	145
4.6.1 Perfiles de viento. ....	148
4.6.2 Rumignokiana – Cañí .....	148
4.6.3 Loma de Rasutambo - Zona Pinanquil (Chimborazo).....	151

4.6.4 Región de San José de Chocón .....	153
4.6.5 Región de San José de Iguayata .....	155
4.6.6 Aña Moyocancha.....	157
4.7 Curva de Potencia y Producción Anual de la turbina G58-850 kW .....	159
4.7.1 Determinación de la densidad del aire en el emplazamiento .....	160
4.7.2 Cálculo Energético Eólico y determinación del Número de aerogeneradores para un emplazamiento eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador.....	163
4.8 Conclusiones .....	164
CAPÍTULO 5.....	167
ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO .....	167
5.1 Inversión.....	167
5.2 Financiación .....	167
5.3 Operación y mantenimiento .....	168
5.4 Condiciones del préstamo.....	168
5.5 Vida útil.....	168
5.6 Producción.....	169
5.7 Amortización.....	170
5.8 Criterios de rentabilidad .....	170
5.9 Conceptos teóricos del análisis coste-beneficio .....	174
5.9.1 Diferencias entre el análisis financiero y el análisis coste-beneficio .....	174
5.9.2 Etapas de un análisis coste-beneficio.....	177
5.9.3 Fundamentos microeconómicos del análisis coste-beneficio.....	182
5.10 Evaluación financiera .....	189
5.11 Análisis económico del estudio de un Sistema Energético para la Provincia de Chimborazo para emplazamientos eólicos.....	190
5.12 Análisis de los precios de estudio para emplazamientos eólicos en la Provincia de Chimborazo.....	191
CAPÍTULO 6.....	197
6.1 Conclusiones, contribuciones y cumplimiento de los objetivos propuestos .....	197
6.2 Bibliografía.....	205
ANEXOS.....	221
Anexo. 1: Producción, Demanda y Compra Energética de la Provincia de Chimborazo en el Periodo 2008-20012.....	221
Anexo. 2: Variación de la Velocidad del Viento con Respecto a la Altura.....	228
Anexo. 3 Características Técnicas de Gamesa .....	231
2.2 LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO.....	233
Anexo. 4: Cálculo Energético Eólico y determinación del Número de aerogeneradores para un emplazamiento eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador.....	237
Anexo. 5: Cálculos energéticos de las cinco estaciones de la Provincia de Chimborazo .....	249

Anexo. 6: Tabla de costo de inversión eólica.....	275
Anexo. 7: Amortización del préstamo eólico .....	276
Anexo. 8: Tabla de depreciación de la subestación eólica .....	277
Anexo.9: Curriculum .....	278

## LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS

$P$	Potencia real (kW)
$D$	Diámetro de aspa del rotor (m)
$E$	Energía (julio)
$v$	Velocidad del viento (m/s)
$A$	Área barrida por las aspas del rotor (m <sup>2</sup> )
$\rho$	Densidad del aire en el punto a tratar (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_0$	Densidad a nivel del mar (kg/m <sup>3</sup> )
$H_m$	Altura del sitio (metros)
$K_T$	Relación de densidad
$C_p$	Eficiencia de captación del rotor
$c_t$	Coefficiente del torque
$\eta$	Eficiencia electromecánica del sistema
$z$	Altura para cálculo de velocidad del viento (m)
$K$	Constante de <i>von Karman</i>
$z_0$	Longitud de la rugosidad del terreno
$L$	Factor de escala llamado también la longitud de <i>Monin Obukov</i> .
$\xi(z/L)$	Función determinada por la radiación solar neta en el sitio.
$v_f$	Velocidad de fricción (m/s)
$H$	Altura sobre el nivel del suelo para extrapolación (m)
$H_0$	Altura de medición tomada como base, sobre el nivel del suelo, de la velocidad del viento (m)
$\alpha$	Coefficiente de fricción o <i>exponente de Hellman</i>
$P_{prom}$	Potencia real promedio (kW)
$P_{inst}$	Potencia instantánea (kW)
$P_R$	Potencia nominal del generador o de la central (Vatio)
$k$	Factor de forma
$c$	Factor de escala
$\sigma$	Desviación estándar
$\Gamma$	Función gama
$v_{prom}$	Velocidad promedio del viento (m/s)
$R$	Radio de la turbina (m) o suma de las resistencias del estator y del rotor, según sea el caso

$v_b$	Velocidad base del viento (m/s)
$v(t)$	Velocidad en el tiempo (m/s)
$v_0$	Velocidad promedio del viento (m/s)
$GPE$	Grado de Penetración Eólica (GPE)
$P_{eólica}$	Potencia eólica ( $W/m^2$ )
$P_{convencional}$	Potencia convencional (kW)
$CF$	Factor de planta
$CPE$	Capacidad de Penetración de la Energía Eólica
$PME$	Porcentaje Máximo de Energía Eólica
$CO_2$	Bióxido de carbono

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Comparación de funcionamiento de diferentes aerogeneradores.....	19
Figura 2. Gráfica del consumo mundial de energía primaria en millones de Teracalorías.....	53
Figura 3. Combustibles y fuentes de energía para la generación eléctrica mundial en el periodo 2007-2025. ....	54
Figura 4. Porcentaje de combustibles utilizados para la generación de electricidad en algunas regiones del mundo, en el 2008. ....	55
Figura 5. Potencia Nominal según la fuente de Energía de las centrales de generación. ....	58
Figura 6. Potencia Nominal según la fuente de Energía de las centrales de generación. ....	59
Figura 7. Potencia nominal por tipo de empresa. ....	61
Figura 8. Potencia efectiva por tipo de empresa (MW).....	61
Figura 9. Potencia efectiva por tipo de empresa (MW).....	62
Figura 10. Producción de energía por tipo de central (GWh) .....	65
Figura 11. Producción bruta por tipo de energía.....	66
Figura 12. Crecimiento de la capacidad total instalada en el mundo en MW, de generación eólica en el periodo 2001–2009 y las predicciones para el año 2010.....	69
Figura 13. Mapas preliminares con potencial eólico aprovechable mostrando un total de 884.22 MW según la referencia. ....	84
Figura 14. Mapa de los cantones de la provincia de Chimborazo. Fuente: INEC. ....	85
Figura 15. Producción demanda y compra de energía año 2008.....	86
Figura 16. Producción demanda y compra de energía año 2009.....	86
Figura 17. Producción demanda y compra de energía año 2010.....	87
Figura 18. Demanda de energía año 2011. ....	87
Figura 19. Producción de energía año 2011.....	88
Figura 20. Demanda de energía año 2012. ....	88
Figura 21. Producción de energía, año 2012.....	89
Figura 22. Demanda de energía año 2013 .....	89
Figura 23. Producción de energía año 2013.....	90
Figura 24. Demanda de energía año 2014. ....	90
Figura 25. Producción de energía año 2014.....	91
Figura 26. Fotos de los mapas preliminares del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador: a) San José de Igualata; b) Loma de Rasutambo. Fuente: Google earth.....	92
Figura 27. Fotos de los mapas preliminares del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador: c) Aña Muyocancha; d) Páramo de Navag- Rumignokiana – Cañi Fuente: Google earth .....	92
Figura 28. Fotos de los mapas preliminares del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador: e). San José de Chocón. ....	93

Figura 29. Mapa de Zonas de aprovechamiento del potencial eólico para la generación de electricidad en Ecuador. Fuente: Google earth.....	93
Figura 30. Escala de Griggs-Putnam para estimar la velocidad del viento a partir de la deformación del follaje de árboles y arbustos.....	97
Figura 31. Perfil de velocidad del viento para un coeficiente de fricción $\alpha = 1/7$ , tomando como base una altura de 10 m y una velocidad de 10 m/s.....	111
Figura 32. Rosa de los vientos y su distribución de frecuencia, usando WRPLOT View.....	118
Figura 33. Función de probabilidad de Weibull para un factor de forma $k = 1, 2, 3, 4$ y un factor de escala $c = 8$ .....	123
Figura 34. Función de probabilidad de Weibull para un factor de escala $c = 2, 4, 6, 8$ y un factor de forma $k = 2$ (Rayleigh).....	123
Figura 35. Rosas de los vientos y Distribución de Rumignokiana – Vía a Cañi, años 2014 y 2015 a 10 m.....	136
Figura 36. Rosas de los vientos y distribución de Loma de Rasutambo – Zona Pinanquil, años 2014 y 2015 a 10 m.....	138
Figura 37. Rosas de los vientos y Distribución de San José de Chocón años 2014 y 2015 a 10 m.....	139
Figura 38. Rosas de los vientos y Distribución de San José de Igualata - Parroquia Ilapo, años 2014 y 2015 a 10 m.....	141
Figura 39. Rosas de los vientos y Distribución de Aña Moyocancha, años 2014 y 2015 a 10 m. ....	142
Figura 40. Espaciamiento entre aerogeneradores, con arreglo de 3D×10D de acuerdo con la referencia.....	147
Figura 41. Espaciamiento entre centros de torres con aerogeneradores, recomendado como arreglo óptimo, de (3D a 5D) × (5D a 9D), según la referencia.....	147
Figura 42. Perfil de velocidades de viento durante el año 2012.....	148
Figura 43. Perfil de velocidades de viento en Cañi.....	149
Figura 44. Frecuencias relativas acumuladas en Cañi.....	150
Figura 45. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, Rumignokiana – Vía a Cañi.....	150
Figura 46. Perfil de velocidades de viento durante en días, Loma de Rasutambo.....	151
Figura 47. Frecuencias relativas acumuladas, en Loma de Rasutambo.....	152
Figura 48. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, en Loma de Rasutambo.....	153
Figura 49. Perfil de velocidades de viento durante en días, San José de Chocón.....	154
Figura 50. Frecuencias relativas acumuladas, San José de Chocón.....	154
Figura 51. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, San José de Chocón.....	155
Figura 52. Perfil de velocidades de viento durante en días, San José de Igualata.....	156
Figura 53. Frecuencias relativas acumuladas, San José de Igualata.....	156
Figura 54. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, San José de Igualata.....	157

Figura 55. Perfil de velocidades de viento durante en días, Moyocancha.....	158
Figura 56. Frecuencias relativas acumuladas, Moyocancha. ....	158
Figura 57. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, Moyocancha. ....	159
Figura 58. Curva de potencia del viento para la turbina G58-850kW para una densidad del aire de 1.225 kg/m <sup>3</sup> . ....	162
Figura 59. Curva de potencia del viento para la turbina G58-850kW para una densidad del aire de 0,866 kg/m <sup>3</sup> . ....	162



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad efectiva instalada por tipo de generación, al año 2009. ....	58
Tabla 2. Potencia Nominal y efectiva de las centrales de generación nacionales. ....	59
Tabla 3. Energía Bruta producida por tipo de central. ....	60
Tabla 4. Potencia de la Interconexiones eléctricas. ....	60
Tabla 5. Potencia por tipo de energía y tipo de central. ....	62
Tabla 6. Potencia por tipo de servicio y tipo de empresa. ....	63
Tabla 7. Producción de energía por sistema, tipo de empresa y tipo de central. ....	64
Tabla 8. Producción bruta por tipo de energía y de central [ESEE, 2010] ....	65
Tabla 9. Oferta total mensual de energía por tipo de empresa y tipo de central. ....	67
Tabla 10. Definiciones estándar y clases de viento utilizadas en USA. ....	94
Tabla 11. Valores de la densidad del aire seco a una presión de 1atm, para diferentes temperaturas. ....	105
Tabla 12. Valores de la densidad del aire seco a 15oC a diferentes alturas, obtenidas con la ecuación (3.5).....	105
Tabla 13. Relación entre la velocidad del viento y su densidad de Potencia eléctrica extraíble correspondiente. ....	106
Tabla 14. Coeficiente de fricción $\alpha$ para diferentes tipos de terreno [Patel.M.R, 2006]. ....	111
Tabla 15. Clasificación de rugosidad y valores de coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno. [Masters, G, 2004] ....	112
Tabla 16. Valores del coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno [Manwell, J. F, 2002].....	113
Tabla 17. Clases y longitudes de rugosidad dadas por la Danish Wind Industry Association. ...	114
Tabla 18. Principales valores de la función gama $\Gamma$ [Borja.M.A, 1998]. ....	122
Tabla 19. Definiciones estándar y clases de viento utilizado en EE.UU, con la clasificación del recurso eólico. ....	125
Tabla 20. Lista de estaciones meteorológicas y su ubicación. ....	133
Tabla 21. Promedio de velocidades a 10 m de altura, en el año 2015 de las cinco estaciones Meteorológicas de la Provincia de Chimborazo. Ver Anexo.2. ....	144
Tabla 22. Velocidad y Densidad de potencia en los cuatro primeros meses del año 2015 a 50 m.s.n.m. de las cinco estaciones meteorológicas de la Provincia de Chimborazo. ....	144
Tabla 23. Características Técnicas y Tecnológicas de aerogeneradores. ....	160
Tabla 24. Potencia (kW) en función de la velocidad (m/s) y de la densidad del aire (kg/m <sup>3</sup> ) para el aerogenerador G58-850 kW de Gamesa. ....	161
Tabla 25. Resultados Técnicos Energéticos de las Estaciones Meteorológicas. ....	164
Tabla 26. Inversión parque eólico. ....	185
Tabla 27. Financiamiento parque eólico. ....	186

Tabla 28. Proyección de ingresos eólicos.....	187
Tabla 29. Estados de pérdida y ganancias. ....	188
Tabla 30. Precios de las turbinas eólicas en tres países (USD/kW).....	192

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Aspectos generales

El potencial eólico del que se dispone en un sitio depende de diversos aspectos entre los cuales se destacan la permanencia de estados atmosféricos con velocidades de viento elevadas asociados a, la topografía, la rugosidad del terreno circundante al sitio, los estados termodinámicos de la atmósfera y la altitud sobre el nivel del mar. Estas diferentes determinantes fijan los factores meteorológicos más significativos desde el punto de vista energético como son la velocidad y dirección del viento, los niveles y escalas de la turbulencia, y la temperatura y presión atmosférica.

El flujo de potencia disponible,  $P$  en vatios, en las masas de aire en movimiento respecto a la superficie terrestre se expresa de acuerdo a la ecuación (1) como:

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

En la ecuación (1),  $\rho$  es la densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ ),  $A$  es el área de la superficie ( $\text{m}^2$ ), que atraviesa la corriente de aire y  $v$  es la velocidad media del viento ( $\text{m/s}$ ).

La determinación de la densidad atmosférica implica, básicamente, conocer la temperatura y presión ambientes suponiendo que el aire se comporta como un gas perfecto. La magnitud más relevante en la caracterización del recurso eólico en un sitio es la velocidad media del viento. Este parámetro puede presentar importantes variaciones temporales y espaciales.

Las variaciones temporales presentan diversas escalas dependiendo del tipo de factor meteorológico a que se asocian.

El flujo atmosférico es turbulento. La intensidad de turbulencia y las escalas de la turbulencia dependen de la rugosidad del terreno, los obstáculos existentes y del estado termodinámico de la atmósfera. Al incrementarse la rugosidad del terreno la intensidad de las ráfagas crece y la escala de la variación temporal de las mismas se incrementa. Por tal motivo sobre el mar el viento es poco turbulento y presenta escalas grandes, mientras que sobre la tierra la turbulencia es mayor y la escala de las variaciones es menor. Las variaciones que sufre el viento en el tiempo asociadas a la turbulencia presentan tiempos característicos en un intervalo de 3 segundos a 10 minutos.

El clima de vientos en un sitio dado presentará diferentes niveles de energía en los diferentes componentes espectrales, una descripción de las cuales se lograría a través de la aplicación de las diferentes metodologías de evaluación del potencial eólico que se describen en el capítulo tres.

Respecto a la variabilidad espacial, debe destacarse factores tales como: la topografía, cambio en la rugosidad del terreno, cambio en la temperatura del suelo o conformaciones del terreno, éstos dan lugar a comportamientos peculiares del clima del viento en un sitio. Las colinas suelen inducir un incremento en la velocidad media del viento al pasar de la llanura a la cima de las mismas. Un incremento en la rugosidad tendrá asociada una disminución en la velocidad media del viento a una altura dada.

La distribución de velocidad media sobre una colina difiere sensiblemente de la distribución de dicho parámetro en terreno plano. Esto lleva a que, si no se conociera tal perfil en la colina, sea necesario medir la velocidad del viento a la altura de interés.

Finalmente, debe ser destacado que combinaciones de factores topográficos con las características del clima de viento en una zona, pueden dar lugar a incrementos de la velocidad mayores que los esperados. A modo de ejemplo, si corriente arriba de una colina expuesta a los vientos más frecuentes hubiera una conducción producida por las colinas, esto daría lugar a una rosa de viento con una dirección casi única y a un incremento de la velocidad de viento mayor que si sólo estuviera la colina expuesta.

Para evaluar la efectividad con la cual un aerogenerador instalado en un sitio dado convierte la energía eólica en energía eléctrica, se suele emplear el parámetro Factor de Capacidad. Este parámetro se define como el cociente entre la potencia media que el aerogenerador generaría, si se instala en el sitio dado, y la potencia nominal del equipo. Otra forma en que suele expresarse este parámetro es como la cantidad de horas que el aerogenerador debería trabajar a potencia nominal, para generar la cantidad de energía si se hubiera instalado en el sitio dado. Debe destacarse que con la ayuda de este parámetro se podría evaluar la forma en la cual operarían diferentes aerogeneradores en un mismo sitio. En la figura 1 se ilustra tal comparación.

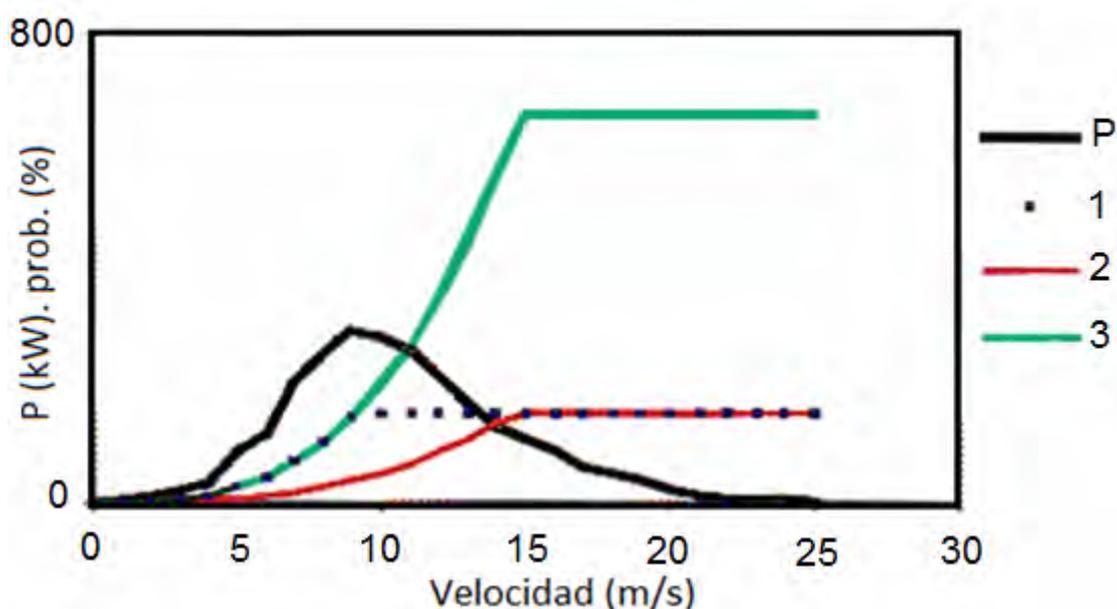


Figura 1. Comparación de funcionamiento de diferentes aerogeneradores.

En la figura 1 la curva identificada como P representa la curva de densidad de probabilidad de eventos de velocidad de viento en el sitio dado. Las demás curvas representan la curva característica potencia-velocidad del viento de diferentes aerogeneradores.

Dado que la potencia media se puede estimar en base al producto de la curva característica del aerogenerador por la curva de densidad de probabilidad, en el caso esquematizado el aerogenerador 1 tendrá mayor factor de capacidad que los aerogeneradores 2 y 3, lo cual expresaría una mayor efectividad en la conversión de energía eólica en energía eléctrica. Sin embargo el aerogenerador 3 permitirá generar una cantidad de energía mayor que el 1 y el 2.

El estudio del arte del área energética del país-Ecuador, se realizará a través de un análisis del balance energético del Ecuador que constituye un instrumento de carácter general y sistemático para la elaboración de planes a corto, mediano y largo plazo que orienten a la toma de decisiones. Por otro lado, hace posible determinar la evolución de la "matriz energética" a lo largo de los años, como también, comparaciones en determinados momentos, con otros países, de la región, o a nivel mundial. Se presentan alternativas y perspectivas de desarrollo del sistema energético ecuatoriano, realizando un análisis de la matriz energética actual y las posibilidades de mejorarla en el horizonte del corto, mediano y largo plazo (hasta el 2050), en las prioridades y en el papel de las fuentes energéticas renovables, destacándose, en particular, la hidroelectricidad, por la importancia de la misma en el abastecimiento de las demandas energéticas del país y el empeño de construir nuevos proyectos con financiamiento estatal. Estas alternativas y perspectivas son establecidas por el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017, siendo su ejecutor principal el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER en el ámbito de las energías renovables y eficiencia energética, así como también el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables - INER. El planeamiento centralizado fue retomado en el Ecuador a partir del 2007

con el cambio de modelo económico a través del denominado Socialismo del Siglo XXI. El modelo neoliberal que estuvo vigente desde los inicios de la década de los noventa pretendió que las fuerzas del mercado sean las que optimicen la oferta y la demanda energética, razón por la cual se eliminó este tipo de planeamiento. Modelo aplicado al sector eléctrico ecuatoriano mediante la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico promulgada en octubre de 1996 que a la larga resultó ser un verdadero fracaso. La energía se encuentra ligada al crecimiento económico, en este sentido, se puede observar que el Producto Interno Bruto (PIB) de los países está íntimamente acoplado al crecimiento energético. Entre 1980 y 2000, el PIB real mundial creció a una media ligeramente inferior al 3% anual, y el crecimiento mundial de energía creció a una media ligeramente inferior al 2% anual, por lo que el crecimiento del PIB superó en más de un 1% anual al consumo de *la matriz energética ecuatoriana* [Muñoz. J, 2013].

Energía. A partir del año 2000, el consumo de energía ha crecido tan rápido como el PIB real mundial, ambas variables han experimentado un crecimiento medio del 2,5% anual (Ventura, 2009). El PIB mundial en el 2012 tuvo un crecimiento del 3,4% impulsado por una leve recuperación de la economía de EEUU, para el 2013 fue del 3,3%, para el 2014 se estima un crecimiento del 3,3%. El consumo mundial de energía primaria, en el 2012 moderó su crecimiento presentando una tasa del 1,8%, y para el 2013 sufrió un crecimiento del 2,3% debido fundamentalmente al crecimiento de EEUU; así el crecimiento mundial se mantuvo por debajo del promedio de los últimos 10 años que es del 2,5%.

Para realizar el análisis de la matriz energética se requiere previamente conocer su definición que estará ligada a la cadena energética y al balance energético. La Organización Latinoamericana de Energía - OLADE define de la siguiente manera [OLADE, 2011]: Cadena energética Es la serie de etapas, actividades y eventos, por los que una fuente energética debe pasar desde su origen hasta su aprovechamiento, como producción, transporte, transformación,

almacenamiento, etc. Balance energético Contabilización de los flujos de energía en cada una de las etapas de la cadena energética y las relaciones de equilibrio entre la oferta y la demanda, por las cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma y se consume; tomando como sistema de análisis el ámbito de un país o una región; y para un período determinado (generalmente un año).

Matriz energética de un país Es el estudio del sector energético en que se cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes energéticas al interior del país, así como al inventario de recursos energéticos disponibles; considerando para estas variables su evolución histórica y proyección a futuro. El conocimiento y análisis de la matriz energética es un elemento básico para la planificación y aseguramiento del abastecimiento.

La matriz energética ecuatoriana al cabo de 40 años de explotación petrolera en la Amazonía, la economía ecuatoriana se mantiene altamente dependiente de los hidrocarburos, que representaron el 57% de las exportaciones entre el 2004 y 2010 y aportaron con el 26% de los ingresos fiscales entre el 2000 y 2010. La relativa abundancia del petróleo en las décadas anteriores ha generado distorsiones en la oferta energética del Ecuador, que no solamente han limitado el aprovechamiento de fuentes renovables de energía, sino que son insostenibles en el mediano plazo, en la medida en la que las reservas petroleras comiencen a agotarse. La Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, cuya misión es contribuir a la integración, al desarrollo sostenible y la seguridad energética de los países latinoamericanos, asesorando e impulsando la cooperación y la coordinación entre sus miembros, ha consensuado las equivalencias energéticas comúnmente utilizadas en los miembros. OLADE ha adoptado el barril equivalente de petróleo (BEP) como unidad común para expresar los balances energético, basado en las siguientes consideraciones: a) Es coherente con el sistema internacional de unidades (SI). b) Expresa aceptablemente una realidad física de

lo que significa. c) Está relacionada directamente con el energético más importante en el mundo actual y por lo tanto presenta facilidad en su utilización.

La oferta de energía renovable (hidroelectricidad, bagazo, leña, carbón vegetal y electricidad renovable) en el 2012 en relación a la oferta total de energía alcanzó el 4,2%. En lo relacionado a la oferta de energías renovables, en el 2007, tres aerogeneradores se instalaron en la isla San Cristóbal, para dotar de 2,4 MW. Este parque eólico permite cubrir el 30% de la demanda de electricidad en la 10 El PIB esta expresado en valores contantes resultado del cambio de año base al 2007, los valores son presentados por el Banco Central del Ecuador.

**Demanda de Energéticos** La demanda de los energéticos en el Ecuador durante el 2012 alcanzó a 100,7 MBEP. Analizando esta demanda, el diésel es el más usado con el 29,0%, utilizado principalmente para el transporte y la generación termoeléctrica (3,3 MBEP); seguido de la gasolina extra con el 17,0%; GLP con el 11,7%, utilizado esencialmente en el sector doméstico para la preparación de alimentos; fuel oil # 4 con el 8,8%; hidroelectricidad con el 6,7%; electricidad mediante otras fuentes con 5,5%; gasolina súper con el 5,3%, usado primordialmente en el transporte; entre los principales.

El 7,21% de la demanda total de energía en el Ecuador es abastecida por fuentes de energía renovable, entre estas se encuentra la hidroelectricidad, leña carbón vegetal, residuos vegetales, fotovoltaica y eólica. El aumento de la demanda de los energéticos en el país durante la última década fue del 3,5% anual en tanto que el crecimiento del PIB en igual periodo fue del 4,8%. Usando el factor denominado “elasticidad de la renta” como la relación entre el crecimiento del PIB y de la demanda de energéticos el resultado es 1,37%.

El sector eléctrico ecuatoriano tiene una baja participación dentro de la demanda de energéticos, representando el 12,6%. La generación hidroeléctrica representó el 53,0% de la generación eléctrica total (2012). De manera similar, la

generación de fuentes renovables de energía representó el 54,3% de la generación total, lo que se puede decir que la energía no renovable (termoeléctrica) fue del 45,7%, proveniente principalmente de los derivados del petróleo.

Público. La cantidad de energía puesta a disposición para servicio público fue de 19,3 TWh y para el no público 3,1 TWh. La cantidad de energía eléctrica para el servicio público fue de 16,1 TWh. Las pérdidas de energía (técnicas y no técnicas) en el 2012 en el sector eléctrico ecuatoriano representan el 13,6%, el valor más bajo en la historia. En base a la energía eléctrica para servicio público 19,3 TWh el equivalente energético en MBEP es de 12,4. Las pérdidas por transformación y transporte de la energía eléctrica es de 14,6 MBEP, es decir que la eficiencia energética del sector eléctrico ecuatoriano es del 46,6% ( $12,4/26,6$  MBEP), valor bajo en comparación a otros países que tienen altos componentes de generación hidroeléctrica y energías renovables no convencionales. Analizando el consumo final por sectores (mediante la facturación de energía eléctrica al servicio público), el 34,8% corresponde al sector residencial; el 19,8% al sector comercial; 31,0% al sector industrial; 5,6% al alumbrado público; y, el 8,8% al resto de sectores.

El Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano La Ley de Régimen del Sector Eléctrico expedida en octubre de 1996 dispone la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como una corporación sin fines de lucro, teniendo a cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de la operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de

transmisión. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado. Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos regulados (a plazo). El Mercado Eléctrico Mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Clientes regulados y no regulados (a la presente fecha no existen grandes consumidores o clientes no regulados en el país). El servicio no público corresponde principalmente a las generaciones eléctricas para la explotación petrolera en el oriente ecuatoriano a cargo de la empresa estatal y otras concesionarias, estos sistemas no están incorporados al SNI y por tanto no se realizan transacciones comerciales a través del Mercado Eléctrico Mayorista. Según el CENACE (CENACE, 2013), durante el 2012, la demanda de energía de las Empresas Eléctricas Distribuidoras en subestaciones de entrega, y Consumos Propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú, fue de 18,6 TWh, con un incremento del 4,8% con relación al 2011.

La demanda máxima de potencia del país en bornes de generación alcanzó los 3.206,73 MW y se registró el miércoles 19 de diciembre de 2012 a las 19:30, con un incremento del 5,9% con relación a la demanda máxima presentada el año anterior. El factor de carga anual fue del 69,8%, calculado en base a una demanda máxima en bornes de generación de 3 206,73 MW y una producción de energía bruta de 19,6 TWh para el período de un año (8.784 horas).

En el 2012, la producción bruta total de energía correspondiente al Mercado Eléctrico Mayorista fue de 19,6 TWh, distribuida de la siguiente manera: 12,1 TWh generación hidráulica; 7,1 TWh generación térmica; 0,2 TWh generación no

convencional; 0,2 TWh importación desde Colombia, medida en la subestación Jamondino (236,01 GWh) y subestación Panamericana (0,02 GWh); y, 2,18 GWh importación desde Perú, medida en la subestación Zorritos. En el 2012, la producción neta total de energía fue de 19,3 TWh (ver Figura 1.15), distribuida de la siguiente manera: 12,0 TWh generación hidráulica; 6,9 TWh generación térmica; 0,2 TWh generación no convencional; 0,2 TWh importación desde Colombia, medida en la subestación (233,55 GWh) y en la subestación Tulcán (0,02 GWh); y, 2,17 GWh importación desde Perú, medida en la subestación Machala.

El Ecuador a través del su Plan del Buen Vivir 2013 – 2017 tiene establecidos objetivos en los que señala que la participación de las energías renovables debe incrementarse en la producción nacional, en concordancia con los objetivos de mejora de la matriz productiva. Para el cumplimiento de este objetivo, los proyectos hidroeléctricos del Plan Maestro de Electrificación deben ejecutarse sin dilación; y, adicionalmente, debe impulsarse los proyectos de utilización de otras energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar. En este contexto el Ecuador ha logrado avances significativos en materia de energías renovables no convencionales. Proyectos de generación eólico en varios sectores del país y otros de tipo como la solar lo ratifican. Es importante considerar en la matriz energética ecuatoriana el uso de las energías no convencionales utilizadas en forma diferente como los denominados usos térmicos y motrices, o empleos directos de la energía renovable (biomasa en calor de proceso; calentamiento solar de agua), mismas que aún no han recibido la atención que se merecen. El establecimiento de estándares para edificios y hogares adoptados por algunos países (por ejemplo, calentamiento solar de agua), junto con políticas específicas para alentar la penetración y empleo de las energías renovables en usos básicos no eléctricos como la cocción y calentamiento de ambientes.

Energía Hidroeléctrica El potencial hídrico que técnica y económicamente es aprovechable en el Ecuador llega a los 22,5 GW 14 de lo cual se encuentra instalado hasta el 2012 solamente 2,25 GW (10,4% de aprovechamiento). Las instituciones del Estado se centran en la explotación de este potencial mediante la construcción de grandes proyectos con altas inversiones como el caso de Coca Codo Sinclair (1,5 GW). El potencial descrito asciende a 10,33 GW, capacidad de producción de 55,46 TWh al año equivalente a 34,36 MBEP; la inversión necesaria para su desarrollo alcanza a USD 14.110,47 millones. En lo relacionado al potencial hidroeléctrico (10,33 GW), éste representa aproximadamente el 50% del potencial total estimado técnico y económicamente factible en el Ecuador, así mismo este valor representa el 181% de la capacidad efectiva instalada hasta el 2012 en el Ecuador (5,8 GW).

La mayor parte de los proyectos hidroeléctricos tienen como vertiente el río Amazonas, en tanto que en una menor cantidad la vertiente del Océano Pacífico. La matriz energética ecuatoriana requiere diversificar las cuencas hidrográficas tendientes a lograr su complementariedad.

En la Región Amazónica se encuentran los ríos más caudalosos y la sumatoria de todos los caudales de los ríos que transitan por esta región es aproximadamente el 73% del caudal medio que se origina en el territorio continental ecuatoriano. Sin embargo, la zona de mayor potencial para generación de hidroelectricidad es la Sierra, especialmente en la región interandina donde se forman prácticamente la totalidad de ríos con los que cuenta el Ecuador. Se presentan grandes desniveles en cortos tramos, lo que provoca que los ríos desciendan abruptamente sobre todo en las zonas de transición a las regiones de la costa y amazonia. En lo relacionado al equivalente energético, los proyectos hidroeléctricos singularizados aportarán a la matriz energética ecuatoriana, luego de su construcción, con 34,4 MBEP, este valor es el 14,4% de la oferta energética cifrada en el Ecuador para el 2012. Entre 2013 y 2016 se incorporarán al Sistema Nacional Interconectado 3.223 MW esencialmente de energía renovable con

inversión pública. Hasta el 2018 se estima se incorporarán 394 MW proveniente de inversión privada. Inversión destinada a la construcción de ocho (8) centrales hidroeléctricas con una inversión de USD 4,983 millones, con lo cual, casi que duplicará la capacidad instalada en el Ecuador que actualmente es de 5,8 GW.

Energía Solar y Eólica Las energías renovables, importantes por su elevado potencial de utilización, son consideradas como la principal solución para la mitigación de los gases de efecto invernadero en el mundo y, en muchos casos, capaces de minimizar los impactos ambientales decurrentes de la implantación de centrales y sistemas convencionales como el caso de proyectos termoeléctricos.

La evolución tecnológica experimentada principalmente por las energías eólica y solar en los últimos años, además de otras opciones renovables, fue la razón para que altas inversiones se produzcan en la mayoría de países del mundo, como también en el Ecuador. Los equipamientos para los sectores de energías eólica y solar han experimentado acentuadas caídas de los precios, aliada a la reducción de las tasas de interés y aranceles en el proceso de importación. La creencia que las energías renovables no son competitivas con los precios establecidos por el mercado se ha convertido en un enigma, hoy en día la energía eólica representa el segundo menor costo unitario de generación de electricidad y el costo unitario de la generación solar ha caído considerablemente.

El Ecuador tiene potencial para transformar su matriz energética actualmente constituida por combustibles fósiles por fuentes renovables y limpias. Desde el 2004, la Agencia Alemana de Energía en convenio con el Gobierno Ecuatoriano lanzó el programa Cubiertas Solares para promover proyectos piloto de energía renovable en regiones de alta radiación solar. Con los paneles de techo solar, Ecuador se ha puesto a tono con lo último en tecnología fotovoltaica y térmica. Como ejemplo, el Gobierno implementa paneles solares fotovoltaicos en ocho comunas del Golfo de Guayaquil. Además existe el proyecto Eurosolar que

pretende dotar de electricidad a 91 comunidades aisladas con ayuda de la Unión Europea en base a la selección de 91 comunidades rurales (66 en la Amazonia y 25 en la Costa, que tienen un aproximado de 25 mil habitantes). La inversión para la implementación de este programa en el Ecuador es de USD 4,72 millones, de los cuales USD 3,70 millones corresponden al organismo multilateral europeo y USD 1,02 millones, al Estado ecuatoriano (20% de aporte). En el 2008 se emprendieron varios programas específicos de energización rural con proyectos que utilizan energías renovables, financiados con el Fondo de Energización Rural y Urbano Marginal – FERUM, entre los principales se menciona al Proyecto “Yantsa” (término Shuar que significa luciérnaga), está ubicado en la provincia de Morona Santiago para atender a 119 centros shuar. El proyecto Yantsa contempla la electrificación con sistemas fotovoltaicos de 150 Wp para 2.096 familias y de 300 Wp para 218 áreas comunales, la inversión estimada fue de USD 7,5 millones, financiados por el FERUM. El CONELEC, entre el 2011 y 2012, aprobó la instalación y operación de 17 proyectos de generación eléctrica con paneles fotovoltaicos en Imbabura, Pichincha, Manabí, Santa Elena, Loja (parques en Zapotillo con 8 MW y en Catamayo con Rancho Solar 20 MW), entre otras provincias, por un total de 272 MW.

El valor medio aproximado de la radiación solar global en Ecuador es de 4.575 Wh/m<sup>2</sup> /día; sin embargo, se presentan variaciones de más de un 30% de unos lugares a otros en el Ecuador continental, y de más del 40% si se comparan con las islas Galápagos. El potencial solar estimado con fines de generación eléctrica en el país es de 312 GW equivalente a 456 TWh por año o 283 MBEP por año considerando las zonas de terrenos aprovechables sin afectar la soberanía alimentaria. Este valor equivale aproximadamente a quince (15) veces el potencial hidroeléctrico técnico y económicamente aprovechable del país. Fuente: MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable). Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica. Quito, 2012. El potencial eólico preparado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER, 2012) presenta estimaciones en dos escenarios: a) el Potencial Bruto Total y b) el Potencial Factible a Corto Plazo.

El sector eólico considera todos los sitios bajo 3.500 msnm, con velocidades mayores a 7,0 m/s. El segundo escenario, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10 km de la red eléctrica y carreteras. A partir de estas consideraciones, se estimó un Potencial Disponible Bruto Total del orden de 1.670 MW equivalente a 2,8 TWh al año o 1,77 MBEP al año; un Potencial Factible a Corto Plazo de 884 MW equivalente a 1,5 TWh al año o 0,94 MBEP al año.

Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica. Del potencial citado (1.670 MW), aproximadamente el 50% (880,19 MW) se encuentra en la provincia de Loja. Los proyectos eólicos y fotovoltaicos destinados a la generación eléctrica en la mayor parte de casos se encuentran alejados de los sistemas de transmisión o distribución por lo que se vuelve dificultoso el poder evacuar la energía en grandes bloques. Por ejemplo, en el cantón Zapotillo de la provincia de Loja donde los niveles de insolación son elevados, uno de los problemas restrictivos representa la debilidad del sistema eléctrico presente en esa zona, cuya capacidad de evacuación está en el orden de los 20 MW cuando el potencial fotovoltaico se estima cercano a 1 GW. Los principales cambios en la matriz energética a través de las energías renovables se han consolidado en las provincias de Loja, Carchi y Galápagos, con proyectos avanzados en energía eólica.

En la ciudad de Loja, Ecuador, el Parque Eólico Villonaco ubicado a 2.720 msnm; es actualmente el más grande en su clase en el país. Once (11) aerogeneradores instalados en el cerro Villonaco tienen una capacidad instalada de 16,5 MW, producen energía limpia desde inicios del 2013 con una inversión aproximada de USD 44 millones. A finales de mayo de 2012 arrancaron los trabajos de montaje del Parque Eólico Baltra de 2,25 MW, que se localiza junto al Aeropuerto Seymour en la isla Baltra y permitirá abastecer el 25% de demanda de electricidad de la población de Puerto Ayora, en la isla Santa Cruz, reduciendo así

el uso de diésel para la producción de electricidad, la consecuente emisión de gases de la matriz energética ecuatoriana

El Parque Eólico Baltra contará con 3 aerogeneradores de 750 kW, que se instalarán sobre torres de 50 m de altura. Para la evacuación de la energía producida se construye un sistema de interconexión desde isla Baltra a la isla Santa Cruz compuesto por redes subterráneas, aéreas y submarinas. Además, están en estudios los proyectos de otros dos parques eólicos, en Salinas, entre Carchi e Imbabura (15 MW), Minas de Huascachaca y el hidroeléctrico Mira.

El plan tiene como objetivo desarrollar proyectos de energía eólica para que el país salga de su dependencia del petróleo. El Gobierno tiene previsto cambiar la matriz energética del país para reducir la dependencia de la energía térmica y los hidrocarburos [Muñoz. J, 2013].

Dentro de este plan incluye el uso de métodos más limpios de generación de energía. Uno de ellos es la energía eólica y la meta es alcanzar una potencia instalada de 200 megavatios (MW) en los próximos cinco años, según información del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) [WEE, 2010]. Además, actualmente operan dos parques eólicos [WEDE, 2015]: Isla Galápagos (6.250 kW, 8 turbinas) y San Cristóbal (2.400 kW, 3 turbinas).

La regulación sobre Energía Renovable no Convencional El CONELEC en representación del Estado Ecuatoriano con el propósito de promover la inversión pública y privada en generación de energía eléctrica proveniente de energías renovables no convencionales emitió la Regulación CONELEC Nro. 001/13 denominada "La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales" Esta Regulación garantiza precios unitarios preferenciales de la electricidad a todos los inversionistas que suscriban títulos habilitantes por un periodo de 15 años hasta el 31 de diciembre de 2016. Los precios a reconocerse por la energía medida en el

punto de entrega están ya establecidos, así mismo el cupo por tecnología de generación acoplada al Sistema Nacional Interconectado. Los precios preferenciales de Energías Renovables No Convencionales en el Ecuador, Centrales Territorio Continental (cUSD/kWh), Territorio Insular Galápagos (cUSD/kWh), Cupo por Tecnología (MW) Eólicas: 11,74 12,91 100 respectivamente.

El CENACE despachará de manera obligatoria y preferente, toda la energía de las centrales renovables no convencionales puedan entregar al SNI siempre se cumpla con el cupo asignado por tipo de tecnología.

Proyección de la Demanda de Energía en el Ecuador La demanda de energía en el Ecuador que en el 2012 fue de 100,7 MBEP, se estima crecerá hasta el 2016 llegando a 114,7 MBEP. Con la incorporación de las nuevas fuentes hidroeléctricas, la demanda en el 2017 se reducirá a 106,2 MBEP, consecuencia del mejor uso de los energéticos y la reducción de la importación de derivados de petróleo.

A partir del 2018 hasta el 2050 se prevé un crecimiento sostenido de la demanda de energía del 3,2% anual, algo menor al PIB estimado en 4,6% anual. Este crecimiento tiene como premisa la no incorporación de programas de uso eficiente de la energía. De mantenerse estas tendencias, la demanda de energía en el 2050 será de 297,3 MBEP. La composición de los energéticos sería de la siguiente manera: gasolinas 23,4%; diesel 15,6%; fuel oil # 4 de 4,8%; GLP; 2,8%; hidroelectricidad 25,7%; electricidad proveniente de otras fuentes 8,2%; electricidad renovable 1,8%; leña y carbón vegetal 0,6%; gas natural 3,9%; y otros 13,2%. De esta manera la participación de energía renovable dentro de la matriz energética será del 28,2%. Según el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013 – 2017 [SPNBV, 2013], entre 1990 y 2011, la demanda per cápita de energía se incrementó a una tasa promedio anual de 2,00%, mientras el PIB per cápita

presento un incremento promedio anual de 1,25%, y la población registro una tasa de crecimiento anual de 1,94%.

La proyección de la demanda de energía en un escenario tendencial, para el periodo 2013-2030, la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo - SENPLADES determinó un crecimiento del 2,1%, ligeramente menor a la del periodo 1990 - 2011, lo cual se explica por una menor tasa de crecimiento poblacional (1,3%), aun cuando el PIB per cápita presenta un incremento promedio anual del 3,1%. La demanda de energía per cápita fue de 5,7 BEP/hab/año [SPNBV, 2013]. En un escenario sin políticas de gestión de la demanda de energía, en 2030, esta ascendería a 8,7 BEP/hab/año. Mediante la aplicación de estos índices, la proyección de la SENPLADES resulta ligeramente superior en relación a la del autor, por ejemplo, para el 2030, según la proyección de la SENPLADES la demanda sería de 170 MBEP por año, en tanto que el autor tiene el valor de 154 MBEP por año.

Uno de los indicadores del incremento de la eficiencia energética para la industria es dado por los motores eléctricos que, en los últimos veinte años, aumentaron su eficiencia alcanzando su rendimiento del 95%, además del uso de variadores de velocidad electrónicos que pueden variar la frecuencia con suma facilidad con un mínimo desperdicio de energía. Otra de las razones para considerar la eficiencia energética en el ámbito de la economía es que, al persistir la situación actual, en que es gestionada como "cosa del sector energético" persistirá la desproporción de las inversiones, en que el sector de petróleo y gas y la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas reciben grandes cantidades de dinero, en tanto que la eficiencia energética no tiene valores explícitamente definidos. La "elasticidad de la renta" definido anteriormente y calculado en 1,37 para la última década, mediante la aplicación de los programas de uso eficiente de la energía debería subir y situarse en el largo plazo en valores cercanos a 2,00. Según la SENPLADES [SPNBV, 2013] en el 2030, el esfuerzo en la gestión de la demanda se centrará en la implementación de medidas para profundizar la

equidad en el acceso y asequibilidad de los productos y servicios energéticos, así como en el ahorro, el uso eficiente de la energía de consumo y en la sustitución progresiva que considere criterios de eficiencia económica y sustentabilidad ambiental, con énfasis en el transporte de carga y la electrificación en los sectores industrial y residencial.

Conclusiones la matriz energética ecuatoriana. La oferta de energía eléctrica en el mundo cambió de 8.269 TWh, en 1980, para 21.431 TWh, en 2010, con una tasa media anual de crecimiento de 3,2%, significativamente superior a la oferta total de energía, de 1,9%, en similar periodo. En el 2010 la oferta total de energía primaria en el mundo fue de 12.717 millones de TEP, de la cual el 13,1% fue producida a partir de fuentes renovables. De esta manera la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica mundial es del 19,7%, con tendencia a superar ampliamente este valor en los próximos años. La oferta de energía en el Ecuador proveniente de diferentes fuentes, en el 2012 alcanzó el valor de 240,2 MBEP. La oferta de energía renovable en el Ecuador en relación a la oferta de energía en el 2012 alcanzó el 4,2%. La importación de energéticos en el Ecuador está constituido en su gran mayoría por los derivados de petróleo, alcanzando en el 2012 el valor de 43,1 MBEP, de esta cantidad 0,1 MBEP se debe a la importación de electricidad. La importación de energéticos representó el 18,0% de la oferta total de energía. La cantidad de exportaciones fue de 139,5 MBEP, de lo cual, el 92,8% correspondió a crudo y el 7,2% a derivados como el fuel oil y nafta bajo octano. Las exportaciones significaron el 58,2% de la oferta energética. La demanda de los energéticos en el Ecuador durante el 2012 alcanzó a 100,7 MBEP, constituyéndose el diésel en el mayor con el 29,0%, usado principalmente para el transporte y la generación termoeléctrica. El sector eléctrico ecuatoriano en el 2012 utilizó 18,7 MBEP en combustibles para la generación de electricidad. Este valor representa el 7,8% de la oferta total de energía en el Ecuador o el 18,6% de la demanda de energéticos en el país. La electricidad producida en el país (26,6 MBEP) representa el 11,0% de la oferta de energía (240,2 MBEP) o también el 26,4% de la demanda interna de energía (100,7 MBEP). La generación

eléctrica a través de fuentes renovables de energía (hidroeléctrica y no convencional) en el 2012 representó el 54,3% de la generación eléctrica total, lo que se puede decir que la energía no renovable fue del 45,7%. El potencial hidroeléctrico de los principales proyectos observados asciende a 10,33 GW, lo que representa aproximadamente el 50% del potencial total estimado en el Ecuador.

Se estima que el consumo energético en el Ecuador crecerá hasta el 2016 llegando a 114,7 MBEP, con la incorporación de las nuevas fuentes hidroeléctricas, la demanda en el 2017 se reducirá a 106,2 MBEP, consecuencia del mejor uso de los energéticos. A partir del 2018 hasta el 2050 se prevé un crecimiento sostenido de la demanda de energía del 3,2% anual algo menor al PIB proyectado de 4,6% anual con lo cual la "elasticidad de la renta" será de 1,44, siendo necesaria la aplicación de programas de uso eficiente de energía. Levantar y mantener actualizada una base de datos interinstitucional de la oferta energética, los centros de transformación y los centros de consumo (demanda), para elaborar balances energéticos anuales y levantar indicadores de gestión que permitan planificar y tomar decisiones en el abastecimiento del país. El potencial solar estimado con fines de generación eléctrica en el país es de 312 GW equivalente a 456 TWh por año o 283 MBEP por año considerando las zonas de terrenos aprovechables sin afectar la soberanía alimentaria. El potencial eólico disponible bruto en el país es de 1.670 MW equivalente a la producción de energía de 2,8 TWh al año o 1,77 MBEP al año; un potencial factible a corto plazo de 884 MW equivalente a 1,5 TWh al año o 0,94 MBEP al año [Muñoz. J, 2013].

El aumento de la demanda energética en el Ecuador ha visto la necesidad de explorar en el campo de las energías renovables, las mismas que constituyen sin lugar a dudas el eje para un programa de energización rural que pretende alcanzar una cobertura del 92% a nivel nacional y al menos el 90% en todas las provincias, en un plazo de diez años. Es importante tener en cuenta que los modelos de gestión con energías renovables deben garantizar la sustentabilidad

de los proyectos, para lo cual, el plan contempla adicionalmente la interacción con la comunidad y la capacitación de los actores locales como un elemento fundamental para la gestión de los sistemas. Para la estructuración del plan maestro de electrificación, la Corporación Nacional de Electrificación (CONELEC) consideró necesario y procedente establecer una nueva modalidad respecto de lo que acontecía en el pasado, y resolvió abrir espacios de interacción y diálogo con la comunidad, a través de los diferentes sectores representativos de la sociedad, con miras a obtener un producto que responda a una visión más global de la problemática, con una participación más directa y decidida de los diferentes actores para la identificación de los problemas y las soluciones [SE, 2010] [ERE, 2013].

Se tiene entonces un problema a solucionar, la insuficiencia energética para suplir la demanda de energía eléctrica en el país. Es por ello que se realizó un estudio del Potencial energético eólico en cinco regiones de la Provincia, a saber: Chimborazo-Loma de Rasutambo, Aña Moyocancha, Páramo de Navag-Rumignokiana, San José de Chocón y Parroquia Ilapo-San José de Iqualata, así como también, se incluyen resultados y primeras conclusiones en lo que respecta a los primeros cuatro meses de año 2015.

La Provincia de Chimborazo, presenta las condiciones naturales favorables para la selección y análisis de posibles emplazamientos para la instalación de aerogeneradores. Para lo cual, se tuvo que identificar y caracterizar las áreas geográficas en relación a su potencial eólico, es decir, se trabajó en la etapa de selección del emplazamiento.

Luego, se pudo calcular la densidad de potencia eólica disponible, referida a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo para poder implementar un sistema eólico adecuado para el mejor aprovechamiento de la energía del viento.

En la actualidad el potencial hidroeléctrico renovable en la Provincia es aproximadamente de 13,9 MW. Generados por: la Central Alao 10,4 MW, Central Río Blanco 3 MW, y la Central Nizag 0,5 MW.

Además, suministra energía eléctrica una central térmica con 2 MW, obteniéndose un total de 15,9 MW. La demanda eléctrica de la Provincia de Chimborazo es aproximadamente 53 MW. Siendo el Sistema Nacional de transmisión quien suministra los restantes 34,1 MW, para satisfacer la demanda total de la Provincia [Fuente: Empresa Eléctrica Riobamba S.A. (EER.S.A)]. Ver Anexo. 1.

## 1.2 Planteamiento

Por lo tanto, el estudio de esta tesis consiste en analizar los recursos eólicos naturales que tienen las regiones de la Provincia y determinar si existe el potencial energético eólico suficiente para transformarla a energía eléctrica y satisfacer la demanda que presenta la Provincia de Chimborazo. Como consecuencia de este problema, se presentó un proyecto de investigación, para conocer el potencial energético existente y luego proponer el o los emplazamientos de parques eólicos para la generación de electricidad y satisfacer la demanda eléctrica.

En caso de verificarse esa viabilidad, se plantearán las líneas generales del diseño para su aplicación en un sistema real, teniendo en cuenta las mejores alternativas para la escala que se esté considerando.

Si se obtuviese un resultado negativo, se plantearían las causas de dicha inviabilidad y se estudiarían las mejoras que se puedan hacer en los elementos con menos rendimiento, y las fronteras que se deben alcanzar en éstos para poder conseguir la realización del sistema autónomo.

Por último, se puede mejorar el sistema considerando la posibilidad de utilizar distintos sistemas de producción renovable para conseguir el fin propuesto.

### 1.3 Problema de la Investigación

Deficiencia energética en la provincia de Chimborazo.

### 1.4 Objeto de la investigación

El Potencial Energético Renovable de la Provincia de Chimborazo.

## 1.5 OBJETIVOS

### 1.5.1 Objetivo General

Aplicar modelos matemáticos para el análisis del Potencial energético eólico de la Provincia de Chimborazo para el diseño de emplazamientos eólicos.

### 1.5.2 Objetivos Específicos

- Determinar la demanda energética actual de la Provincia.
- Análisis de datos de las estaciones de monitoreo y determinación del potencial eólico en diversas zonas de la Provincia de Chimborazo.
- Proporcionar el informe técnico– económico del potencial energético eólico.

## 1.6 Campo de acción

El Potencial Energético Eólico de la provincia de Chimborazo.

## 1.7 hipótesis de la investigación

Si se diseña los emplazamientos eólicos a partir del empleo de modelos matemáticos para el análisis del Potencial eólico, se mejora la disponibilidad energética en la Provincia de Chimborazo.

## 1.8 Metodología

La metodología que se utilizó para el desarrollo de este proyecto y para alcanzar las metas deseadas fue la siguiente:

- Obtener información de la producción y consumo eléctrico actual de la Provincia de Chimborazo.
- Seleccionar y analizar las condiciones de los posibles lugares adecuados para las mediciones meteorológicas de la Provincia de Chimborazo, características eólicas para emplazamientos, condiciones del terreno, proximidad a las redes eléctricas de interconexión e impacto medio ambiental.
- Adquirir y procesar los datos de energía eólica de las estaciones meteorológicas instaladas en diversos cantones de la provincia de Chimborazo y de otras estaciones climatológicas disponibles en otros lugares de la

Provincia, para la obtención de un mapa preliminar del recurso eólico en diferentes puntos de dicha Provincia.

- Evaluar pormenorizadamente la información de los lugares y el diseño del sistema eólico usando las herramientas estadísticas e informáticas, para la evaluación del potencial eólico.
- Visitar los sitios de monitoreo para ver físicamente el contorno del ambiente y sus signos o señales de presencia de viento aprovechable.
- Establecer modelos matemáticos o estadísticos para la evaluación del recurso eólico, basados en los datos obtenidos en las estaciones monitoras.

## 1.9. Aporte científico

Selección óptima del micro localización de los emplazamientos a partir de la aplicación de los modelos matemáticos, así como, de los aerogeneradores a utilizar.

## 1.10. Motivación

No se puede concebir el desarrollo y la modernización de un país sin el uso de la energía eléctrica, los sistemas actuales de generación eléctrica son basados principalmente en combustibles fósiles como fuente primaria de energía, sin embargo, los recursos energéticos provenientes de estos combustibles fósiles se van agotando y la importancia a nivel nacional e internacional de reducir la contaminación atmosférica, disminuyendo los índices de emisiones, ha llevado a la búsqueda de nuevas fuentes de generación destacando entre ellas las de energía eólica y solar, siendo hoy en día la eólica la energía renovable no convencional (ERNC) que ofrece una mejor relación costo-beneficio. Lo anterior

hace prever un incremento masivo en la inserción de sistemas de generación eléctrica basados en fuentes renovables en los sistemas eléctricos. Esta necesidad de nuevas fuentes de ERNC ha traído como consecuencia la necesidad de efectuar investigaciones sobre los lugares con mayor potencial aprovechable y las formas de interconectar las nuevas fuentes al sistema existente, de una manera segura y eficiente.

Actualmente Ecuador ha iniciado el estudio de emplazamientos eólicos, razón por la que es mínima la generación eólica hasta ahora. Lo anterior ha sido con la participación de unos cientos de MW en la Isla San Cristobal-Galápagos y Loja, a pesar de que algunos estudios muestran que existen zonas con potencial eólico [SE, 2010].

El Proyecto: *Estudio del Potencial Energético de la Provincia de Chimborazo Apoyado únicamente con energías renovables*, ha mencionado algunos sitios idóneos para la explotación de vientos; hoy en día se está realizando un estudio preciso y confiable que determinará, primero la capacidad de la zona, y segundo, el impacto de esta energía inyectada a la red eléctrica. Por estas razones se considera que un proyecto de investigación de este tipo es una oportunidad para realizar estudios serios y precisos que incentiven la explotación de fuentes renovables en la Provincia de Chimborazo y evalúen su impacto energético. El proyecto se presenta en esa dirección, además de generar y aportar conocimientos nuevos sobre el tema, destacando el modelado matemático y selección de aerogeneradores y diseño de parques eólicos.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, se considera muy motivante el desarrollo de proyectos de investigación sobre la energía eólica en los centros de investigación universitarios e instituciones nacionales, así como le creación de centros especializados en el área, ya que esto traerá consigo muchos beneficios

para Ecuador entre los más destacables, la generación de recursos humanos para el manejo y explotación de la mismas y la planeación de su conexión en la red ecuatoriana [EEH, 2011 ].



## 1.11 LOGROS

Entre los principales logros se podría mencionar los siguientes:

- Se calculó el potencial eólico e identificar las zonas más expuestas a los vientos de mayor frecuencia como las más aptas para la explotación del recurso eólico.
- Se seleccionó las zonas de mayor potencial eólico durante el tiempo de medición para la ubicación de los emplazamientos eólicos.
- Se seleccionó un modelo de un aerogenerador basado en la velocidad del viento y su eficiencia para la región seleccionada basado en el análisis de la potencia.
- Se elaboró una base de datos para el desarrollo de este trabajo que sirve de base para trabajos futuros.

## 1.12 Estructura de la Tesis

Esta tesis se centra en el estudio de emplazamientos eólicos para la producción de energía eléctrica, mediante el uso de la energía eólica. Consta de 6 capítulos y anexos.

### 1.12.1 Capítulo 1

En el Capítulo 1 se informa de forma sintetizada, por la importancia para nuestro país, el desarrollo de una propuesta de emplazamientos eólicos en la provincia de Chimborazo aplicando modelos matemáticos.

Este estudio tendrá como base: planteamiento, justificación y objetivos que permitan al final de la tesis ver la posibilidad de implementar los emplazamientos.

### 1.12.2 Capítulo 2

Se analiza el estado del arte de la integración de las ERNC, se presentan los diferentes tipos de estas energías, con especial énfasis en la energía eólica a nivel mundial y regional.

Se conocerá la situación actual del sector y subsector eléctrico del país, la producción de energía eléctrica y las políticas energéticas actuales.

En este capítulo se brindará la información básica acerca de la Provincia de Chimborazo, su sectorización y los recursos disponibles en cuanto al sector eléctrico. La selección de los lugares escogidos para la instalación de equipos de monitoreo que permitieron obtener la información para evaluar la posible generación de energía eólica, lo que es el objeto de estudio en este proyecto.

### 1.12.3 Capítulo 3

Los aspectos generales para la estimación, evaluación y explotación del recurso eólico se presentan en este capítulo, con el desarrollo de los modelos matemáticos que se usan para la evaluación, tales como ecuaciones básicas, elementos de estadística y el análisis de gráficas y mapas eólicos de los lugares estudiados.

### 1.12.4 Capítulo 4

Se presentan los resultados obtenidos en forma preliminar del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador, mediante el procesamiento y análisis de los datos registrados en las cinco estaciones de monitoreo de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH), con registros que fueron obtenidos durante los cuatro primeros meses del año 2015.

### 1.12.5. Capítulo 5

Con este capítulo se pretende dar a conocer la viabilidad de la propuesta de tesis media un estudio económico financiero, basado en los Estados Financieros que determinaran cual será la inversión requerida, sus costos actuales y proyectados para 10 años, las depreciaciones de las inversiones fijas, el

financiamiento, la amortización del préstamo, y un consolidado de pérdidas y ganancias de la energía eólica, que permitirá determinar el TIR.

### 1.12.6. Capítulo 6

Las conclusiones del trabajo de investigación “Emplazamientos eólicos en la provincia de Chimborazo aplicando modelos matemáticos” desarrollado, sugerencias y recomendaciones para trabajos futuros que se pueden llevar a cabo siguiendo esta línea de investigación y de esta manera ayudar a que el proyecto obtenga mayor viabilidad y rentabilidad.

En este capítulo también se deja como recomendaciones las líneas de Investigaciones que son posibles realizar, una vez que se conoce el mapa eólico de las diferentes zonas y los emplazamientos determinados hasta el momento.

## CAPÍTULO 2

# INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNOC) A LA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL, REGIONAL Y NACIONAL

### 2.1. Introducción

Las energías renovables se han usado prácticamente desde que existe la humanidad, ya sea como fuente calorífica, para impulsar barcos, molinos, sistemas de riego, etc. La evolución de su uso ha estado ligada a las necesidades de la humanidad y al avance de la tecnología, de tal manera que la generación de energía eléctrica mediante el uso de las energías renovables se ha dado mediante el uso de leña, carbón vegetal, agua de los ríos, geotermia, por mencionar algunos, y últimamente ha crecido en forma muy acelerada el uso de la energía del viento.

Para la modernización de un país es indispensable el uso de la energía eléctrica, los recursos energéticos provenientes de combustibles fósiles se van agotando, aunque su uso seguirá en auge durante algunos años más. Por otro lado la importancia a nivel nacional e internacional de reducir el índice de emisiones que contaminan la atmósfera, ha llevado a la búsqueda y análisis de fuentes alternativas de energía, que sean capaces de producir energía eléctrica de forma económica y amigable con el medio ambiente, destacando entre ellas las energías eólica, solar e hídrica. Lo anterior hace prever un incremento masivo en la inserción de sistemas de generación eléctrica basados en fuentes renovables a los sistemas eléctricos. Para el caso de la energía eólica, se requiere también la búsqueda y localización de posibles sitios con recurso eólico aprovechable.

El viento como fuente de energía no libera gases de efecto invernadero, no emite contaminantes atmosféricos, no utiliza agua, no genera residuos peligrosos. También es inagotable ya que se deriva de procesos atmosféricos perennes. Está en la superficie y por lo tanto no requiere procesos de extracción. Su manejo y posibles accidentes en su explotación no implican riesgos ambientales de alto impacto, tales como derrames por transporte, explosiones, incendios, etc. [Borja M. A, 1998].

El Instituto Nacional de Hidrología y Energías renovables (INHER), la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo y otras instituciones nacionales e internacionales han mencionado algunos sitios idóneos para la explotación de vientos en el Ecuador. Hoy en día se ha hecho un estudio preciso y confiable que determinó, primero la capacidad de la zona, y segundo, la posibilidad de construir parques eólicos para con la energía generada satisfacer la demanda existente en la provincia de Chimborazo.

## **2.2. Clasificación de fuentes de energía y tipos de energías renovables no convencionales ERNC**

Gran parte de la energía disponible en la tierra tiene su origen en la radiación solar. Así por ejemplo, la energía del viento o energía eólica constituye una manifestación de la energía solar, ya que el viento se debe a la circulación del aire atmosférico producida por las diferencias de calentamiento [ER, 2010].

Las fuentes de energía para producir electricidad, dependiendo de su origen y su ciclo, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- a) Alternativas y no alternativas.
- b) Renovables y no renovables.

- b.1) Contaminantes y no contaminantes.
- b.2) Convencionales y no convencionales.

Las fuentes de energía alternativas son aquellas que pueden suplir a las energías o fuentes energéticas actuales, ya sea por su menor efecto contaminante, o fundamentalmente por su posibilidad de renovación.

Las fuentes de energía renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables y su consumo no afecta al medio ambiente. Se puede mencionar como energías renovables a la energía eólica, geotérmica, mini o pequeña hidroeléctrica, solar fotovoltaica y térmica, del mar, bioenergéticas, entre otras [Escudero, J. M, 2004].

El uso del lenguaje ha llevado a las fuentes renovables de energía a denominarse simplemente energías renovables.

Las fuentes de energía renovables no contaminantes (limpias) incluyen las siguientes [ESDU, 2005].

- La llegada de masas de agua dulce a masas de agua salada: energía azul.
- El viento: energía eólica.
- El calor de la Tierra: energía geotérmica.
- Los ríos y corrientes de agua dulce: energía hidráulica.
- Los mares y océanos: energía mareomotriz.
- El Sol: energía solar.
- Las olas: energía undimotriz.

Las fuentes renovables contaminantes, se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal sólida), bien convertida en bioetanol o biogás mediante procesos de fermentación orgánica o en biodiesel, mediante reacciones de

transesterificación y de los residuos urbanos. Estas fuentes se consideran contaminantes debido a que emiten CO<sub>2</sub> a la atmósfera al quemarse o en los procesos de transformación de una forma de energía a otra. Aunque la energía nuclear es la que presenta la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero más baja, sigue siendo objeto de debate, ya que genera desechos nucleares cuya supresión no está aún resuelta y según la definición actual de "desecho" no se trata de una energía limpia.

Un dato interesante es que en general las energías renovables tienen 31 veces menos impactos ambientales que las convencionales [Rodríguez. J.L., 2003]. Esto significa que si se quiere abatir fuertemente el nivel de contaminación atmosférica, es una gran oportunidad el uso de este tipo de fuentes.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más importante es la hidráulica a gran escala. En general, se considera dentro de las no convencionales a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20-30 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz [Fernández, 2002].

### 2.3. Situación de las ERNC global

A pesar de que los combustibles fósiles se van agotando, el petróleo seguirá siendo el combustible principal en cuanto a la obtención de energía primaria, como se aprecia en la gráfica de la figura 2. Esta gráfica presenta el consumo mundial de energía primaria en millones de Teracalorías y se puede observar que el uso del petróleo y el carbón seguirán con una tasa de crecimiento alta, pero el

uso de las energías renovables aumentará en casi un 100% del año 2006 al 2030, al pasar de 9,52 a 18,80 millones de Teracalorías [Borja M. A, 1998].

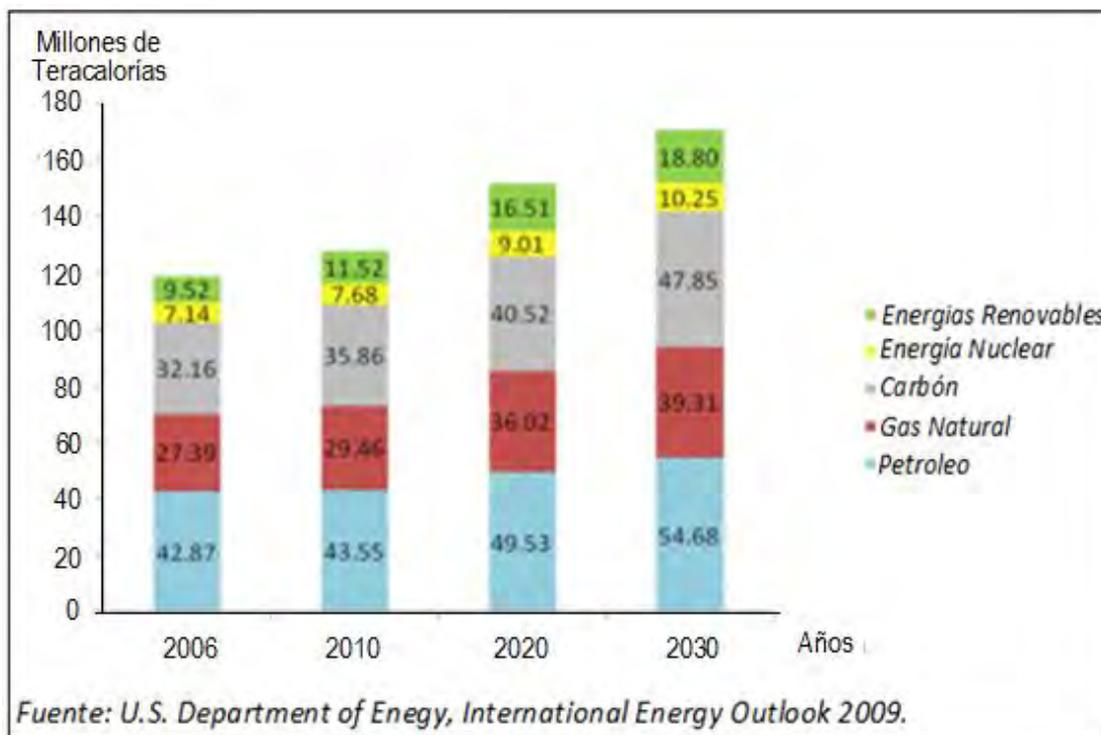


Figura 2. Gráfica del consumo mundial de energía primaria en millones de Teracalorías.

Aunque la aportación de las ERNC en la matriz energética mundial para a la producción de energía eléctrica en un principio era poca, como resultado de la introducción de mecanismos de incentivos para las ERNC en diversos países a partir de los 1990"s, a nivel internacional se observó un crecimiento notable de la participación de las ERNC en los mercados energéticos. En 2007 ya se tenían 182 GW de capacidad instalada en cuanto a generación con ERNC se refiere, lo cual significaba un 4% de la capacidad total instalada [Fernández, 2002]. El crecimiento en el uso de las energías renovables para el periodo 2007-2025 puede apreciarse en la gráfica de la figura 3, la cual, se muestra que el aumento más significativo se tendrá precisamente en el uso de las renovables, correspondiéndole un aumento del 5% al pasar del 18,4% al 23,4%. Algunos otros disminuirán como es el caso carbón y del petróleo que pasarán de 42,2% a 39,6% y del 5% al 2,8% [Christos Ch., 2012].

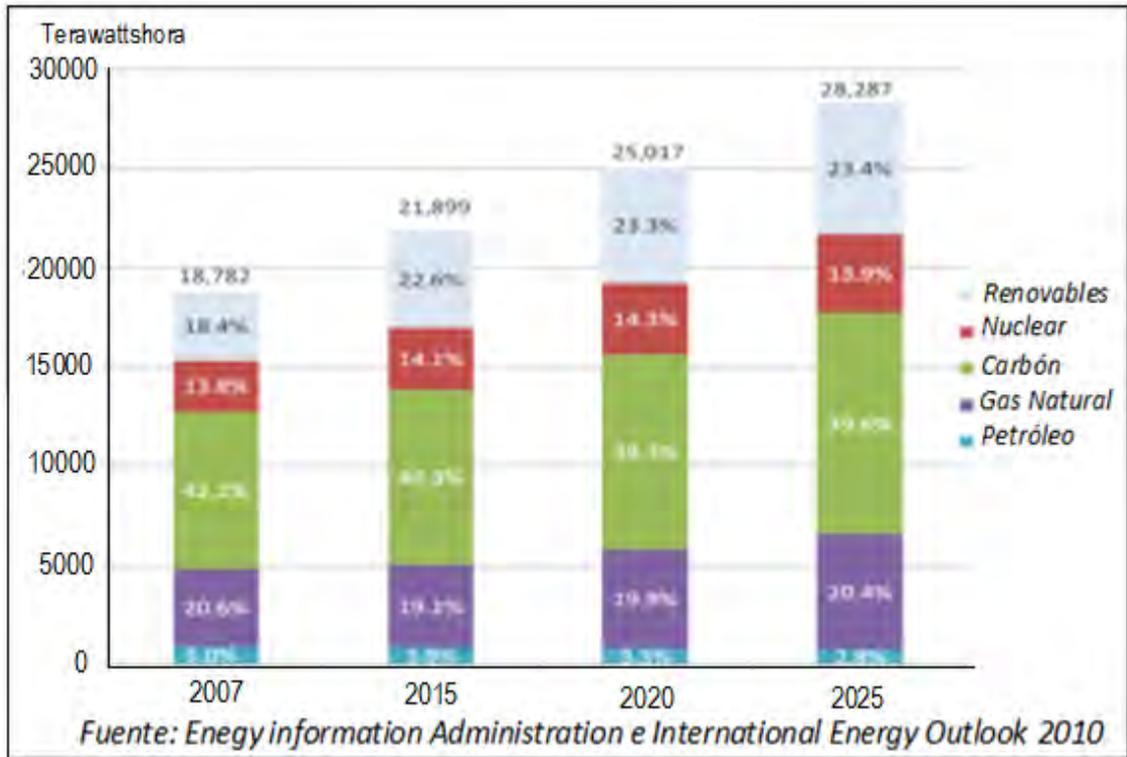


Figura 3. Combustibles y fuentes de energía para la generación eléctrica mundial en el periodo 2007-2025.

## 2.4 Situación de las ERNC regional

La integración de las ERNC, a nivel regional, es muy variable en cuanto a cantidad se refiere, pues esto depende las inversiones, planes de desarrollo, recursos y políticas de incentivación. La figura 4 muestra de manera somera la participación de algunos países seleccionados de los cinco continentes [EO, 2012]

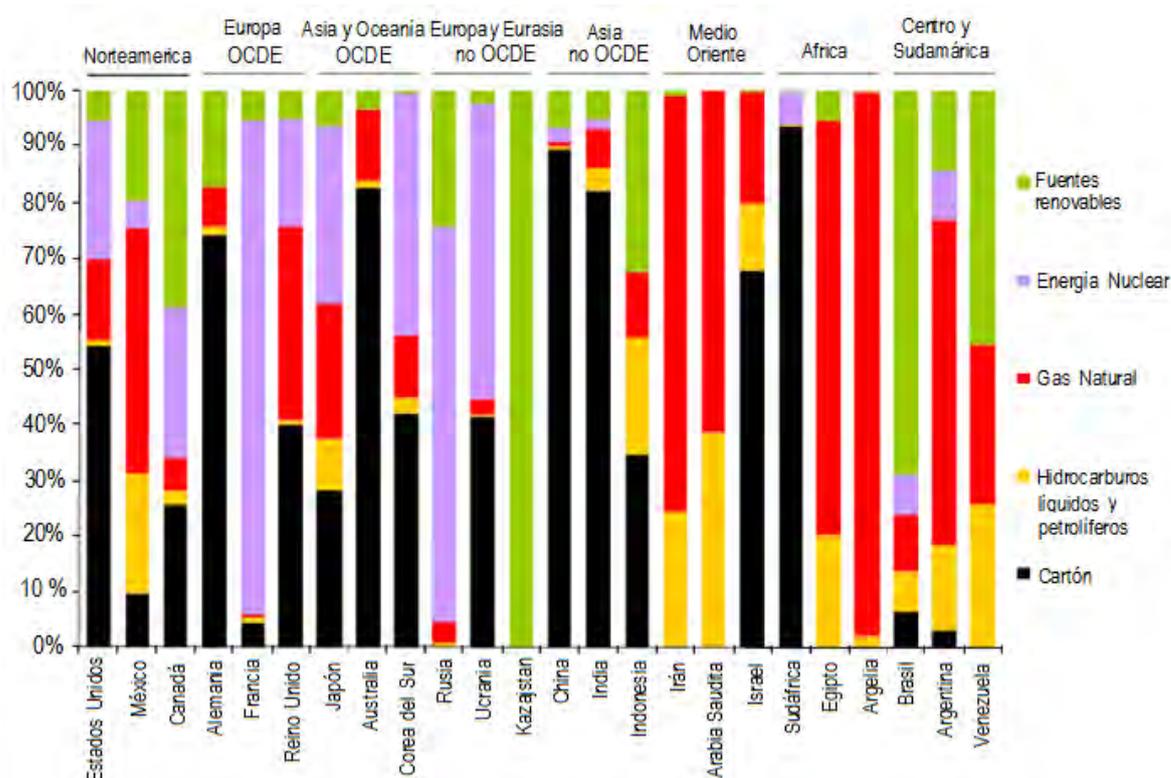


Figura 4. Porcentaje de combustibles utilizados para la generación de electricidad en algunas regiones del mundo, en el 2008.

Como puede apreciarse en la figura 4, en la mayoría de los países mostrados, el uso de los combustibles fósiles para generar electricidad es predominante.

## 2.5 Situación de las ERNC nacional

El Ecuador es un país con características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones especiales, que le confieren un elevado potencial para las energías renovables con el uso de las energías alternativas para producir electricidad a partir de fuentes naturales virtualmente inagotables, puede darse por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales, permitiendo producir energía eléctrica por medio de tecnología libre de los gases de efecto invernadero.

Además, en nuestro país se están dando los primeros pasos para la introducción de estas fuentes de generación eléctrica, pero su implementación se ha visto frenada por la falta de información y sobre todo la falta de investigación sobre los recursos que dispone el país.

Es así que se impone con suma urgencia la elaboración de estudios completos acerca de los diferentes recursos: hídricos, solares, eólicos, geotérmicos, etc. que dispone el Ecuador.

El uso de la energía en el Ecuador se ha caracterizado por su ineficiencia. Los aparatos eléctricos y equipos importados en su mayoría son usados sin un criterio de eficiencia energética, lo que se suma al hecho de que los usuarios no tienen una cultura de ahorro energético.

Acorde a la publicación anual de CONELEC “Estadística del sector Eléctrico Ecuatoriano del año 2008”, la potencia de generación nominal del país es de 4.946,46 MW, de ellos 2.161,13 MW corresponde a energía renovable y que corresponde al 43,69% del total nominal existente. Por otra parte, del total renovable, el 95,20% es energía hídrica, seguida de biomasa con un 4,69%, eólica con 0,11% y la solar con apenas un 0,000923%.

Dentro de la misma publicación, se señala que de toda la generación renovables el 43,43% corresponde a la hídrica, el 2,02% a biomasa, el 0,05% eólica y tan solo un 0,00043% corresponde a energía solar, lo que refleja de forma clara el estatus de las energías renovables en nuestro país, pese a que nuestro país presenta condiciones favorables para el desarrollo de estas energías [ESEE, 2010].

El potencial de nuestro país para el aprovechamiento de energías renovables como la geotermia, la solar biomasa, etc. confieren a estas energías un triple

beneficio: como elemento primordial para el desarrollo social, como paso decisivo para la reducción de la dependencia energética y como importante mecanismo para la protección del medio ambiente.

La estructura legal del sector energético creada en la década de los 1990, divorcia el sector de hidrocarburos del sector eléctrico, lo que ha impedido que se tomen acciones y se lleven a cabo una verdadera política energética integral del país. Ejemplos: Galápagos, zonas rurales, zonas aisladas, etc.

Así, el país no define claramente el camino a seguir para asegurar la disponibilidad de energía en el corto plazo y no enfrentarse más temprano que tarde a los “Estados de Emergencia” para permitir el abastecimiento de combustibles al parque térmico obsoleto e ineficiente, con lo cual, la búsqueda de soluciones a los problemas del sector eléctrico se dilata cada vez más y son tratadas únicamente desde el aspecto político, sin considerar los parámetros técnicos.

Las energías renovables se presentan como una solución sumamente efectiva no solo para el Ecuador, sino para el mundo entero. Este tipo de energías además de ser prácticamente inagotables tienen un efecto de contaminación prácticamente nulo y además se puede obtener energía limpia a costos muy económicos con proyectos que pueden ser rentables y cuya rentabilidad aumenta al considerarlos como “Mecanismos de Desarrollo Limpio” [Moreno, C, 2007]. [EWEA, 2015]. En la tabla 1, se puede observar la capacidad y tipo de generación eléctrica instalada hasta el año 2009.

Tabla 1. Capacidad efectiva instalada por tipo de generación, al año 2009.

Fuente de Energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Renovable	Hidráulica Embalse	1.361,00	1.358,00
	Hidráulica Pasada	697,97	673,98
	Solar	0,02	0,02
	Eólica	2,40	2,40
	Térmica Turbovapor (a)	106,80	94,50
<b>Total Renovable</b>		<b>2.168,19</b>	<b>2.128,90</b>
No Renovable	Térmica MCI	1.280,58	966,22
	Térmica Turbogas	943,94	877,20
	Térmica Turbovapor	446,00	443,00
<b>Total No Renovable</b>		<b>2.670,51</b>	<b>2.286,42</b>
Interconexión	Interconexión	650,00	635,00
<b>Total Interconexión</b>		<b>650,00</b>	<b>635,00</b>
<b>Total general</b>		<b>5.488,71</b>	<b>5.050,32</b>

(a) Dentro del tipo de Central Térmica Turbovapor Renovable se consideran las Centrales cuyo combustible es BIOMASA (Bagazo de caña)

En las figuras 5 y 6, se indican los porcentajes de producción de los diferentes tipos de energías.

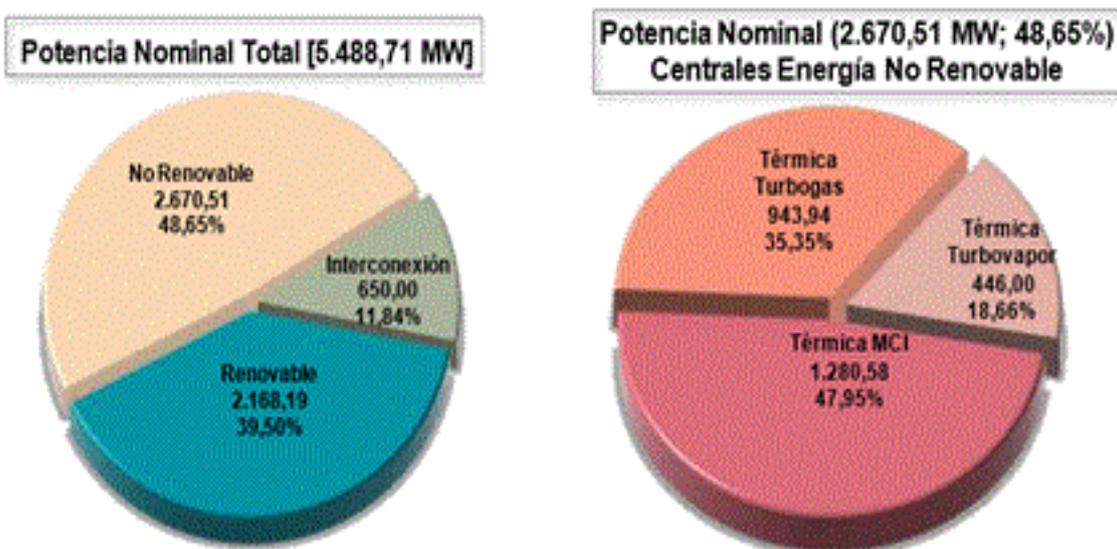


Figura 5. Potencia Nominal según la fuente de Energía de las centrales de generación.

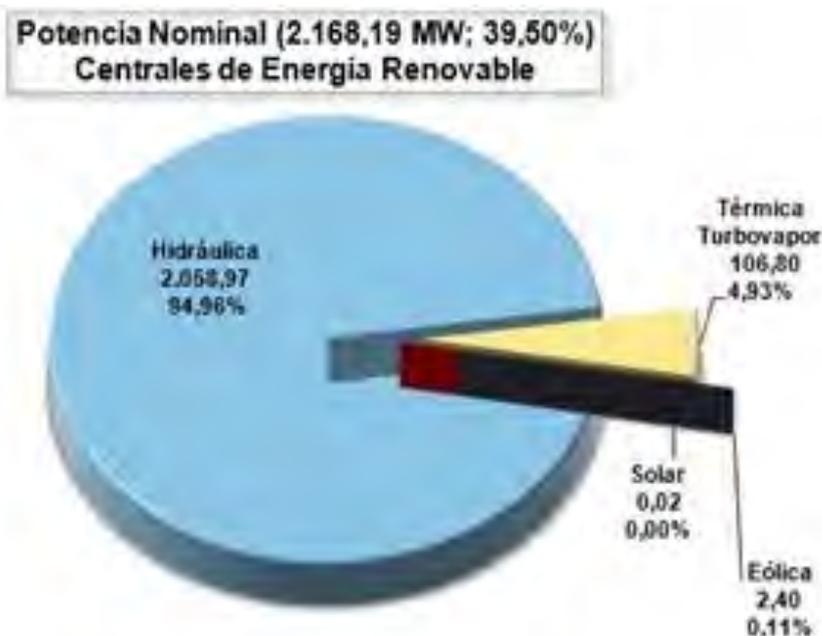


Figura 6. Potencia Nominal según la fuente de Energía de las centrales de generación.

En el año 2009, Ecuador tenía una Potencia Nominal de 4.838,71 MW, con una Potencia Nominal efectiva de 4.415,32 MW, ver tabla 2.

Tabla 2. Potencia Nominal y efectiva de las centrales de generación nacionales.

Procedencia	Tipo de Empresa	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)
Generación Nacional	Generadora	3.389,20	70,04	3.241,68	73,42%
	Distribuidora	598,61	12,37	498,05	11,28%
	Autogeneradora	850,90	17,59	675,59	15,30%
<b>Total general</b>		<b>4.838,71</b>	<b>100,00</b>	<b>4.415,32</b>	<b>100,00</b>

Ya en el mismo año la Energía Bruta producida por cada central es la mostrada en la tabla 3.

Tabla 3. Energía Bruta producida por tipo de central.

Tipo de Central	Energía Bruta	
	(GWh)	(%)
Hidráulica	9.222,44	47,36
Eólica	3,20	0,02
Solar	0,01	0,00
Térmica MCI	3.809,70	19,56
Térmica Turbogás	2.307,98	11,85
Térmica Turbovapor	3.009,19	15,45
Interconexión	1.120,43	5,75
<b>Total general</b>	<b>19.472,96</b>	<b>100,00</b>

Como puede apreciarse en las tablas 2 y 3 la aportación de las ERNC tales como la eólica es muy baja.

Con respecto al año 2009, las Interconexiones eléctricas con Colombia y Perú no tuvieron variación tanto de la potencia nominal, como de la efectiva; en conjunto el total de las Interconexiones fue 650,00 MW y 635,00 MW, respectivamente [ERE, 2013][ESEE, 2010]. Ver tabla 4.

Tabla 4. Potencia de la Interconexiones eléctricas.

Procedencia	País	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)
Interconexión	Colombia	540,00	83,08	525,00	82,68
	Perú	110,00	16,92	110,00	17,32
<b>Total general</b>		<b>650,00</b>	<b>100,00</b>	<b>635,00</b>	<b>100,00</b>

Como se mencionó, los agentes de generación eléctrica son clasificados en generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradoras. Como se puede apreciar en las figuras 7 y 8, cada uno de estos grupos tiene diferente porcentaje de participación en el total de la capacidad instalada y efectiva a nivel del país, siendo para el año 2010 las empresas generadoras las de mayor aporte registrado con 72,53% en potencia nominal y 75,55 % en potencia efectiva.

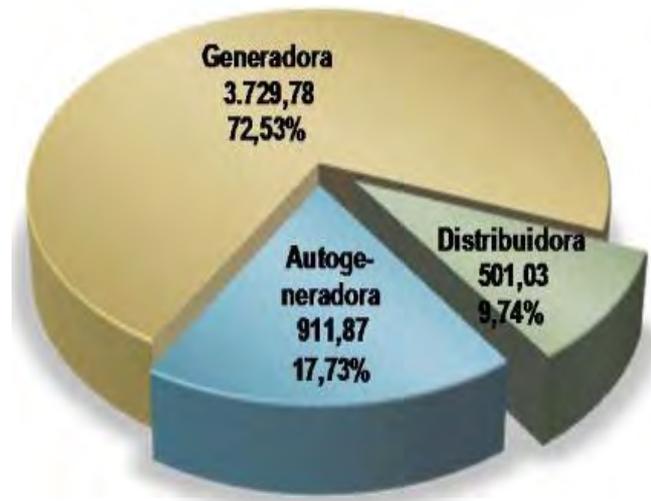


Figura 7. Potencia nominal por tipo de empresa.

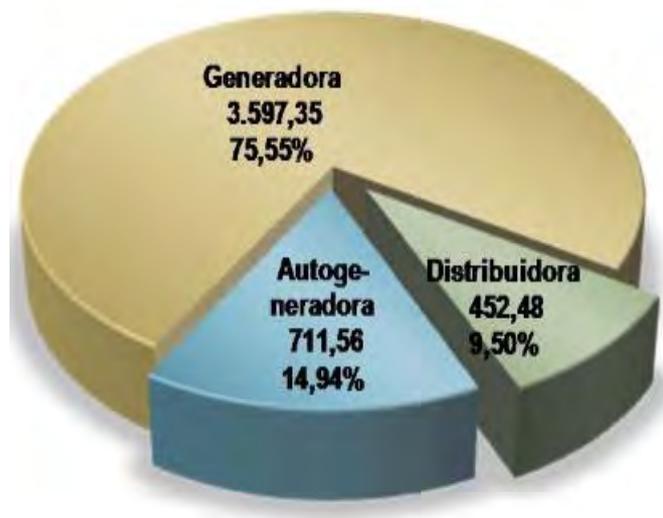


Figura 8. Potencia efectiva por tipo de empresa (MW).

En la figura 9 se muestra porcentualmente la potencia de las centrales eléctricas de acuerdo a su accionamiento primario o tipo de central, observando que las de mayor representación son las centrales termoeléctricas que, en total, representan el 53,43 % de la potencia efectiva, en tanto que las centrales hidráulicas el 46,52 %.

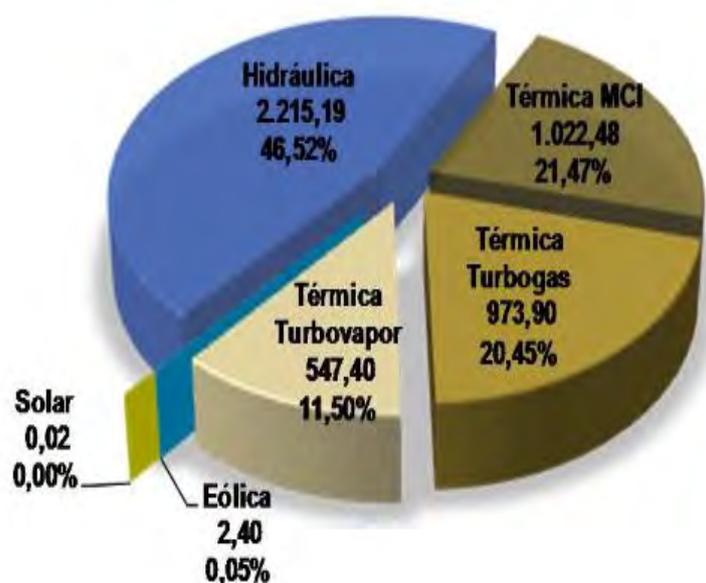


Figura 9. Potencia efectiva por tipo de empresa (MW).

En la tabla 5, se da otra clasificación de la energía eléctrica, la cual está basada en su fuente de procedencia o de obtención. Tal es así que, como Energía Renovable, el Ecuador cuenta con 2.346,13 MW de potencia instalada y 2.311,01 MW de potencia efectiva, considerando como renovable, la potencia de aquellas centrales térmicas que pertenecen a los ingenios azucareros que utilizan el bagazo de caña como combustible. Además, en la misma tabla, se observa que el 54,38 % corresponde a la Energía No Renovable, es decir, que la dependencia de los derivados y productos del petróleo aún es significativa en el Ecuador.

Tabla 5. Potencia por tipo de energía y tipo de central.

Tipo de energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Hidráulica	2.242,42	43,60	2.215,19	46,52
	Térmica Turbovapor (1)	101,30	1,97	93,40	1,96
	Eólica	2,40	0,05	2,40	0,05
	Solar	0,02	0,00	0,02	0,00
<b>Total Renovable</b>		<b>2.346,13</b>	<b>45,62</b>	<b>2.311,01</b>	<b>48,54</b>
No Renovable	Térmica MCI	1.259,56	24,49	1.022,48	21,47
	Térmica Turbogas	1.078,99	20,98	973,90	20,45
	Térmica Turbovapor	458,00	8,91	454,00	9,54
<b>Total No Renovable</b>		<b>2.796,55</b>	<b>54,38</b>	<b>2.450,38</b>	<b>51,46</b>
<b>Total general</b>		<b>5.142,68</b>	<b>100,00</b>	<b>4.761,39</b>	<b>100,00</b>

(1) Corresponde a la generación, cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).

Según su objetivo principal, las diferentes empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano disponen de centrales cuya producción total se destina al servicio público (energía eléctrica que se produce para ponerla a disposición de los clientes finales, a través de los distintos sistemas de distribución) o para su consumo interno, también conocida como energía de servicio no público (energía eléctrica que producen las auto generadoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus consumos propios y que no se puede poner a disposición de los clientes finales). También hay empresas cuya energía es destinada a los dos tipos de servicios.

La Tabla 6 muestra los valores de potencia destinados tanto para el servicio público, como para no público según el tipo de empresa. Desprendiéndose, prácticamente, que las generadoras y distribuidoras destinan el total de su producción al servicio público, mientras que las auto generadoras, cuyo objetivo principal no es el negocio de la electricidad, utilizan sus centrales eléctricas para satisfacer sus necesidades productivas y en caso de disponer excedentes, éstos son vendidos o entregados al servicio público. Para la empresa EMAAP-Q, su calificación es también como auto generadora

Tabla 6. Potencia por tipo de servicio y tipo de empresa.

Tipo de Empresa	Servicio Público		Servicio No Público		Total	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Generadora	3.721,82	3.589,52	7,96	7,83	3.729,78	3.597,35
Distribuidora	501,03	452,48	-	-	501,03	452,48
Autogeneradora	133,65	123,34	778,22	588,22	911,87	711,56
<b>Total</b>	<b>4.356,50</b>	<b>4.165,34</b>	<b>786,18</b>	<b>596,05</b>	<b>5.142,68</b>	<b>4.761,39</b>

En el año 2010 la producción e importación de energía fue de 20.382,76 GWh, de los cuales el 87,50 % corresponde a la energía del S.N.I., es decir 17.835,81 GWh, en la que se incluye la importación desde Colombia y Perú. En la Tabla 7

se puede ver el aporte de energía bruta de cada tipo de empresa y tipo de central. [ESEE, 2010].

La energía producida por las Auto generadoras, corresponde a la generada por las empresas petroleras para sus procesos extractivos o complementarios.

Tabla 7. Producción de energía por sistema, tipo de empresa y tipo de central.

Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Energía Bruta (GWh)
S.N.I.	Generadora	Hidráulica	7.584,15
		Térmica	7.149,80
	Distribuidora	Hidráulica	578,07
		Térmica	830,55
	Autogeneradora	Biomasa	235,56
		Hidráulica	457,15
		Térmica	127,62
	Interconexión	Interconexión	872,90
<b>Total S.N.I.</b>			<b>17.835,81</b>
No Incorporado	Generadora	Eólica	3,43
		Térmica	2,06
	Distribuidora	Hidráulica	17,03
		Solar	-
		Térmica	90,57
	Autogeneradora	Térmica	2.433,85
<b>Total No Incorporado</b>			<b>2.546,94</b>
<b>Total</b>			<b>20.382,76</b>

En la figura 10 se aprecia los valores de energía bruta en GWh y porcentajes de participación de cada uno de los tipos de centrales disponibles en el país. Para el caso de la generación solar, cuya central se encuentra en las Islas Galápagos, no hubo producción de energía por daño de los equipos.

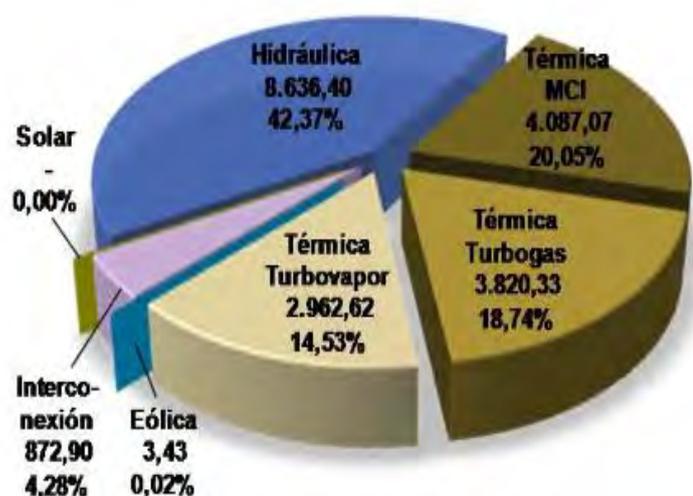


Figura 10. Producción de energía por tipo de central (GWh)

De acuerdo al contenido de la tabla 8 del total de la energía bruta a nivel nacional, el 43,54 % corresponde a la energía producida por fuentes renovables, el 52,17 % a la energía de fuentes no renovables y el 4,28 % a la importación de energía. El mayor porcentaje de producción de energía por medio de fuentes no renovables concuerda con lo expuesto anteriormente en cuanto a que la mayor potencia instalada corresponde a las centrales de generación de energía no renovable, que utiliza petróleo y sus derivados como fuente primaria para generar electricidad.

Tabla 8. Producción bruta por tipo de energía y de central [ESEE, 2010]

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	8.636,40	42,37
	Térmica Turbovapor *	235,56	1,16
	Eólica	3,43	0,02
	Solar	-	-
<b>Total Renovable</b>		<b>8.875,40</b>	<b>43,54</b>
No Renovable	Térmica MCI	4.087,07	20,05
	Térmica Turbogas	3.820,33	18,74
	Térmica Turbovapor	2.727,06	13,38
<b>Total No Renovable</b>		<b>10.634,46</b>	<b>52,17</b>
Interconexión	Interconexión	872,90	4,28
<b>Total Interconexión</b>		<b>872,90</b>	<b>4,28</b>
<b>Total general</b>		<b>20.382,76</b>	<b>100,00</b>

En la figura 11, se expresa la estructura de la producción bruta por tipo de energía.

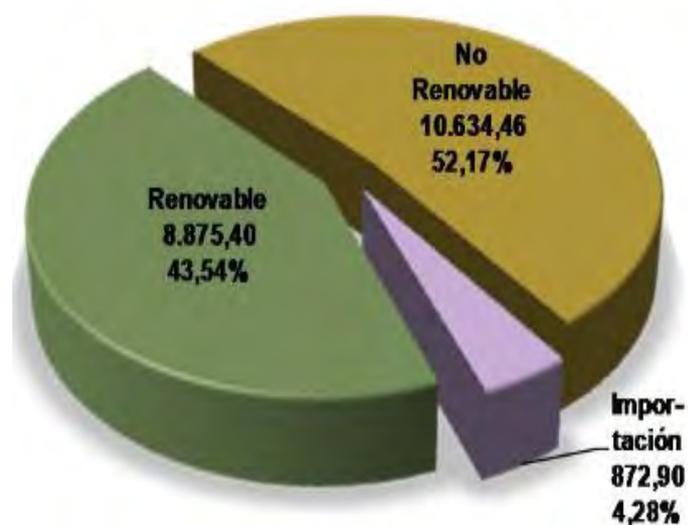


Figura 11. Producción bruta por tipo de energía.

La Tabla 9 muestra el comportamiento de la oferta de energía mes a mes durante todo el año 2010. Una mayor oferta de energía hidráulica, por parte de las empresas generadoras, se observa durante el período abril-agosto, lo que se debe a la época lluviosa en las cuencas de las mayores centrales hidroeléctricas del país.

Así mismo, durante el período de estiaje del 2010, enero-marzo y septiembre-diciembre, la oferta termoeléctrica fue mayor, a causa de una menor producción de energía de las hidráulicas. Adicionalmente se advierte el aumento de la energía importada en los tres últimos meses del año, lo que ocurrió con el objeto de reemplazar energía térmica y por ende disminuir el consumo de combustibles.

Tabla 9. Oferta total mensual de energía por tipo de empresa y tipo de central.

Mes	Generadora			Distribuidora			Autogeneradora		Interconexión	Total general
	Hidráulica	Eólica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Solar	Hidráulica	Térmica	Interconexión	
Ene	381,56	0,27	774,81	38,87	107,71	-	40,02	220,12	85,04	1.648,41
Feb	529,79	0,16	645,69	38,67	88,69	-	39,41	196,16	20,72	1.559,29
Mar	561,21	0,15	810,92	40,48	93,42	-	35,21	216,49	25,58	1.783,46
Abr	650,86	0,18	653,94	55,42	88,85	-	31,66	209,05	0,35	1.690,32
May	821,49	0,36	539,46	57,82	76,05	-	40,94	221,79	0,91	1.758,82
Jun	836,86	0,36	399,73	57,05	63,86	-	42,14	216,37	52,39	1.668,76
Jul	886,36	0,31	367,41	57,03	47,22	-	41,57	256,70	57,91	1.714,52
Ago	870,95	0,29	355,17	47,36	70,18	-	39,73	266,31	51,14	1.701,12
Sep	526,22	0,30	650,81	42,62	95,87	-	35,26	256,50	72,39	1.679,97
Oct	452,43	0,32	769,97	41,38	79,63	-	35,56	256,48	110,58	1.746,35
Nov	447,50	0,40	639,27	52,49	50,54	-	34,82	242,28	202,90	1.670,21
Dic	618,91	0,34	544,69	65,88	59,09	-	40,83	238,80	192,98	1.761,52
<b>Total</b>	<b>7.584,15</b>	<b>3,43</b>	<b>7.151,87</b>	<b>595,10</b>	<b>921,12</b>	<b>-</b>	<b>457,15</b>	<b>2.797,03</b>	<b>872,90</b>	<b>20.382,76</b>

## 2.6 La Energía Eólica en el mundo y en Ecuador

### 2.6.1 Situación Mundial

El viento es una corriente de aire que se produce en la atmosfera por causas naturales, aunque tiene un movimiento tridimensional, en general sólo se considera la velocidad y dirección de la componente horizontal para aprovechamientos eólicos. Los principales orígenes del viento son la radiación solar y la rotación de la tierra y las perturbaciones atmosféricas [ER, 2010] [Fernández, 2002].

La potencia del viento ha sido utilizada por el hombre desde al menos hace 3000 años, aunque su uso fue principalmente para el bombeo de agua y para los molinos de granos, pero en el comienzo de la era de la industrialización, fue sustituida por el uso de combustibles fósiles ya que la potencia del viento es fluctuante y con el uso de los combustibles se podía tener energía en forma más continua y programada [Hupping.S, 2015].

Dinamarca fue el primer país que usó el viento para generar energía eléctrica. Los daneses usaron una turbina con un diámetro de 23 m en 1890 y en 1910 tuvieron en operación varios cientos de unidades de 5 a 25 kW [Johnson, G. L, 2006].

Históricamente se considera al danés Poul La Cour el primero en construir una turbina eólica que generó electricidad, en 1891 [Ackerman, 2005]. Sin embargo también existen datos de otro pionero, Charles F. Brush, quien en 1887-1888 construyó el primer generador eólico, en Cleveland, Ohio, USA [Righter, R.W, 1996].

En algunos países, como en USA, desde hace 50 o 60 años, la generación de energía eléctrica por medio del viento desempeñó un papel activo en la electrificación de muchos hogares rurales, y aunque no proporcionaban energía precisamente barata, suministraban cantidades moderadas de energía “gratuita”, ya que solo requería una inversión inicial en equipos e instalación [Ramlar, J.R, 2009]. Y han tenido grandes avances en el uso de la energía eólica, por ejemplo en USA, concretamente en California, más de 1500 MW de capacidad en turbinas eólicas fueron instaladas desde su inicio, en 1980, lo cual para el año 2006 representaba alrededor del 1% de su demanda de electricidad para ese Estado [Oei T. D, 2005]. Este avance ha traído consigo la necesidad de emitir estándares o guías de recomendación para diseño eléctrico y operación de estaciones aerogeneradoras [Patel, M. R, 2006].

De acuerdo a los datos proporcionados en la bibliografía consultada, para el año 2003 los tres países europeos con mayor capacidad instalada eran Alemania, España y Dinamarca, con 14.609, 6.202 y 3.110 MW respectivamente. Sin embargo para el año 2006 fueron Alemania, España y Estados Unidos con 19.500, 11.200 y 10.000 respectivamente [Righter, R. W, 2006].

La capacidad de generación eólica, instalada en el mundo, a inicios de 1999 era de casi 10.000 MW y para fines del 2003 se tenían 38.706 MW instalados y para fines del 2006 se esperaba que se tuvieran 68000 MW Instalados [Righter, R. W, 2006] [AEOPE, 2012], pero se logró tener al cierre de ese año 74.122 MW, rebasando lo esperado, de acuerdo con la gráfica de la figura 12. En esta gráfica se puede observar que para el cierre del 2009 la capacidad mundial instalada era de 159.213 MW, con una predicción de 203.500 MW para el cierre del 2010. [Klapp.J, 2007], como puede apreciarse en la gráfica de la figura 12.

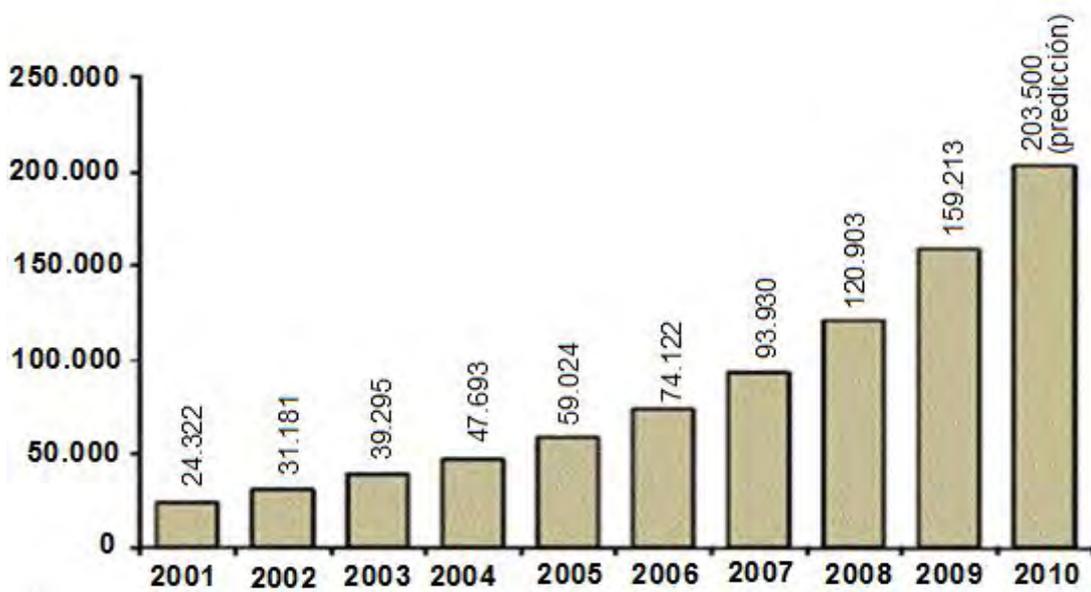


Figura 12. Crecimiento de la capacidad total instalada en el mundo en MW, de generación eólica en el periodo 2001-2009 y las predicciones para el año 2010.

Esta gráfica muestra que durante los años recientes, la capacidad mundial instalada en sistemas para la generación de electricidad a partir de aerogeneradores, ha crecido de manera vertiginosa pues se han reportado tasas de crecimiento anual de 27,9%, considerando el periodo de 1999 a 2009. Para el cierre del 2009, se tiene una tasa de crecimiento anual de 31,7 %, entre 2008 y 2009, lo que representa la tasa anual más alta desde 2001 [Matthias H, 2000].

Todas las turbinas instaladas en el mundo durante el año 2010 pueden generar 430 Tera vatios-hora por año, más que la demanda eléctrica del Reino Unido, la sexta economía más grande del mundo, igualando el 2,5% del consumo eléctrico a nivel mundial.

El sector eólico tuvo una facturación en 2010 de 40 billones de Euros y empleó a 670.000 personas a nivel mundial.

China se convirtió en el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial y el centro de la industria eólica a nivel internacional. Añadió 18.928 Megavatios durante el año, contabilizando más del 50% de la capacidad instalada a nivel mundial durante el 2010.

En el Norte América se registró la disminución más importante de la tasa de crecimiento a nivel mundial. EEUU perdió el primer lugar en la lista de países con mayor capacidad instalada.

Muchos países de Europa occidental muestran estancamiento, mientras que hay un fuerte crecimiento en varios países de Europa del Este. Alemania mantiene la primera posición en Europa, con 27.215 MW, seguido por España con 20.676 MW.

Las mayores tasas de contribución de la energía eólica en la generación eléctrica se encuentran en tres países europeos: Dinamarca (21%), Portugal (18 %) y España (16%).

Asia contabilizó el 54,6 % de la capacidad instalada durante el 2010, seguido por Europa (27,0 %) y Norte América (16,7 %).

Latino América (1,2%) y África (0,4%) continúan jugando un papel poco relevante dentro de las nuevas instalaciones.

África: El norte de África posee la mayor parte de la capacidad instalada. La energía eólica aun no juega un papel importante en la África Subsahariana

El desastre nuclear en Japón y el derrame de petróleo en el Golfo de México van a tener un impacto a largo plazo en el futuro de la energía eólica. Los Gobiernos necesitan reforzar urgentemente las políticas sobre energía eólica [EO, 2012][Righter, R. W, 2006].

## 2.6.2 Parques Eólicos

Con este nombre se conoce la instalación conjunta de gran número de generadores eólicos que generan electricidad que facilitan a las redes de suministro, resolviendo dos problemas como son la potencia relativamente baja de los aerogeneradores individuales y su producción intermitente.

El conjunto de un centenar de unidades conectadas, reduce los gastos de mantenimiento y simplifica los requisitos de interconexión de potencia. Además, se suavizan y compensan las interrupciones provocadas por turbulencias y fluctuaciones locales en la velocidad del viento.

Normalmente el concepto de parque eólico va asociado a un conjunto de aerogeneradores con potencias individuales del orden de 0,6 MW a 2 MW que suman una potencia entre 10 MW y 20 MW, aunque también existen parques eólicos con aparatos de potencia más pequeña, entre 25 kW y 50 kW, que tienden actualmente a ser sustituidos por otros más potentes [AEOPE, 2012].

Los problemas tecnológicos que plantean las interconexiones entre aerogeneradores requieren un estudio completo e individualizado de coordinación económica, meteorológica y social.

El almacenamiento de energía en períodos de producción excesiva se puede resolver, por ejemplo, bombeando agua en centrales hidroeléctricas.

La red de parques eólicos más extensa del mundo a principios de 1992 se encontraba en California; había 17.000 aerogeneradores de 25 kW a 50 kW instalados en sus terrenos montañosos que generaban el 1% de la energía consumida en California, y que suponía en esa época el 80% de toda la energía eólica generada en el mundo; se calculaba que para el año 2000 la energía eólica podría suministrar el 20% de la electricidad consumida en el Estado de California, pero problemas de armónicos inherentes a la propia señal eléctrica no han permitido llegar a esta situación. Actualmente se ha llegado a la conclusión de que más de un 10% de energía eléctrica de tipo eólico conectada a la red puede originar perturbaciones y averías en determinados aparatos y equipos industriales, científicos y domésticos, por lo que parece ser, por el momento, un límite superior a no sobrepasar.

Los parques eólicos se tienen que emplazar en lugares en los que el viento sea intenso y constante; la electricidad generada lo es a un precio que empieza a ser competitivo con la electricidad obtenida en las centrales convencionales hidráulicas, nucleares y térmicas.

Los parques eólicos se estructuraron en su día con un determinado número de aerogeneradores, de forma que, por ejemplo, una instalación de baja potencia con rotores de 12,5 m de diámetro podía comenzar a suministrar energía para velocidades del viento de 4 m/seg, llegando a generar una potencia nominal de 30 kW con velocidades del orden de 11 m/seg; para velocidades del viento por

encima de este valor, podían mantener constante su potencia hasta velocidades de desconexión del orden de 25 m/seg [AEOPE, 2012].

Para mantener al mínimo posible unas necesidades de planificación, los parques eólicos se han desarrollado, con la experiencia acumulada en estos años, con un concepto técnico de constituir una estación central de distribución de energía del orden de 20 MW. Los requerimientos a tener en cuenta para su instalación, mantenimiento preventivo y reparación de aerogeneradores en lugares alejados, hacen que la estructuración de un parque eólico compuesto por aerogeneradores pequeños resulte más conveniente que una instalación única de mayor potencia; el número de aerogeneradores y la potencia nominal del parque eólico, se rigen por las necesidades constantes de suministro de potencia a la red eléctrica y por criterios económicos; desde un punto de vista económico siempre es posible ampliar un parque eólico para aumentar la generación de energía eléctrica, gracias a la estructura modular que se ha dado al conjunto de aerogeneradores que le conforman por cuanto éstos se construyen en serie [Santos.F.A, 2012].

Todas las funciones esenciales del servicio corren a cargo de unidades de control electrónico en cada uno de los sistemas aeroeléctricos, que están integradas tanto para el arranque del aerogenerador, o su interconexión a la red, como a su seguimiento y desconexión en caso de avería en la red o interrupciones breves, así como a toda una serie de funciones de seguridad y servicio que permiten la operatividad automática y casi exenta de cuidado y mantenimiento del parque eólico [Rahman. S, 2001].

La operatividad de las instalaciones de energía eólica conectadas a una red eléctrica, tienen que ser consecuentes con la frecuencia de la señal eléctrica principal, por lo que se las exige un ajuste de ciertos controles como el del ángulo de ataque de la pala que permite mantener regulado el régimen de rotación y potencia dentro de estrechas tolerancias, independientemente de las condiciones

momentáneas de la red; como es natural, sólo es posible controlar la potencia generada por una instalación aeroeléctrica, en regímenes por debajo de los correspondientes a la potencia máxima dada por la velocidad instantánea del viento. Para mantener una frecuencia fiable, incluso si el gasto másico disponible del viento sobrepasa temporalmente las necesidades de potencia de la red, es necesario tomar medidas preventivas en las técnicas de control del aerogenerador actuando sobre el ángulo de ataque de las palas, lo que ofrece posibilidades sencillas y eficaces que evitan el ascenso indeseable de la frecuencia de la red eléctrica general en esa situación. Esto supone, como ya se ha dicho y comprobado, que la máxima energía eléctrica de tipo eólico conectada a la red general no debe superar el 10% de ésta. Los daneses ya han llegado a esta cota y los españoles llegarán próximamente [S. Bhowmik, R, 1999].

Es posible programar en la unidad de control de la instalación aeroeléctrica una curva característica de potencia supeditada a la frecuencia, con objeto de que la potencia emitida caiga a cero antes de que se alcance la frecuencia límite superior admisible; alternativamente, también es posible consignar a las diferentes unidades de control de cada aerogenerador un parámetro de potencia teórica o una instrucción de desconexión a través de un sistema de mando remoto desde un grupo electrógeno Diésel, cuando conformen un sistema híbrido [IEEE, 1991-2002 ] [Humberto O. P.,2008].

El período operativo de los parques eólicos no permite disponer todavía de resultados estadísticos suficientemente fiables para poder juzgar los proyectos en toda su extensión. Sin embargo, los resultados demuestran, para todos los lugares de ubicación, la existencia de una buena concordancia entre la generación de energía comprobada y lo planificado en la fase de proyecto.

La disponibilidad temporal de las instalaciones eólicas, a largo plazo, puede ser superior al 98%, lo que se refleja en un mantenimiento inferior al 0,5% de los gastos de inversión en el parque eólico, y representan un notable ahorro

económico en la producción de electricidad. Los costes del capital invertido y la producción energética anual constituyen, en términos muy generales, los factores decisivos que influyen sobre los costes de producción de energía [Iannini, R, 2004].

Los costes de operación tienen menor importancia, pero para contar con una estimación realista no se deben despreciar. Una estimación de los costes previsibles para la generación de electricidad, en base a los costes efectivos de la inversión y la producción de corriente obtenida hasta la fecha, se puede llevar a cabo de acuerdo con los supuestos siguientes:

- Tasa de interés anual: 8%
- Vida útil: 20 años.
- Mantenimiento preventivo y de reparación, 2% anual de los costes de inversión, y un 1% anual en seguros.

Comparando estos costes con los de generación de corriente eléctrica, no se aprecian todavía ventajas claras en este tipo de instalaciones eólicas, por cuanto la potencia instalada es muy pequeña; sin embargo, su aplicabilidad económica respecto del consumo de gasóleo en sistemas híbridos, en los que la generación está más equilibrada, no sólo depende del creciente nivel de los precios de los combustibles fósiles, sino también de la optimización técnica y económica del parque eólico. Se han conseguido algunas mejoras modificando el diámetro del rotor y la altura de la torre, según el lugar de ubicación, para obtener la misma potencia, con unos costes operativos y de inversión prácticamente iguales [Humberto O. P., 2008].

**Perspectivas.**- Las experiencias operativas que se han hecho en los parques eólicos han motivado el interés por aprovechar más a fondo la energía eólica, en base a ampliar los parques eólicos existentes o de instalar nuevos puntos de ubicación. Los parques eólicos se consideran un complemento adecuado a las

centrales eléctricas convencionales, dentro del 10% indicado, interés que no sólo se debe a los costes de generación de energía que resultan de los cálculos de rentabilidad, sino también a los criterios del aprovechamiento de la energía eólica, que son más amplios; es importante considerar que el cálculo de los costes de generación de electricidad se hagan a largo plazo y se mantengan al margen de la evolución de los precios de los combustibles.

Con el estudio de las instalaciones de energía eólica disponibles en la actualidad, se han sentado las bases para una más amplia explotación racional de la energía eólica en los llamados países umbrales y en vías de desarrollo. No sería de extrañar que aerogeneradores de primera generación, retirados de algunos parques eólicos, se reutilizaran en estos países.

Es importante estudiar con detalle los aspectos ambientales de los parques, construirlos con esmero y dotarlos de elementos singulares que los caractericen. Los aerogeneradores tienen que adecuarse a situaciones de un mayor aprovechamiento de los vientos locales existentes, es decir, aprovechar vientos más bajos que se pueden dar en zonas más accesibles, que implicarían menores costes de instalación. Su producción en serie incide en menores costos de fabricación equipos sofisticados de control, telemando y tele gestión permitirán una explotación más racional de los parques eólicos y una mejor calidad de la señal de la energía suministrada a la red. También permitirán adaptar las turbinas eólicas a situaciones insulares, donde el factor de calidad de la energía suministrada es más crítico, por no existir otras fuentes de energía convencionales [Villarrubia. M, 2004].

### 2.6.3 Impacto Ambiental de los Aerogeneradores Eólicos

Los principales efectos de los aerogeneradores sobre el medio ambiente son los siguientes:

**Efectos meteorológicos sobre el microclima.-** Se estima que la reducción de la velocidad del viento por los aerogeneradores tiene, aproximadamente, las mismas consecuencias sobre el clima local que un grupo de árboles, no esperándose que se produzcan cambios significativos.

**Efectos sobre la fauna y flora.-** El efecto más significativo está relacionado con el obstáculo que los rotores representan para el vuelo de las aves. Sin embargo, la experiencia obtenida hasta el momento ha demostrado que la probabilidad de choque es sumamente baja, debido a la rotación lenta de las máquinas y su bajo coeficiente de solidez.

**Ruido.-** La intensidad del ruido generado por las máquinas eólicas ha sido investigada por la NASA mediante un prototipo de 100 kW. El estudio acústico abarcó un espectro de frecuencias comprendido en el rango de audición entre 15 y 20 kHz.

El nivel acústico medido cerca de la máquina fue de 64 dB para las frecuencias comprendidas en el rango audible, con un nivel de ruido de fondo de 52 dB, observándose que el ruido de la máquina era inaudible por encima del ruido de fondo a distancias del orden de 200 metros [EVARC, 2014]

El ruido generado por una máquina de 2,5 MW a pie de torre es similar, en cuanto al tipo de intensidad, al de un automóvil circulando por una autopista, desapareciendo el ruido a una distancia relativamente pequeña de la máquina.

El ruido correspondiente a frecuencias inferiores al rango audible es producido por la circulación del aire sobre obstáculos como la torre y las palas, y puede afectar a la salud ocasionando problemas si se superan los 100 dB; las mediciones efectuadas no han sobrepasado los 75 dB.

Existe sin embargo otra experiencia, en una Aero turbina de 2 MW en la que sí se han presentado ruidos molestos para los residentes en las inmediaciones, ligados a los fenómenos Aero acústicos antes mencionados; en dicha máquina, cuyo rotor estaba a sotavento de la torre, se producía una interacción de muy baja frecuencia entre las palas y la torre, que originaba ruidos por debajo del rango audible que obligaron a modificar el diseño del aerogenerador, reduciendo la velocidad periférica de las palas.

Este problema tiene menores probabilidades de presentarse en el caso de posicionar el rotor a barlovento, si bien se estima que durante el diseño se puede evitar su aparición, aun en el caso de estar posicionado a sotavento. Lo cierto es que, actualmente, dada la proliferación de parques eólicos, son muchas las quejas, por este motivo, de personas que viven en sus proximidades y a las que nadie, en ningún momento, pidió su aprobación para la instalación; estos detalles habrá que cuidarlos mucho.

Interferencias con ondas de televisión y radiocomunicaciones.- Las palas del aerogenerador pueden reflejar las ondas electromagnéticas, pero se estima poco probable que produzcan interferencias en las señales de radio y navegación salvo a distancias pequeñas de la máquina.

La señal de televisión puede quedar afectada a distancias de unos centenares de metros e, incluso, hasta 1 o 2 km. Esto puede ocurrir si el aerogenerador está emplazado a gran altura y si los receptores de televisión reciben normalmente una señal débil, debido a la distancia o a efectos de blindaje causados por el terreno sobre la estación de televisión. Influyen también las posiciones relativas de la estación, el receptor y el aerogenerador.

**Efectos sobre la biota.-** La fase de construcción del parque eólico no permite prever un cambio ambiental significativo en la medida que la remoción de tierra es muy baja, apenas lo necesario para la fundación de cada mástil (del orden de

100m<sup>3</sup>). Los efectos que pudieran registrarse sobre la flora y la fauna en esta fase son de escasa entidad.

La fase operativa del proyecto amerita un mayor detenimiento en la medida que sus potenciales efectos negativos pueden alcanzar a especies no relevadas a nivel predial. La alta movilidad de muchas de las especies faunísticas puede constituir un factor de riesgo para éstas, una vez puestos en funcionamiento los aerogeneradores. Los animales pasibles de ser afectados por la presencia y funcionamiento de un parque eólico son las aves y los mamíferos voladores. Entre ellos, las aves migratorias de larga distancia, que representan del orden del 10% de las especies de aves registradas para nuestro país, no se cuentan entre las especies que podrían verse afectadas, debido a que su altura de vuelo es muy grande y a que sus sitios de recalada se encuentran más bien en las proximidades de espejos de agua importante, particularmente en la zona costera y de humedales [Villarrubia, M. 2004].

El riesgo de colisión está siempre presente, por lo que debería conocerse qué especies podrían verse más afectadas o cuál es el alcance de los impactos dentro de su población. No existen elementos de peso como para suponer que a partir de la colisión de ejemplares de una especie, ésta pueda verse amenazada o con riesgo de extinción. Los antecedentes indicarían que, por lo general, existe una relación directa entre aves con poblaciones supernumerarias y riesgos de colisión. En ecología se ha demostrado que una especie podría desaparecer por la pérdida de su hábitat natural en el cual procrea, crece y/o se nutre- pero no debido al hecho de que mueran individuos de la especie, a lo largo de un determinado tiempo. De esto se desprende que es de vital importancia como medida mitigatoria, optimizar las condiciones ambientales que estimulen y mantengan la tasa reproductiva de las especies potencialmente afectadas [Rodríguez J.L, 2003].

**Impacto visual.** En general pueden encontrarse dos tipos de formas de distribución espacial de los aerogeneradores: ubicados sobre una única línea, cuando se ubican por ejemplo en la cresta de una colina, o en varias líneas paralelas en cuyo caso la distribución de los pies debe realizarse al tresbolillo.

No puede desconocerse que la presencia física de un parque de aerogeneradores no pasa desapercibida en ninguno de ambos casos. Pese a su presencia esbelta y a la levedad de su aspecto, el mayor impacto visual deriva de su altura, dado que las posibilidades de “ser vistos” son geográficamente mucho más amplias, más aún cuando se ubican en zonas altas.

En contrapartida, el hecho de que tanto el mástil como las paletas carezcan de elementos de colores vivos los aerogeneradores se pintan de color blanco mate facilita la integración con el entorno dado que a lo lejos apenas se reconocen como líneas verticales, y en las proximidades no generan otro efecto visual que la de incorporar un elemento antrópico –poco voluminoso y esbelto, pero explícito en el paisaje.

La instalación de aerogeneradores debería evitarse en paisajes frágiles o declarados como protegidos.

Percepción social.- La única experiencia a escala real con que cuenta nuestro país en materia de generación de energía eólica es el Parque Villonaco en la ciudad de Loja, contempla la instalación de 11 aerogeneradores con una potencia total nominal de 16,5 MW (1,5 MW cada uno), además de una Subestación de elevación de 34,5 a 69 kilovoltios, garantizando una producción de energía anual de 59,57 GWh [Esteban Cornejo, 1995] [EVARC, 2014].

El parque construido en Galápagos consta de tres aerogeneradores, cada uno de 800 kW de potencia, cuya generación permitirá desplazar más del 50 por

ciento de la electricidad generada a base de combustibles fósiles, que se consume en San Cristóbal. La electricidad producida a partir del viento, se renueva en forma continua y está libre de los gases tóxicos que provocan el efecto invernadero. Los tres aerogeneradores podrían producir 5 millones 300 mil kWh por año de energía eólica [SE, 2010].

Este emprendimiento no sólo no ha tenido opositores fundamentalistas en ninguna de sus etapas, sino que, muy por el contrario, ha sido tomado como ejemplo y visitado por múltiples instituciones educativas y sociales a fin de conocer y difundir una experiencia exitosa de generación de energía “limpia” no hidroeléctrica.

A nivel mundial, la instalación de parques eólicos ha tenido históricamente el apoyo de la sociedad, tanto de las poblaciones locales como de organizaciones sociales y ambientales. El motivo principal de dicho apoyo es seguramente que la energía eólica es una alternativa energética renovable y no contaminante. No obstante, en los últimos años se ha generado cierta resistencia por parte de organizaciones conservacionistas y ambientalistas por los efectos que los aerogeneradores producirían en poblaciones de murciélagos y de aves, especialmente de aves migratorias y por los impactos visuales generados por las granjas eólicas que ocupan grandes superficies del territorio [CIPE, 2010].

Es por ello particularmente remarcable la importancia de incorporar criterios ambientales amplios a la selección del sitio en que se implantará los parques eólicos, de modo de mantener y mejorar la percepción favorable con que ya se cuenta.

**Consumo de energía.-** Una de las ventajas de la energía eólica frente a otras nuevas fuentes de energía, es que el balance energético de los aerogeneradores es claramente positivo, recuperando el coste de la energía empleada en la

producción de sus materiales constitutivos y en su construcción en un período del orden de 7 meses de funcionamiento.

**Seguridad y utilización del terreno.-** El principal problema relacionado con la seguridad radica en la posibilidad de rotura de una pala. Dada la alta velocidad periférica del rotor, se estima que el área de seguridad en torno a un aerogenerador debe comprender un círculo de unos 200 m con centro en la base de la torre de la máquina.

Con los métodos de cálculo existentes actualmente la probabilidad de que se produzca dicha rotura es pequeña por lo que la zona de seguridad se puede utilizar para usos agrícolas, ganadería, circulación de vehículos y otros fines equivalentes. La superficie de terreno ocupada por un aerogenerador de 1 MW es pequeña, (2.000 m<sup>2</sup>); la zona de seguridad abarcaría 120.000 m<sup>2</sup>.

En el caso de una agrupación de aerogeneradores es necesario que la distancia entre ellos guarde un mínimo necesario para evitar interferencias aerodinámicas entre máquinas, que es del orden de 7 a 10 veces el diámetro del rotor, lo que implica distancias de aproximadamente 1 km para generadores de 2,5 MW. El terreno entre aerogeneradores podría ser utilizado para otros fines respetando las servidumbres impuestas por las carreteras de acceso a las máquinas y las líneas eléctricas.

**Protección contra los rayos.-** como los aerogeneradores sobresalen del entorno que les rodea, constituyen unos conductores privilegiados de transmisión de la electricidad estática de las nubes hacia el suelo. Para evitar que durante una tormenta se estropeen por un rayo, conviene conectar el pión soporte del aerogenerador a una buena toma de tierra y colocar pararrayos en los cables eléctricos que unen el aerogenerador a la red de utilización, (chispómetro de gas, y en las instalaciones de grandes potencias, eventualmente variómetros). Como

los chispómetros de pararrayos se regulan para una tensión doble de la tensión máxima eficaz que pueden producir en sus bornes, se deben unir a la toma de tierra mediante un conductor lo más corto posible [CIPE, 2010] [E.N. Hinrichsen, 2004].

#### 2.6.4 Situación en Ecuador

El recurso eólico en Ecuador es un campo que no ha sido explorado y que es muy poco conocido. Respecto a este recurso, en el país existen registros de dirección y velocidad de viento que se obtuvieron a partir de mediciones de estaciones meteorológicas ubicadas en su mayoría en las distintas regiones del país [SE, 2010].

A más de estos registros, existen en el país sitios con un interesante potencial eólico en los cuales se han efectuado estudios puntuales y que han arrojado resultados positivos.

Entre estos sitios, se puede mencionar, el proyecto Salinas en la provincia de Imbabura con una potencia de 10 MW, el Villonaco en Loja con una potencia de 16,5 MW, Huasca chaca en el límite de Azuay y Loja con una potencia estimada en 50 MW, y el proyecto San Cristóbal en Galápagos con una potencia de 2,4 MW.

De los proyectos mencionados, los únicos que se encuentran ejecutados son el proyecto San Cristóbal en la región insular con 3 aerogeneradores de 0,8 MW cada uno [ERE, 2013], y el proyecto Villonaco en Loja [WEDE, 2015].

En el 2013 se reportó varios sitios potenciales para el desarrollo Eolo eléctrico en Ecuador: Carchi: 13,8 MW; Imbabura: 11,04 MW; Pichincha: 122,42 MW; Bolívar: 7,27 MW; Chimborazo: 35,61 MW; Cañar: 71,81 MW; Azuay: 101,77 MW;

Loja: 520,46 MW [SEE, 2007]. Posteriormente se consideró que el potencial eólico probable en el país es mayor tomando en cuenta otras áreas estudiadas en mayor o menor medida, este potencial eólico es muy cercano a los 1000 MW. Ver figura 13.

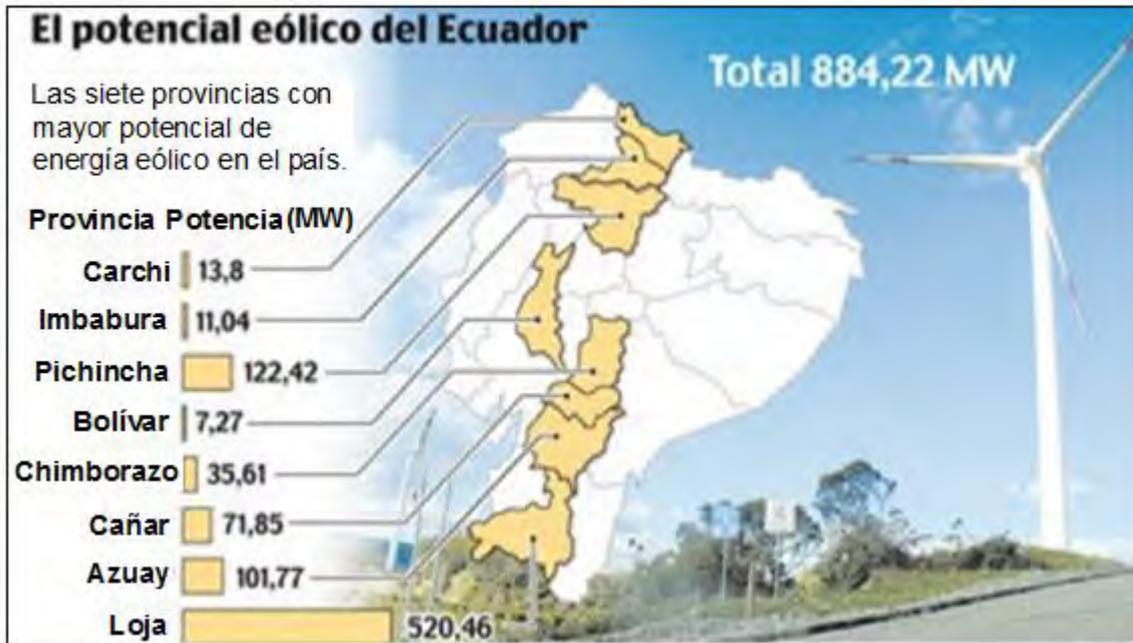


Figura 13. Mapas preliminares con potencial eólico aprovechable mostrando un total de 884.22 MW según la referencia.

## 2.7 Generalidades de la Provincia de Chimborazo

La Provincia de Chimborazo, está ubicada en la zona central del pasillo interandino. La cabecera o capital de la provincia es Riobamba. Su ubicación geográfica es la siguiente:  $1^{\circ}40'00''$ (S);  $78^{\circ}39'00''$ (O).

La figura 14 muestra la Provincia de Chimborazo que se divide administrativamente en diez cantones: Riobamba, Alausí, Colta, Cumandá, Chambo, Chunchi, Guamote, Guano, Pallatanga y Penipe.

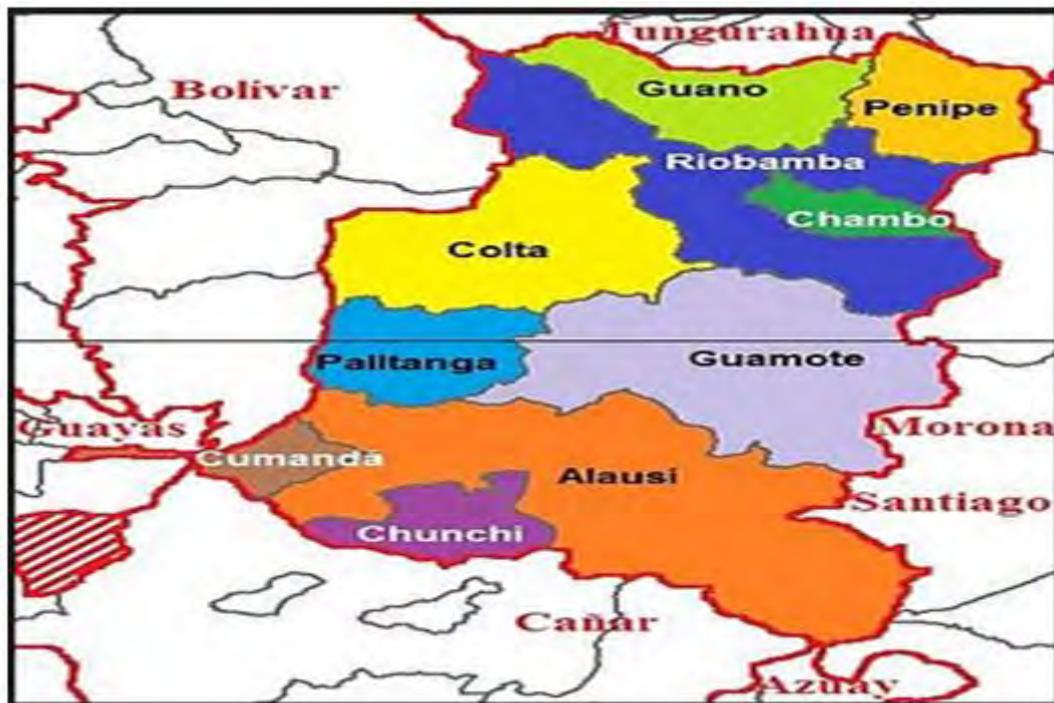


Figura 14. Mapa de los cantones de la provincia de Chimborazo. Fuente: INEC.

### 2.7.1 Recursos disponibles en el sector eléctrico.

En la Actualidad el potencial hidroeléctrico renovable en la Provincia es aproximadamente de 13,9 MW, generados por: la Central Alao 10,4 MW, Central Río Blanco 3 MW, y la Central Nizag 0,5 MW. Además, suministra energía eléctrica una Central Térmica con 2 MW, obteniéndose un total de 15,9 MW. La demanda eléctrica pico de la provincia de Chimborazo es aproximadamente 53 MW [Fuente: Empresa Eléctrica Riobamba S.A–Ecuador]. Siendo el Sistema Nacional de Transmisión quien suministra los restantes 37,10 MW, para satisfacer la demanda total de la provincia. En las figuras 15 – 25 muestran la producción, demanda y compra energética de la Provincia en el año 2008. Ver información completa de los años 2008–2014 en Anexo. 1.

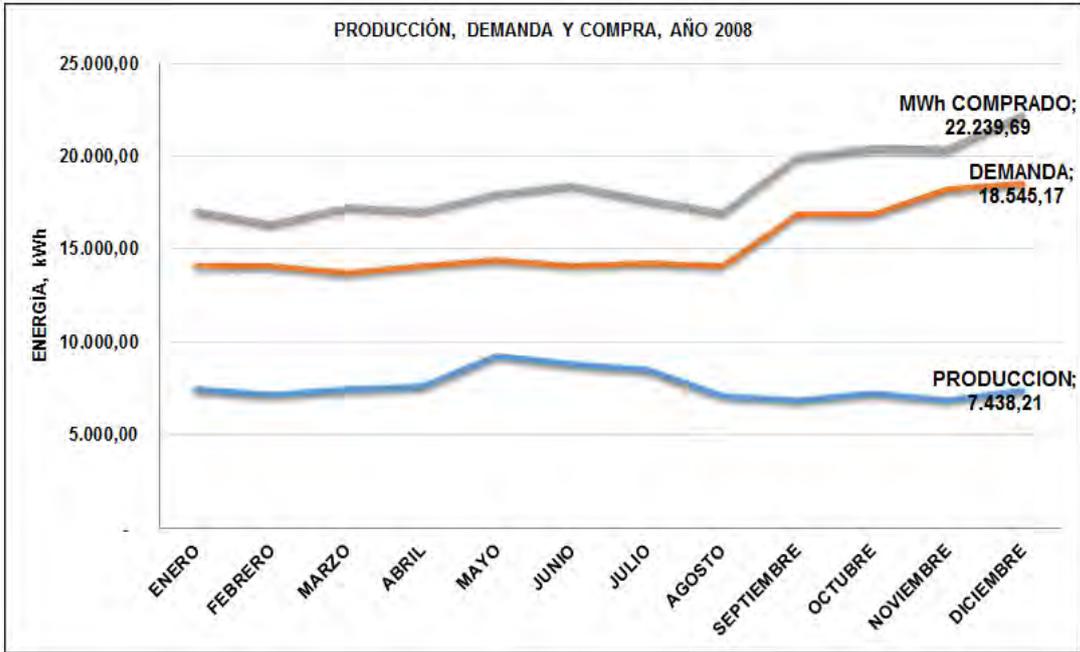


Figura 15. Producción, demanda y compra de energía, año 2008.

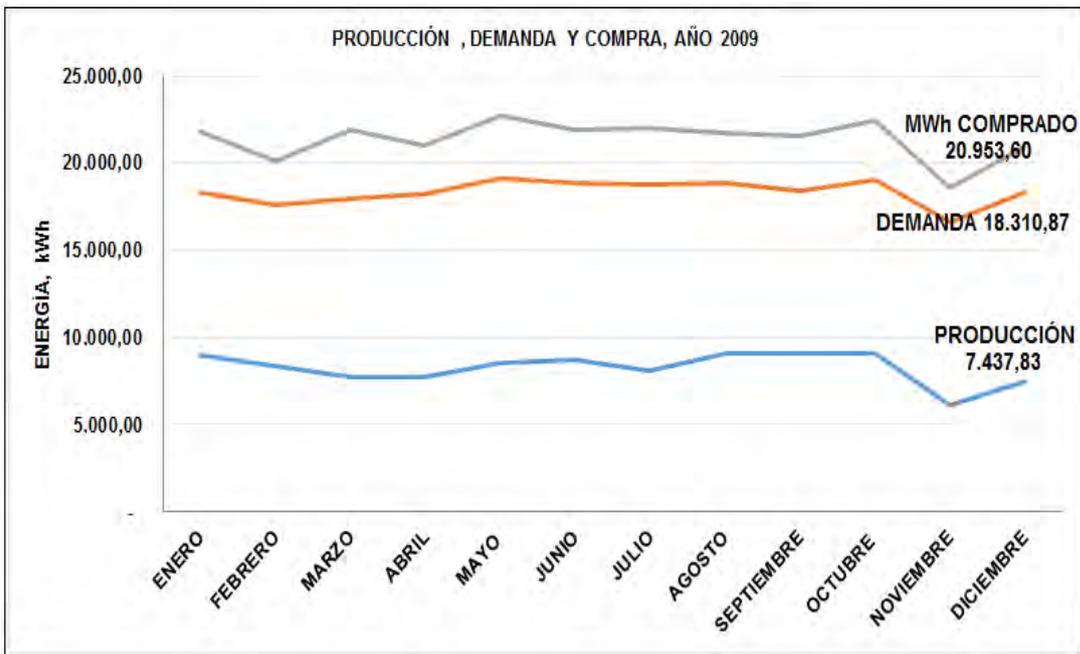


Figura 16. Producción, demanda y compra de energía, año 2009.

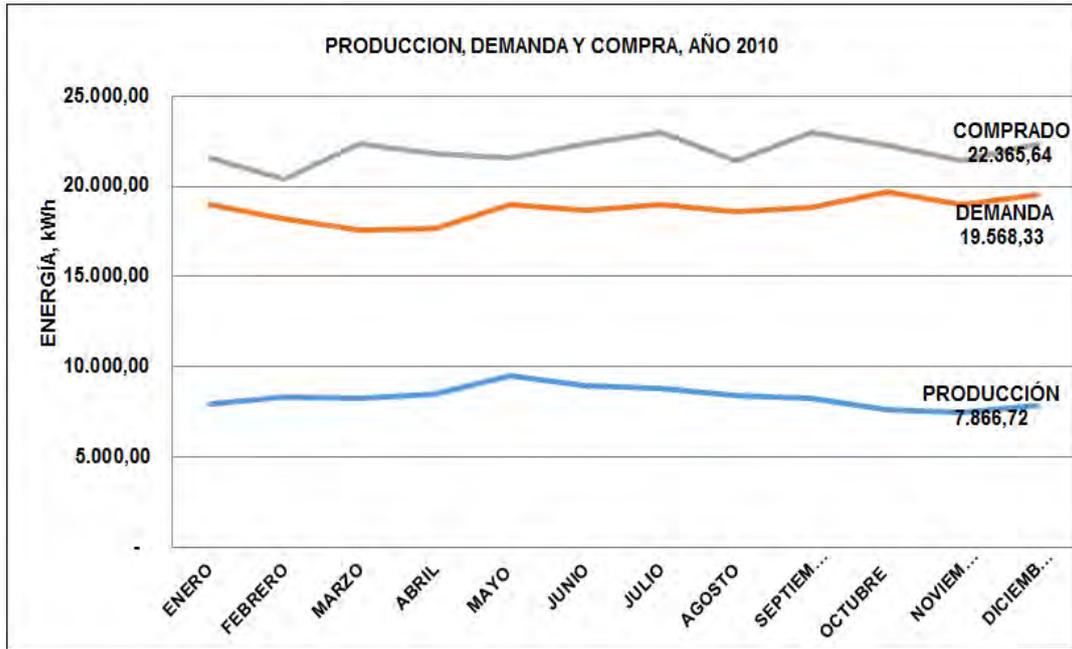


Figura 17. Producción, demanda y compra de energía, año 2010.

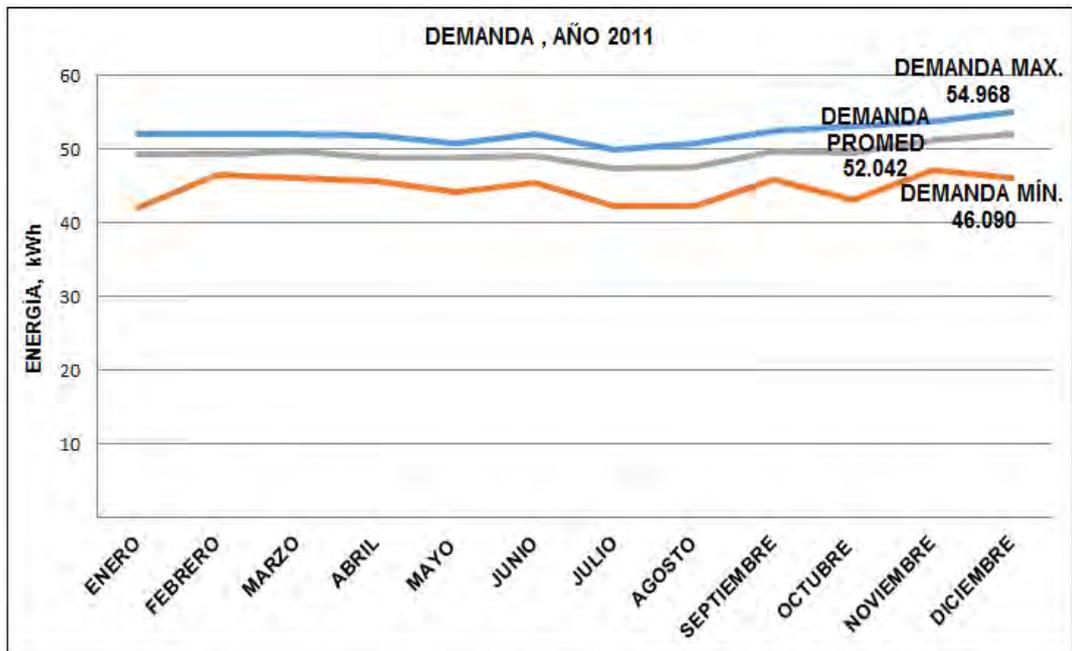


Figura 18. Demanda de energía, año 2011.

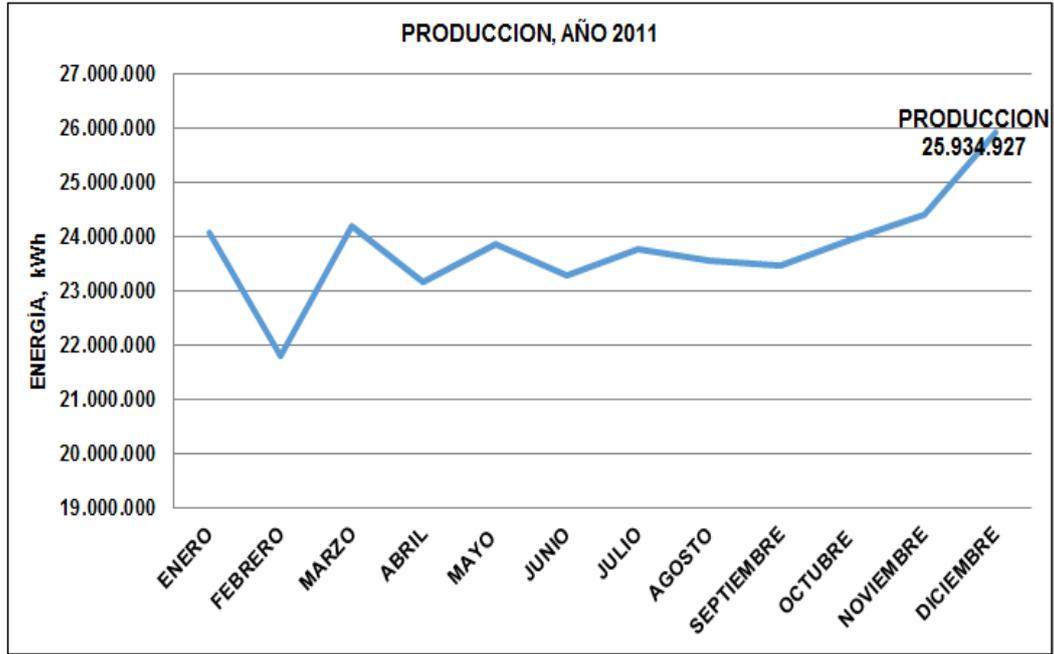


Figura 19. Producción, de energía, año 2011.

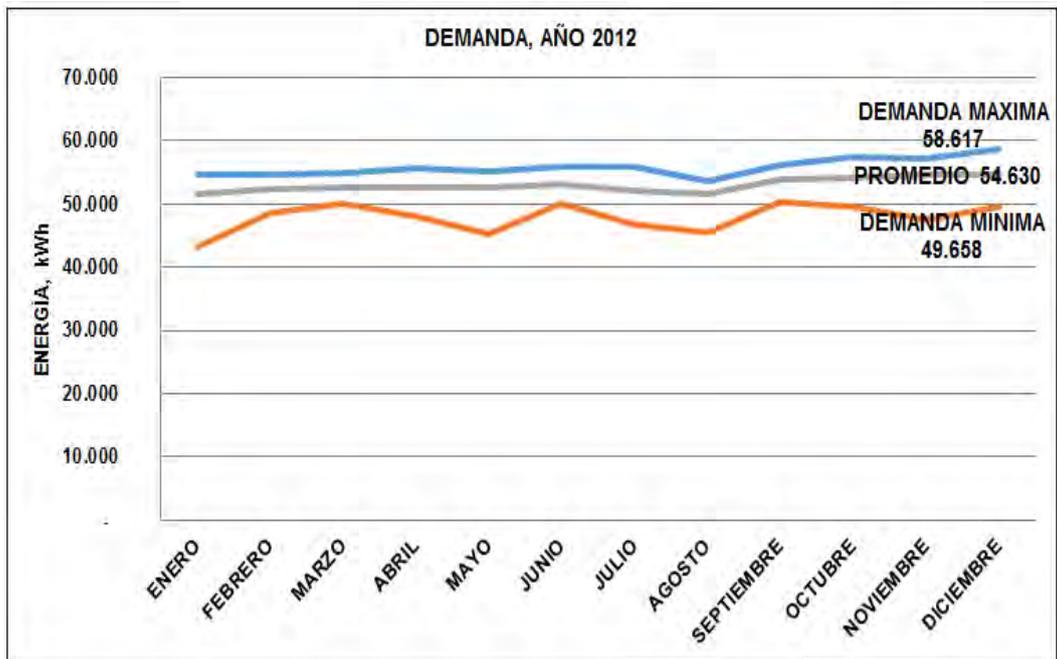


Figura 20. Demanda, de energía, año 2012.

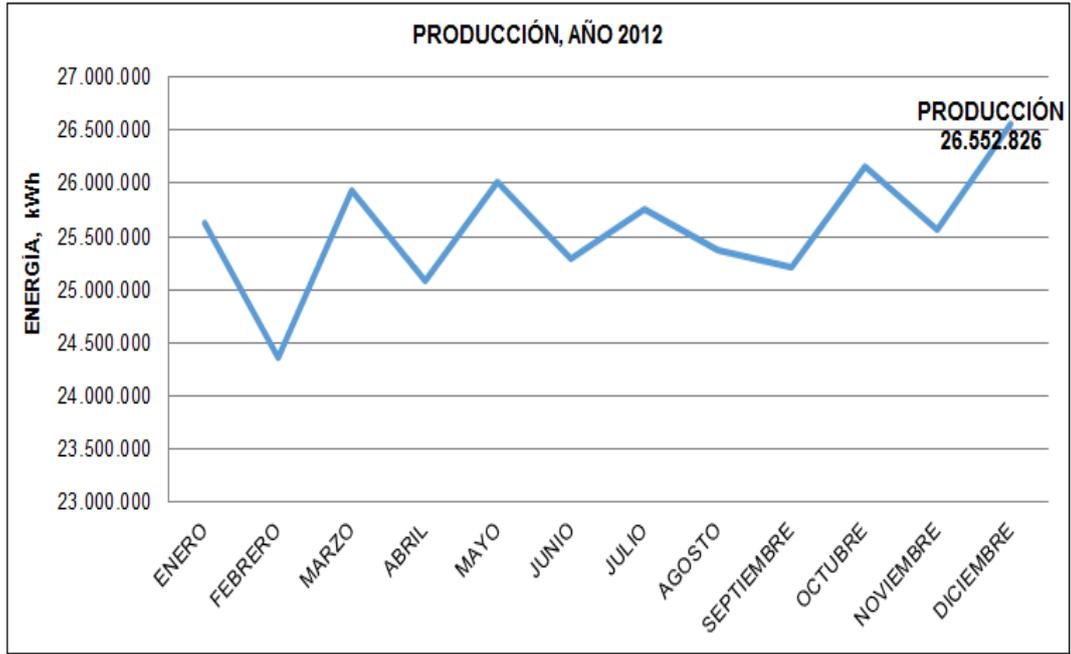


Figura 21. Producción, de energía, año 2012.

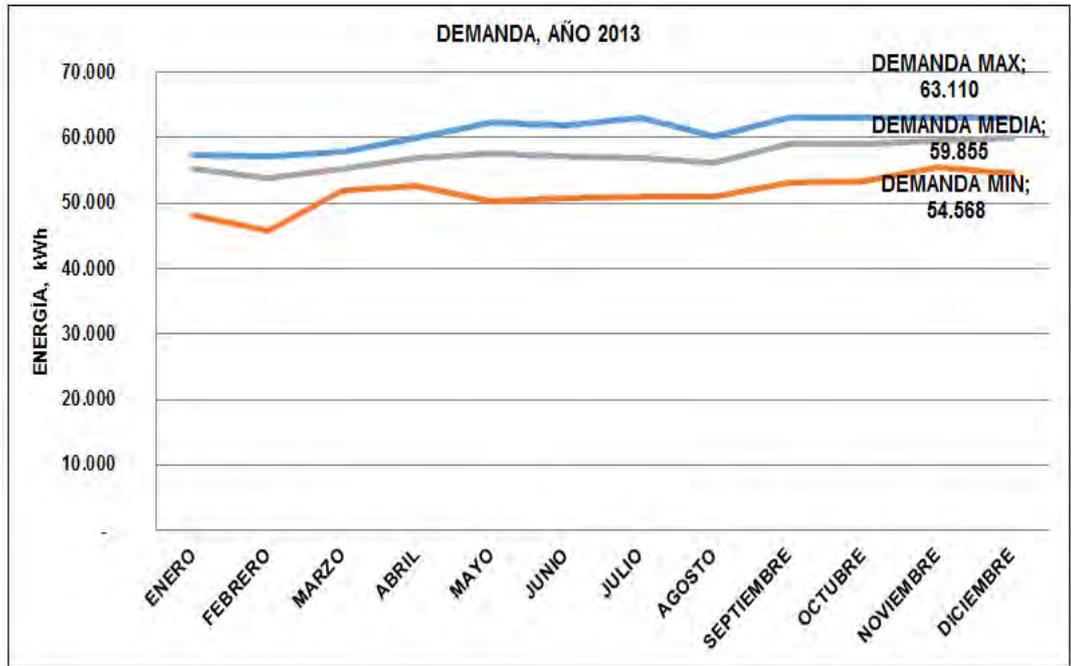


Figura 22. Demanda, de energía, año 2013

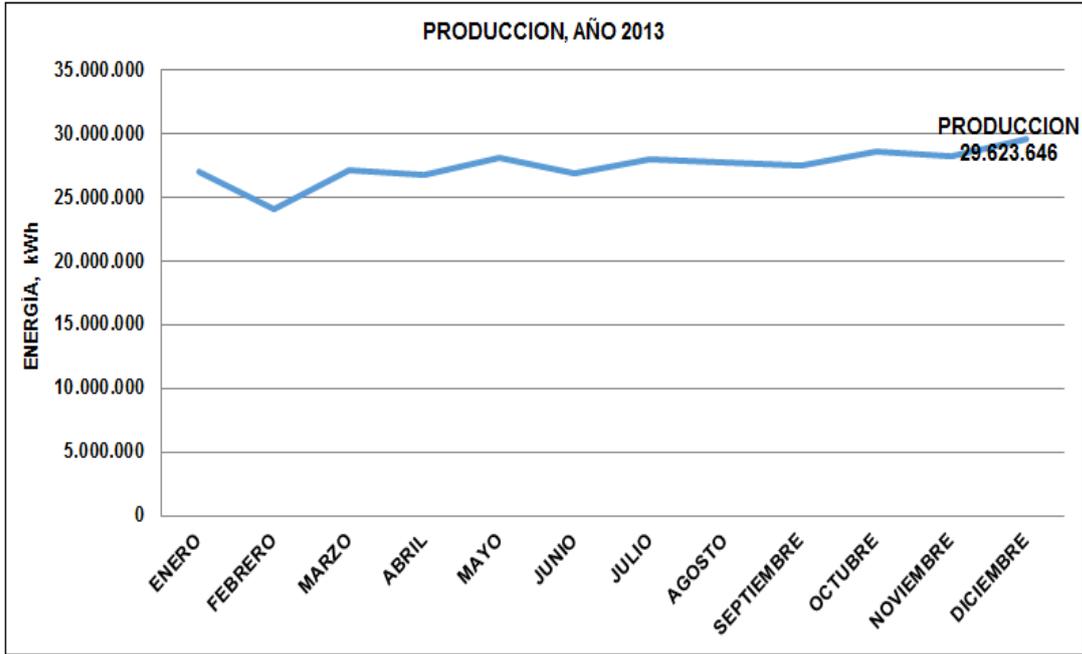


Figura 23. Producción, de energía, año 2013.

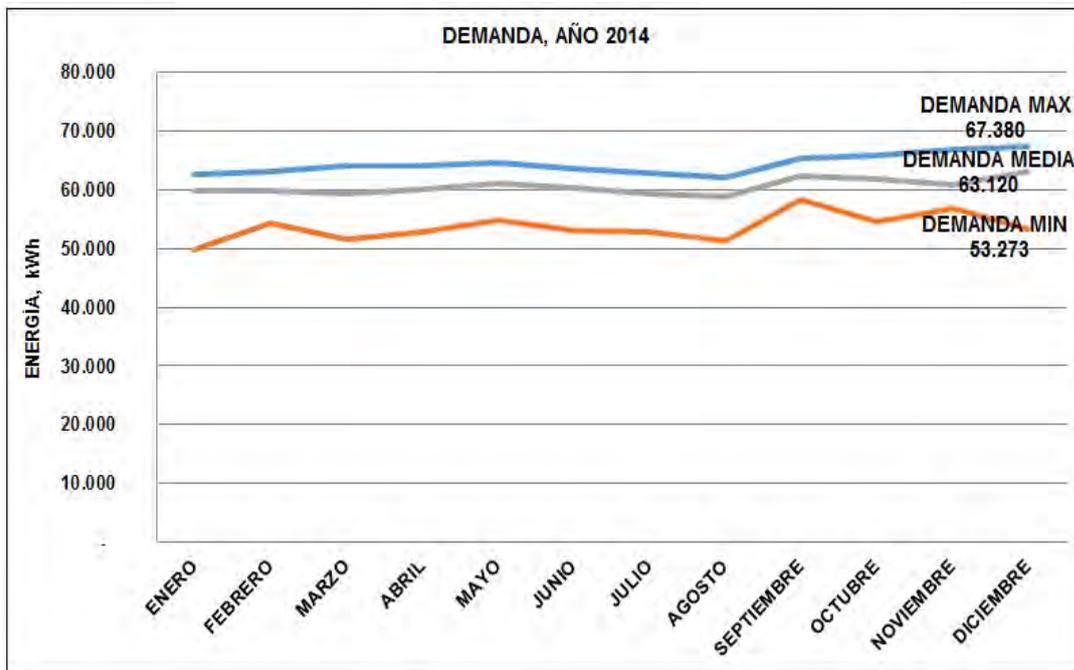


Figura 24. Demanda, de energía, año 2014.

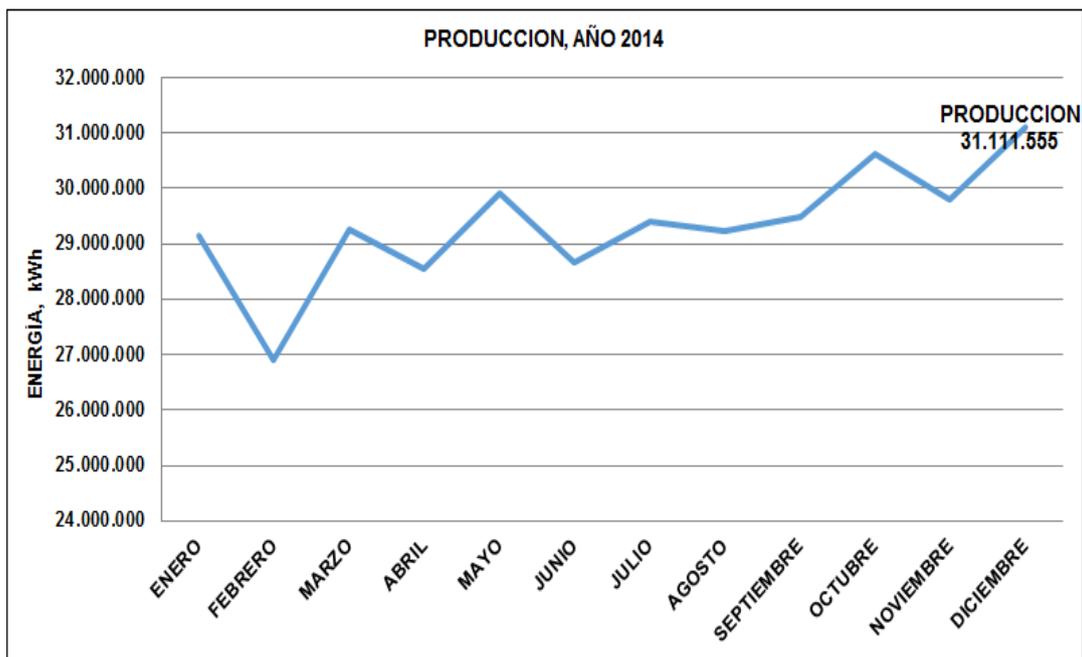


Figura 25. Producción, de energía, año 2014.

Por lo tanto, el estudio del proyecto consiste satisfacer la demanda de energía eléctrica utilizando las Energías renovables que dispone la provincia.

Para satisfacer esta demanda de energía en la Provincia se realizó un proyecto sobre el Estudio del potencial Energético eólico con la finalidad de ubicar emplazamientos para construir parques aerogeneradores.

El uso de las energías renovables requiere un estudio de su potencial, previo de modo que se pueda establecer su viabilidad técnico-económica y ser de interés tanto para el estado como para el inversionista privado.

Parte de los estudios preliminares que se realizó los primeros meses de los años 2014-2015, quedaron plasmados en las zonas eólicas que muestra la figura 29. Estas zonas fueron obtenidas mediante la evaluación de los datos de viento de las cinco estaciones, las cuales se encuentran localizadas en los cantones de la Provincia de Chimborazo y considerando que la Información sobre la localización del anemómetro, la altura en estas estaciones alrededor de 10 m, la

altura estándar del anemómetro según la Organización Meteorológica Mundial [Rohatgi, J. S, 2004]. En las zonas de la figura 29, se indican los lugares donde se realizarán los emplazamientos eólicos. Las figuras 26-29 muestran cada una de las zonas, donde se realiza el estudio del potencial energético de viento. Las definiciones estándar del viento usadas actualmente en USA, se muestran en la tabla 10.

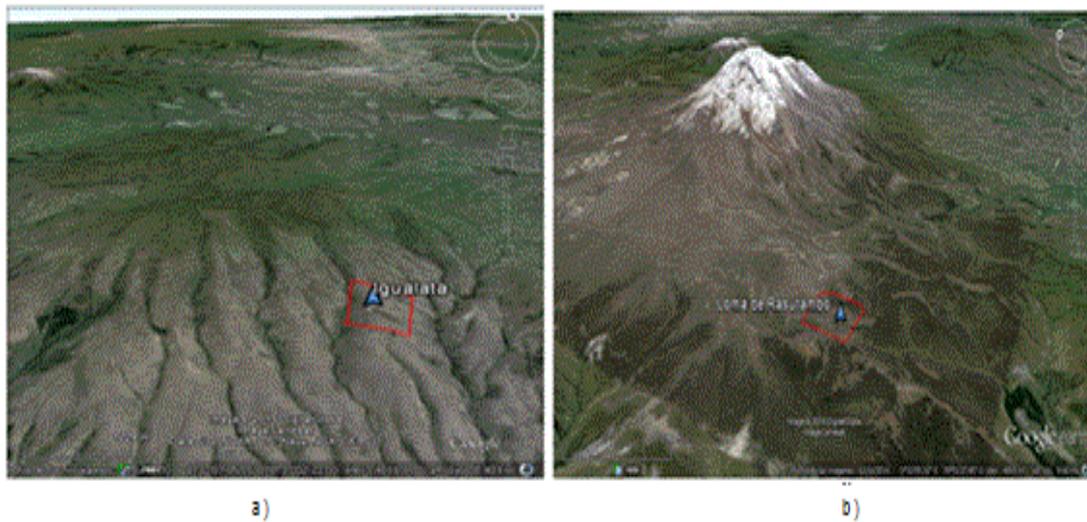


Figura 26. Fotos de los mapas preliminares del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador: a) San José de Iguazata; b) Loma de Rasutambo. Fuente: Google earth.

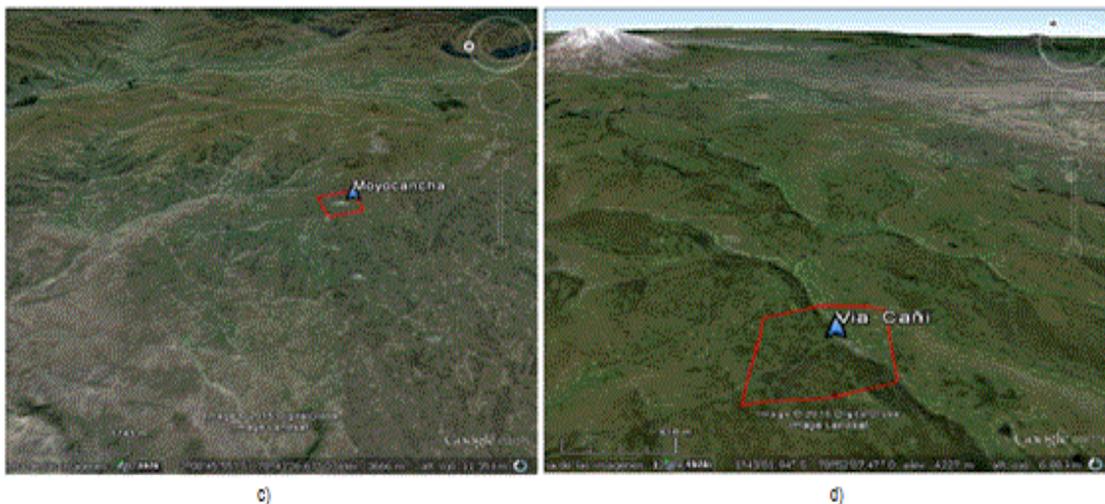


Figura 27. Fotos de los mapas preliminares del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador: c) Aña Muyocancha; d) Páramo de Navag- Rumignokiana – Cañi Fuente: Google earth.



e)

Figura 28. Fotos de los mapas preliminares del recurso eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador: e). San José de Chocón.

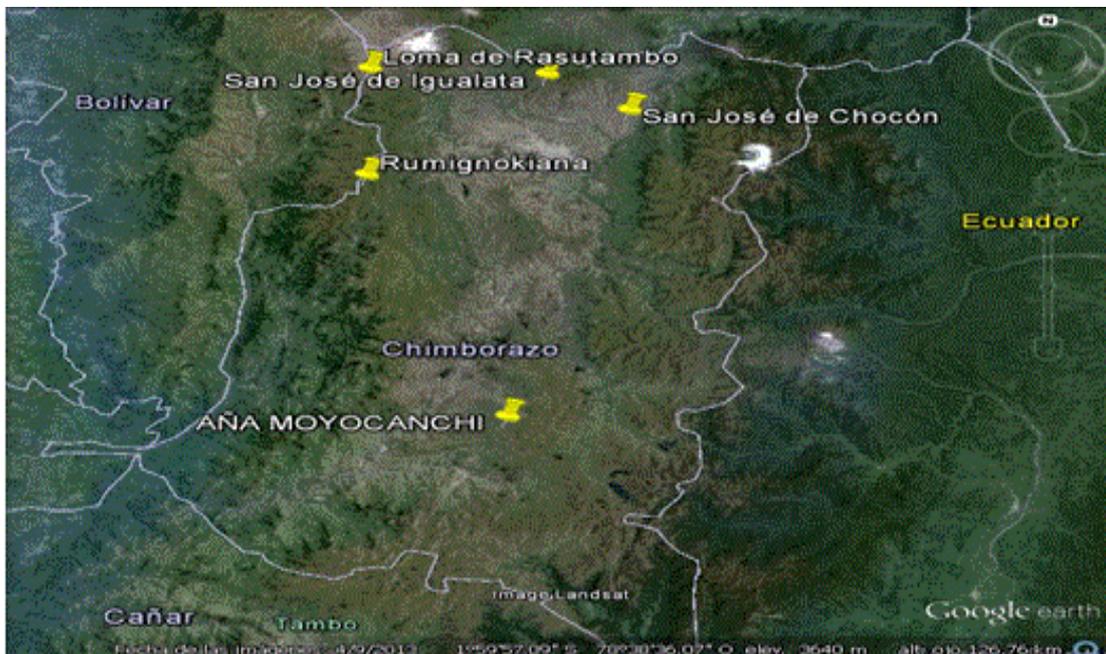


Figura 29. Mapa de Zonas de aprovechamiento del potencial eólico para la generación de electricidad en Ecuador. Fuente: Google earth.

Tabla 10. Definiciones estándar y clases de viento utilizadas en USA.

Clase	A 30 m de altura		A 50 m de altura	
	Velocidad del viento,	Potencia del viento	Velocidad del viento,	Potencia del viento
	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
1	0-5,1	0-160	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

## 2.7 Conclusiones

Las energías renovables convencionales y no convencionales representan un porcentaje bajo en la matriz energética del mundo y en la de la mayoría de países. La preocupación por tener una atmósfera limpia de contaminación es cada vez mayor, sin embargo es notorio que a pesar de que el petróleo al quemarlo emite contaminante a la atmósfera, seguirá siendo por mucho tiempo el principal elemento utilizado para obtener calor para distintas actividades y energía eléctrica. También el uso de otros combustibles como el carbón y el gas seguirán en uso masivo en algunos países durante varios años y décadas. Ya son bastantes los países desarrollados y en vías de desarrollo que desde hace pocas décadas han estado avanzando formalmente en el empleo de energías renovables, y concretamente usando las ERNC, como lo es el viento para producir energía eléctrica.

## CAPÍTULO 3

# ESTIMACIÓN, EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

### 3.1. Introducción

La fuente de energía eólica es el viento, el cual es originado por el desigual calentamiento de la superficie de nuestro planeta, formando movimientos de la masa atmosférica. No es una fuente de energía nueva, lo que sí ha cambiado en el aprovechamiento eólico es la tecnología empleada, los nuevos materiales, la búsqueda de lugares apropiados para situar los parques eólicos, etc., pues en definitiva, los esfuerzos están encaminados en desarrollar soluciones que permitan un mejor aprovechamiento de este tipo de instalaciones [AEEP, 2015]. Estos esfuerzos deben tomar en cuenta la estimación, evaluación y explotación del recurso eólico.

En el desarrollo de este capítulo, en primer lugar se describe la forma de estimar la capacidad de energía que puede ser extraída del viento, los factores a considerar en el cálculo de la potencia instantánea en vatios en un punto seleccionado en una cierta área, continuando con los factores que influyen en la velocidad del viento, las rosas de los vientos, las ecuaciones más usuales para la evaluación matemática del sitio y finalizando el capítulo con el análisis de gráficas y mapas que pueden ser obtenidos a partir de los datos registrados en una estación de monitoreo y que son necesarios para establecer una metodología o técnica para la explotación del recurso eólico en una zona. Se presentan también varios casos de estudio.

El uso de los modelos matemáticos para determinar el potencial eólico de una región incluye estudios previos de monitoreo de la velocidad, dirección, densidad y temperatura del lugar, y un manejo adecuado de datos a fin de elaborar las herramientas que determinen el potencial [Humberto O. P., 2008].

Los perfiles de velocidad del viento, las rosas de vientos y los mapas eólicos de una zona, para un periodo de tiempo establecido, dan la pauta para ver la factibilidad de aprovechar el recurso eólico existente, mediante la instalación de aerogeneradores.

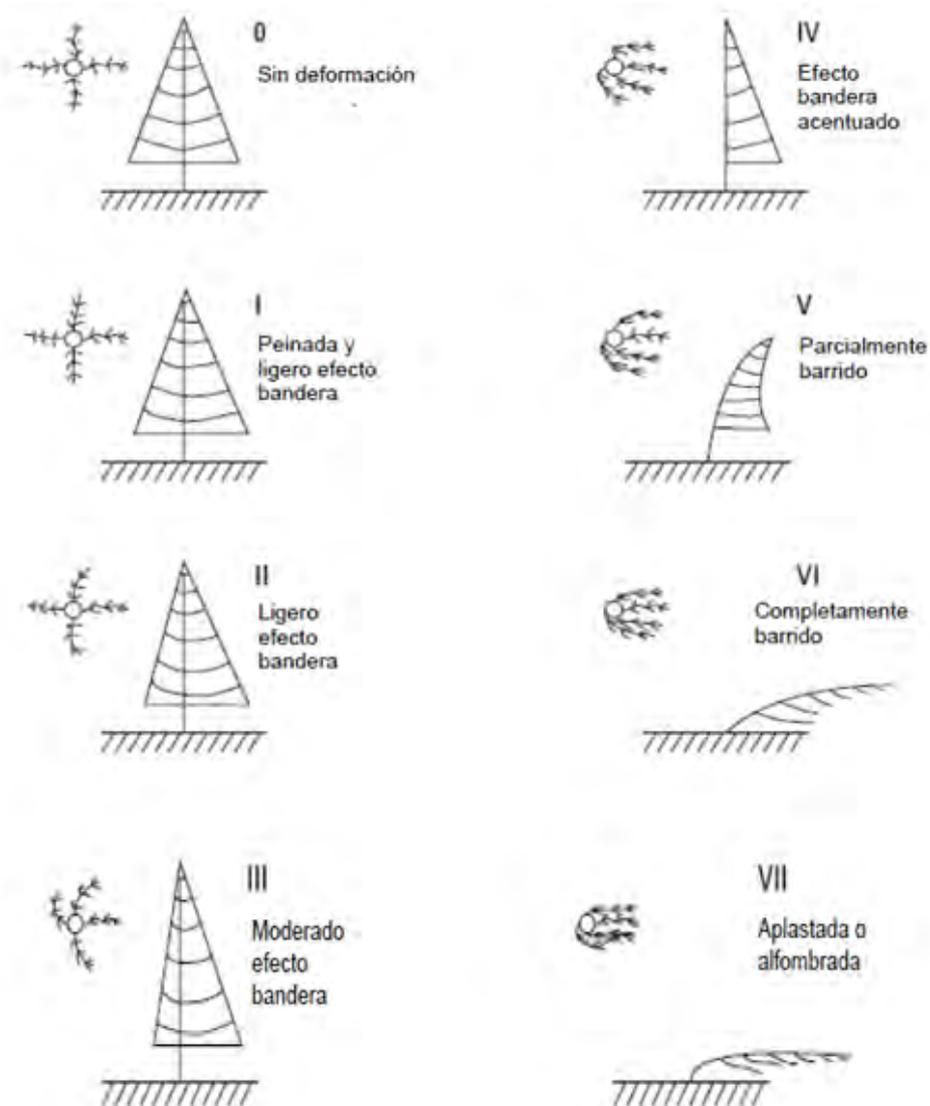
Para la estimación preliminar pueden elaborarse mapas fundamentados en la observación de la naturaleza, es decir, en la inspección visual de indicadores o evidencias físicas, así como con encuestas a los pobladores. Los indicadores a tomar en cuenta son:

- Los indicadores geológicos, como la erosión del viento en una colina o litoral accidentado, se puede apreciar que durante siglos la erosión causada por el viento que estuvo “trabajando” en una dirección en particular [FG, 2009].
- Los indicadores ecológicos del viento, de los cuales los más notables son los que brinda la vegetación. Los árboles y arbustos deformados por la acción del viento son registros muy valiosos de la velocidad y de la dirección del viento dominante. La naturaleza muestra a estimar la velocidad del viento a partir de la deformación del follaje de árboles y arbustos de acuerdo a indicios ecológicos altamente visibles [FG, 2009]. Ver figura 30.

Una vez que se ha analizado las evidencias físicas, es necesario obtener con la mayor precisión posible, los siguientes datos:

1. Datos de viento. Velocidad, dirección, temperatura y altura a la que se realizaron las mediciones de estos parámetros.

2. Datos del lugar. Altura sobre el nivel del mar, coordenadas geográficas, planos de ubicación, plano topográfico de curvas de nivel en formato impreso y en formato electrónico. También es necesario contar, siempre que se pueda, con fotografías del lugar donde se encuentra instalada la estación monitorea y sus alrededores, así como una vista aeroespacial.



Índice de deformación de Griggs-Putnam							
Índice	I	II	III	IV	V	VI	VII
Velocidad m/s	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10

Figura 30. Escala de Griggs-Putnam para estimar la velocidad del viento a partir de la deformación del follaje de árboles y arbustos.

La metodología para la evaluación de datos, consiste en:

- La obtención de los datos de viento mencionados en 1.
  
- Evaluación matemática del sitio, mediante la extrapolación de velocidades de viento a alturas diferentes a las cuales se tomaron los registros.
  
- Obtención de velocidades promedio, rosas de los vientos, densidad de potencia, mediante hojas de cálculo (Excel) y software especializado Windographer.
  
- Cálculo de la producción de energía mensual, estacional o anual.
  
- Análisis de gráficas y mapas.

Con los datos del viento y del lugar se puede elaborar un mapa eólico basado en métodos de simulación mediante un software adecuado, el cual, junto con el mapa de indicadores geológicos y ecológicos del viento pueden ayudar a localizar zonas promisorias, pero solo las mediciones en el lugar del viento, a alturas próximas a la del buje de los aerogeneradores, durante al menos un año, pueden determinar la situación exacta, es decir, la microlocalización óptima del parque.

## 3.2 Potencial eólico

### 3.2.1 Potencia del viento

La determinación del potencial eólico en un sitio o una zona implica la caracterización del clima del viento en ese lugar. Usualmente, salvo raras

excepciones, no se dispone de información meteorológica en los sitios adecuados para explotar el recurso eólico. Por tal motivo, surgen una serie de metodologías destinadas a caracterizar el clima de vientos en el lugar. Entre tales metodologías se destacan la medición en sitio, la metodología denominada Wind Atlas, la aplicación de modelos numéricos, la aplicación de modelos físicos, o bien la aplicación en forma conjunta de ambos [Rodríguez. J.L., 2003].

Entre las metodologías de medición se podría discriminar entre mediciones de corta duración y de larga duración. La medición de corta duración se realiza a lo largo de un período de tiempo suficiente como para caracterizar los diferentes patrones atmosféricos que se registran en el lugar. Luego, a partir de esa medición, correlacionándola con información meteorológica disponible de larga duración, obtenida en alguna estación meteorológica cercana, se deducen series históricas de viento que permitan realizar un estudio de factibilidad de uso de la energía eólica.

La medición de larga duración se refiere a mediciones realizadas a lo largo de por lo menos un año. La selección del tipo de anemómetro y de su ubicación, así como de la estrategia de medición dependerá, principalmente, de las características del terreno, de la etapa en que se encuentra el estudio del potencial eólico y de las dimensiones de los aerogeneradores que se instalarán.

Cuando se caracteriza el potencial eólico en zonas planas es factible la utilización de mástiles de baja altura pues en forma sencilla y confiable puede deducirse la velocidad a la altura deseada aplicando modelos empíricos del tipo analítico. Si el terreno presentara una topografía compleja, entonces la medición debería realizarse a una altura similar a la que tendrían los aerogeneradores a instalar y se debería disponer de un cierto número de sitios de medición, mayor cuanto más complejo resulta el terreno. Esto último, busca identificar comportamientos peculiares producto de la interacción entre la topografía y el viento. Esta metodología de caracterización del clima de vientos resulta

interesante de ser aplicada en etapas avanzadas de la evaluación del potencial eólico o bien en casos de análisis de sitios puntuales, o bien cuando se encuentra operativo el aprovechamiento eólico [Novo.M.R, 2003].

La metodología denominada Wind Atlas se basa en la disponibilidad de mediciones de muy elevada calidad que permitan deducir en forma precisa el viento a la altura geostrófica (borde superior de la capa límite atmosférica) utilizando información sobre el tipo de terreno circundante. Luego, de la aplicación de la ley de geostrófico constante y del conocimiento que se disponga del terreno en el sitio de interés se deduce la velocidad del viento a la altura deseada. La aplicación de esta metodología presenta fuertes restricciones en zonas de topografías complejas, en zonas donde existen estados termodinámicos de la atmósfera fuertemente estables o inestables y donde no se disponga de datos de la debida calidad [Risø DTU, 2015].

Entre las metodologías numéricas se identifican la aplicación de modelos de conservación de masa, soluciones particulares del flujo en situaciones especiales y la modelación de flujos turbulentos. En la medida que se hace compleja la topografía se hace difícil de aplicar las metodologías aproximadas y aumentan los requerimientos de la computadora necesaria para realizar el cálculo.

La modelación física permite describir en forma acabada el flujo alrededor de zonas de topografía compleja, pero requiere de datos de campo que permitan deducir los valores de velocidad en los sitios que se analicen, pues en el modelo físico sólo pueden ser deducidos valores relativos referidos a valores de velocidad de referencia [Humberto O. P.,2008].

Respecto a las técnicas anidadas utilizan diferentes herramientas que permiten resolver el flujo a diferentes escalas. A modo de ejemplo, un modelo numérico de conservación de masa permite resolver el flujo a meso escala meteorológica,

mientras que un modelo físico lo hace a la micro escala meteorológica. Entonces, se corre primero el modelo numérico y su salida se utiliza como condición de frontera del modelo físico. Esta metodología tiene como ventaja que, además de permitir describir el flujo tanto a través de los valores medios como fluctuantes, posibilita cubrir grandes superficies sin que se deban realizar mediciones.

El potencial eólico que se dispone en un sitio depende de diversos aspectos entre los cuales se destacan la permanencia de estados atmosféricos con velocidades de viento elevadas asociados, la topografía, la rugosidad del terreno circundante al sitio, los estados termodinámicos de la atmósfera y la altitud sobre el nivel del mar.

Estas diferentes determinantes fijan los factores meteorológicos más significativos desde el punto de vista energético como son la velocidad y dirección del viento, los niveles y escalas de la turbulencia, y la temperatura y presión atmosférica [Novo.M.R, 2003].

La energía cinética de una masa u objeto  $m$  en movimiento, y con una velocidad  $v$  se describe por:

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (\text{Julios}) \quad (3.1)$$

Entonces, si la potencia es la energía por unidad de tiempo  $t$ , se tendrá:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} m \frac{v^2}{t} \quad (\text{Vatios}) \quad (3.2)$$

Pero también se debe considerar que la densidad de la materia  $\rho$  está dada por la masa entre su volumen  $V$ , es decir:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (\text{kg/m}^3) \quad (3.3)$$

Despejando la masa, se tiene

$$m = \rho V \quad (\text{kg}) \quad (3.4)$$

A su vez el volumen se puede interpretar como un área  $A$  por unidad de longitud  $l$ ,

$$V = Al \quad (\text{m}^3) \quad (3.5)$$

Entonces, sustituyendo las ecuaciones (3.3), (3.4) y (3.5) en la ecuación (3.1) se obtendrá:

$$P = \frac{1}{2} \rho A \frac{l}{t} v^2 \quad (\text{Vatios}) \quad (3.6)$$

Pero una distancia recorrida en un tiempo representa una velocidad ( $v = l/t$ ), por lo tanto,

$$P = \frac{1}{2} \rho A v v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Vatios}) \quad (3.7)$$

El flujo de potencia disponible en las masas de aire en movimiento respecto a la superficie terrestre se expresa de acuerdo a la ecuación (3.1) como:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Vatios}) \quad (3.8)$$

En la ecuación (3.8)  $\rho$  es la densidad del aire,  $\text{kg/m}^3$ ;  $A$  es el área de la superficie que atraviesa la corriente de aire  $\text{m}^2$ , y  $v$  es la velocidad media del viento,  $\text{m/s}$ .

La determinación de la densidad atmosférica implica, básicamente, conocer la temperatura y presión ambientes suponiendo que el aire se comporta como un gas perfecto.

La magnitud más relevante en la caracterización del recurso eólico en un sitio es la velocidad media del viento. Este parámetro puede presentar importantes variaciones temporales y espaciales.

Las variaciones temporales presentan diversas escalas dependiendo del tipo de factor meteorológico a que se asocian.

De la ecuación (3.1) la densidad de potencia puede ser expresada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (\text{Vatios}) \dots \dots \dots \quad (3.9)$$

Aplicado lo anterior a la potencia que se puede obtener de un flujo de aire que incide en un área específica circular A y con un diámetro D en metro ( $A = \pi D^2/4$ ), se tiene que:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{D^2}{4} v^3 \quad (\text{Vatios}) \dots \dots \dots (3.10)$$

Donde, en este caso  $\rho$  es la densidad del aire en el punto a tratar, cuyo valor, es por ejemplo de 1,225 kg/m<sup>3</sup> a 15°C y a una presión de 1 atm [Masters, G, 2004]

Para alturas diferentes a la del nivel del mar, la densidad puede ser calculada por la ecuación:

$$\rho = \rho_0 e^{-\left\{ \frac{0.297 Hm}{3048} \right\}} \quad (3.11)$$

Donde  $\rho_0$  es la densidad a nivel del mar en  $\text{kg/m}^3$  y  $H_m$  es la altura del sitio en metros. Esta ecuación es válida hasta una altura sobre el nivel del mar de 6.000 m [Patel.M.R, 2006]. También es usual encontrar la ecuación (3.4) en forma más simple como:

$$\rho = \rho_0 - (1,194 * 10^{-4} H_m)$$

(3.12)

En la literatura existen tablas que proporcionan valores de la densidad del aire para diferentes temperaturas y diferentes altitudes. La tabla 10 es una de las más usadas. La tabla 11 se obtiene mediante la ecuación (3.12).

En la literatura consultada se pueden encontrar expresiones para calcular la potencia aproximada obtenida del viento. Un ejemplo es la siguiente fórmula:

$$P = 2,46 * 10^{-3} D^3 v^3$$

(3.13) (Vatios)

Donde  $D$  es el diámetro del aspa en pies y  $v$  es la velocidad del viento en millas por hora [Fernández, 2000], lo cual da una idea de cuáles son los principales factores a considerar en el diseño de un generador eólico. El factor  $2,46 \cdot 10^{-3}$  dado en la ecuación (3.13), es un valor que considera la densidad del aire, la cual varía de un lugar a otro pues debe tomarse en cuenta la temperatura, la altura sobre el nivel del mar y la altura de instalación del aerogenerador. Esta ecuación se usa para cálculos aproximados y rápidos.

Tabla 11. Valores de la densidad del aire seco a una presión de 1atm, para diferentes temperaturas.

Temperatura °C	Temperatura °K	Densidad ( $\rho$ ) kg/m <sup>3</sup>	Relación de densidad $K_T$
-15	5.0	1.368	1.12
-10	14.0	1.342	1.10
-5	23.	1.317	1.07
0	32.0	1.293	1.05
5	41.0	1.269	1.04
10	50.0	1.247	1.02
15	59.0	1.225	1.00
20	68.0	1.204	0.98
25	77.0	1.184	0.97
30	86.0	1.165	0.95
35	95.0	1.146	0.94
40	10.4	1.127	0.92

Nota: la relación de densidad  $K_T$  es la relación entre la densidad a T temperatura y la densidad a 15°C.

Tabla 12. Valores de la densidad del aire seco a 15oC a diferentes alturas, obtenidas con la ecuación (3.5)

	Altitud $H_m$ , (metros)	Densidad $\rho$ ( kg/m <sup>3</sup> )	Altitud, $H_m$ (metros)	Densidad $\rho$ ( kg/m <sup>3</sup> )
1	0	1.225	1600	1.034
2	200	1.201	1800	1.010
3	400	1.177	2000	0.986
4	600	1.153	2200	0.962
5	800	1.129	2400	0.938
6	1000	1.106	2600	0.915
7	1200	1.082	2800	0.867
8	1400	1.058	3000	0.867

De la ecuación (3.9) la densidad de potencia del viento puede ser calculada para diferentes velocidades. Para una densidad relativa del aire  $\rho = 1,0 \text{ kg/m}^3$ , la

tabla 12 presenta la densidad de potencia instantánea para varios valores de velocidad instantánea.

Esta velocidad instantánea debe considerarse sólo como un dato que ayude a proporcionar un estimado de potencia o densidad de potencia eléctrica, para una velocidad del viento que pueda presentarse en el lugar, como sería el ejemplo presentado en la tabla 12, donde para una velocidad instantánea de 10 m/s correspondería una densidad de potencia de 500 W/m<sup>2</sup>.

Tabla 13. Relación entre la velocidad del viento y su densidad de Potencia eléctrica extraíble correspondiente.

Velocidad del viento m/s	Densidad de Potencia w/m <sup>2</sup>
0	0
5	62,50
10	500,00
15	1687,50
20	4000,00
25	7812,50
30	13500,00

Ejemplo:

$$\frac{P_{inst}}{A} = \frac{1}{2} \rho (v^3)_{inst} = \frac{1}{2} (1.0)(10^3) = 500 \left[ \frac{w}{m^2} \right]$$

### 3.2.2 Máxima eficiencia de un sistema de conversión

No toda la energía del viento puede ser aprovechada a través de la turbina, bajo esta consideración la potencia entregada por un sistema de conversión de energía eólica puede ser expresada mediante la ecuación

$$P_u = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \eta_m \eta_t \quad (\text{Vatios}) \quad (3.14)$$

Donde  $P_u$  es la potencia útil que suministra la máquina que es accionada por la eólica (potencia eléctrica que suministra el alternador,  $C_p$  es la eficiencia de captación o de potencia del rotor,  $\eta_m$  es la eficiencia de la máquina accionada por la eólica (generador eléctrico o bomba hidráulica),  $\eta_t$  es el rendimiento de la caja multiplicadora o de la transmisión [Fernández, 2000].

Esta eficiencia de captación del rotor es el resultado de considerar que desafortunadamente no toda la energía del viento puede ser captada por el rotor, pues la velocidad de salida del rotor no puede ser reducida a cero, pues esto significaría que no estaría fluyendo a través de la turbina.

Por lo cual la máxima eficiencia teórica de un rotor, es decir, su  $C_p$  es igual a  $16/27 = 0,593$ . A este factor de 0,593 se le conoce como Eficiencia de Betz o Ley de Betz [Villarubia. M, 2004] [Rodríguez J. L, 2003]. En la práctica esta eficiencia tiene valores en el rango de 45 a 50%, por lo que la eficiencia global de un sistema puede ser del orden de 46% ( $\eta_g = C_p \eta_m \eta_t$ ), ya que existen más pérdidas en otros subsistemas, tales como caja de engranes y generador.

### 3.3 Factores que influyen en la velocidad del viento

Experimentalmente se ha comprobado que a una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre influye muy poco sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre [FG, 2009].

La topografía local y los patrones climáticos son factores predominantes que influyen tanto en la velocidad del viento como en la disponibilidad de viento. Las diferencias en altitud pueden producir efectos térmicos. Por lo general, la velocidad del viento aumenta con la altitud, por lo que las colinas y montañas

pueden ser zonas de alta velocidad del viento en la capa atmosférica. También se presentan una aceleración de los flujos de viento alrededor o sobre las colinas y el efecto sifón o embudo cuando el viento fluye a través de barrancos o a lo largo de valles estrechos. Por otra parte, los obstáculos artificiales pueden afectar los flujos de viento. En resumen, hay dos factores bien definidos que afectan a la velocidad del viento: Los factores ambientales, que incluyen la orografía del terreno, temperatura, vegetación natural, cultivos, estación del año, etc., y los factores artificiales que van desde estructuras artificiales hasta los obstáculos permanentes y temporales, tales como edificios, casas, vallas y chimeneas.

Los obstáculos topográficos naturales o artificiales perturban el régimen laminar del viento, sobre todo en las capas más bajas, pues al encontrar un obstáculo el viento es desviado vertical y horizontalmente y, debido a la concentración del flujo laminar, aumenta en la parte superior y disminuye en la parte inferior. En las ciudades se produce una situación diferenciada de las condiciones generales del entorno y se puede llegar a tener el efecto llamado “isla de calor” lo cual produce vientos locales. Esta es la razón por la que muchas mediciones eólicas de referencia tomadas en los centros de meteorología urbanos, no son útiles para poder predecir comportamientos en otras zonas relativamente cercanas, pero fuera de la ciudad [Escudero. J.M, 2004].

### 3.4 Cálculo de velocidades del viento para varias alturas

Debido a que las mediciones preliminares generalmente se realizan a 10 metros [Rodríguez. J.L, 2003] aunque hay casos en que se realizan a menores alturas originalmente con otros fines, tal como monitoreo agrícola, la técnica comúnmente usada para estimar velocidades a mayores alturas es extrapolar los valores obtenidos y de esta manera construir el perfil de velocidad del viento del sitio. Este perfil es la representación de las variaciones de la velocidad del viento de acuerdo con la altura o la distancia del sitio. Estos perfiles se pueden construir

con muchas mediciones a diferentes alturas o mediante el uso de fórmulas o expresiones matemáticas que se han desarrollado por investigadores del tema.

En las figuras Anexo. 2, se comparan los perfiles de viento obtenidos mediante mediciones de la velocidad del viento a diferentes alturas, en la estación de medición de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo durante un período de cuatro meses y en ella se puede ver una muestra de las variaciones del perfil en el mes en cuestión [Heier. S, 2006]. Se ha observado también que, por lo general, el perfil de viento se repite año tras año.

Hay diversas expresiones teóricas para la determinación del perfil de velocidad del viento. El método de Monin-Obukhov es el más ampliamente utilizado para describir la velocidad  $v$  del viento con respecto a una altura  $z$ , y está dado por la ecuación.

$$v(z) = \frac{v_f}{K} \left[ \ln \frac{z}{z_0} - \xi \left( \frac{z}{L} \right) \right] \quad (3.15)$$

Donde  $z$  es la altura,  $v_f$  es la velocidad de fricción,  $K$  es la constante de Von Karman (normalmente se asume como 0,4),  $z_0$  es la longitud de la rugosidad del terreno,  $L$  es un factor de escala llamado la longitud de Monin Obukov y  $\xi(z/L)$  es una función determinada por la radiación solar neta en el sitio. Es importante notar que esta ecuación aplica para tiempos cortos (por ejemplo un minuto) de velocidades promedio y no para promedios mensuales o anuales. Ha resultado satisfactoria para los estudios detallados en ciertos sitios críticos, sin embargo, este método es difícil de utilizar para los estudios de ingeniería en general. Esto ha llevado a algunos investigadores a buscar expresiones más simples que puedan dar resultados satisfactorios, aun cuando no sean teóricamente exactos [Colmenar. A, 1998].

La más utilizada de estas expresiones y más simple es la ley exponencial de Hellman que relaciona las lecturas de velocidad del viento a dos alturas diferentes y se expresa por:

$$\frac{v}{v_0} = \left[ \frac{H}{H_0} \right]^\alpha \quad (3.16)$$

En la cual,  $v$  es la velocidad (m/s), a la altura  $H$  (m),  $v_0$  la velocidad a la altura  $H_0$  (frecuentemente referida a una altura de 10 m) y  $\alpha$  es el coeficiente de fricción o exponente de Hellman. Este coeficiente está en función de la topografía del terreno sobre el cual se está midiendo la velocidad del viento, frecuentemente se toma como un valor de 1/7 para terrenos abiertos. [Masters, G, 2004]. Sin embargo hay que tomar en cuenta que puede variar para un mismo sitio desde un valor de 1/7 durante el día hasta 1/2 durante la noche. A esta última ecuación también se le conoce como la ley de potencia y cuando se toma un valor del coeficiente de fricción igual a 1/7, se le conoce como la ley de potencia de un séptimo [Villarrubia. M, 2004].

El coeficiente de fricción  $\alpha$  es determinado empíricamente y la ecuación puede ser usada para ajustar datos razonablemente bien en el rango de 10 hasta 100-150 metros si no hay obstáculos significativos en el terreno. El exponente  $\alpha$  varía con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura, como se ha comprobado en análisis realizados en varias partes del mundo [Jaramillo. O, 2004]. La tabla 14 muestra los valores del exponente de Hellmann, para diferentes tipos de terreno que, en cada caso, se dan en función de la rugosidad del terreno [Patel.M.R, 2006].

Tabla 14. Coeficiente de fricción  $\alpha$  para diferentes tipos de terreno [Patel.M.R, 2006].

Tipo de terreno	Coeficiente de fricción, $\alpha$
Lagos, océano, superficie y tierra dura	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Cuando se usa un coeficiente de fricción  $\alpha = 1/7$  (0,14) en la ecuación (3.9), el cambio de la velocidad del viento con respecto a la altura puede apreciarse en la gráfica de la figura 31. Se puede observar claramente que a mayor altura, la velocidad del viento aumenta.

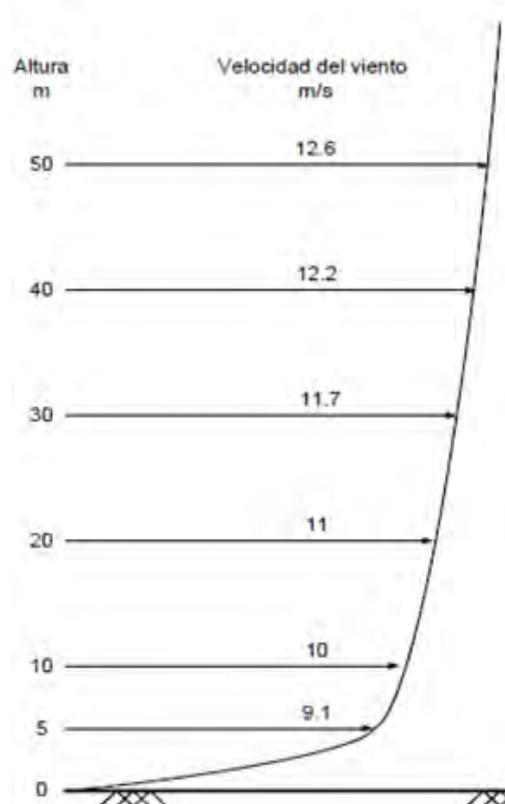


Figura 31. Perfil de velocidad del viento para un coeficiente de fricción  $\alpha = 1/7$ , tomando como base una altura de 10 m y una velocidad de 10 m/s.

Otra fórmula, conocida como la ley del perfil logarítmico del viento, la cual es ampliamente usada en Europa, es la siguiente:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln(H/z_0)}{\ln(H_0/z_0)} \quad (3.17)$$

Donde se utiliza un coeficiente de longitud de rugosidad  $z_0$  el cual está dado en metros, y depende básicamente del tipo de terreno, espaciamiento y altura de rugosidades (agua, pasto, etc.) y tiene valores desde 0,0002 hasta 1,6 o incluso hasta 3,0 (tablas 15 y 16). Los valores pueden ser encontrados en la literatura común [FG, 2009, y otros]. Además, de la rugosidad de la tierra, estos valores dependen de varios factores: pueden variar durante el día y por la noche e incluso durante el año. Por ejemplo las estaciones de monitoreo pueden estar dentro de tierras de cultivo, y es obvio que la altura y duración de los cultivos van a cambiar durante el año. Sin embargo, una vez que las velocidades se han calculado en otras alturas, las ecuaciones pertinentes se pueden utilizar para el cálculo de la potencia o potencial medio de energía útil a través de diferentes métodos, tales como la distribución de Weibull y Rayleigh [Fadare. D 2008]. El paquete de software especializado para el cálculo de estos datos es conocido como WAsP.

Tabla 15. Clasificación de rugosidad y valores de coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno. [Masters, G, 2004]

Rugosidad clase	Descripción	Longitud de la Rugosidad z, m
0	Superficie de agua	0.0002
1	Terreno agrícola con algo protección contra el viento de más de 1km de distancia de separación	0.0002
2	Áreas abiertas con muy poca protección contra el viento	0.03
3	Distritos urbanos y terreno agrícola con mucha protección contra el viento.	0.1
4	Ciudades grandes o bosques	1.6

Tabla 16. Valores del coeficiente de rugosidad para diversos tipos de terreno  
[Manwell, J. F, 2002]

Tipo de terreno	$Z_0$ (mm)
Muy suave, hielo o lodo	0.01
Mar abierto en calma	0.20
Mar picado	0.50
Superficie de nieve	3.00
Césped	8.00
Pasto quebrado	10.00
Campo preparado para cultivo	30.00
Cultivo	50.00
Pocos árboles	100.00
Varios árboles, hilera de árboles, pocas construcciones	250.00
Bosques, tierras cubiertas con árboles	500.00
Suburbios	1500.00
Centros de ciudades con edificios altos	3000.00

Algo a destacar es que el coeficiente de rugosidad  $z_0$ , para una tierra homogénea, se puede obtener por medio de mediciones en dos alturas diferentes. Una vez que este nuevo  $z_0$  está determinado, es muy sencillo calcular la velocidad a otras alturas y la idealización matemática, por su sencillez, para el perfil de velocidad sería la expresada por la ecuación (3.10), convirtiendo así a los cálculos en una tarea mucho más simple [Sisterson, D. L, 1983].

También es importante considerar que, así como una rosa de los vientos se utiliza para trazar el mapa de la cantidad de energía proveniente de diferentes direcciones, una rosa de rugosidades es a menudo creada para un sitio determinado y donde la rugosidad se especifica para cada sector o dirección de la rosa. Para cada sector se supone el valor de la rugosidad, con el fin de estimar

cómo la velocidad del viento cambia en cada dirección, debido a la variación de la rugosidad del terreno [Colmenar. A, 1998].

Es muy común tomar de las tablas un valor nominal del coeficiente de rugosidad. Sin embargo, al hacer cálculos de este coeficiente o factor cuando se tienen mediciones de viento a diferentes alturas, se puede comprobar que los factores dados en tablas no siempre se cumplen. La literatura común es bastante prolífica en cuanto a los coeficientes de rugosidad utilizados. Las tablas 15, 16 y 17, esta última se muestra a continuación, son las más utilizadas. De estas tablas es fácil notar las diferencias entre ellos, y una buena muestra de esas diferencias es el valor asignado a las ciudades grandes y bosques.

Tabla 17. Clases y longitudes de rugosidad dadas por la Danish Wind Industry Association.

Clase de Rugosidad	Longitud de Rugosidad, (m)	Índice de Energía (%)	Tipo de Paisaje
0	0.0002	100	Superficie de agua
0.5	0.0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej.pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado. Etc
1	0.03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos reguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0.1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos reguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2.5	0.2	31	Terreno agrícola con algunas casas y setos reguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0.4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos reguardantes, bosques y terrenos accidentado y muy desigual.
3.5	0.8	18	Ciudades más grandes con edificios.
4	1.6	13	Ciudades más grandes con edificios altos y rascacielos.

Para poder realizar estimaciones en sitios similares por su cercanía y por sus condiciones ambientales, y tener coeficientes de fricción y rugosidad confiables, se requiere contar con registros de mediciones de velocidad del viento a diferentes alturas de al menos un año. Se obtiene primero el exponente  $\alpha$  para dos diferentes alturas y velocidades. Usando la ecuación (3.9) se obtiene la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{\ln v - \ln v_0}{\ln H - \ln H_0} \quad (3.18)$$

Después al igualar las ecuaciones (3.9) y (3.10) se obtiene el coeficiente de rugosidad  $z_0$ , de la siguiente forma:

$$z_0 = e^{\left(\frac{H_0^\alpha \ln H - H^\alpha \ln H_0}{H_0^\alpha - H^\alpha}\right)} \quad (3.19)$$

De esta manera ambos coeficientes de fricción y de rugosidad se cumplen o coinciden en un punto para dos diferentes mediciones, y entonces se puede representar el perfil de viento correspondiente ya sea para un día, época o año, y para las diferentes direcciones del viento [Rehman, S, 2007].

Existen algunos lugares donde es difícil hacer coincidir estos factores o los resultados parecen erróneos porque arrojan datos no muy confiables, estos lugares pueden ser los que se encuentran en montañas, o en áreas arboladas donde en tal caso conviene hacer las mediciones a varias alturas durante un tiempo razonable, de acuerdo a las recomendaciones nacionales o internacionales.

En 1947, Frost mostró que la ecuación (3.23) con un valor de  $\alpha = 1/7$  describía perfiles atmosféricos de viento bastante bien para alturas entre 1,5 y 122 m durante condiciones casi neutrales (adiabáticas), sin embargo su dato indica que

los valores del coeficiente  $\alpha$  decrecen con el calentamiento desde abajo (condiciones inestables) y aumenta con el enfriamiento de superficie (condiciones estables). Actualmente tales tendencias, en la atmósfera, por debajo de los 10 m, son ilustradas fácilmente mediante la aplicación de relaciones de flujo - gradiente, cuando las características de la superficie y los flujos de momentum y calor son conocidos [Penélope. R, 2005].

### 3.5 Rosas de los vientos

Para la evaluación preliminar del potencial eólico de una región es recomendable obtener la rosa de los vientos. Una rosa de los vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la dirección del viento y una distribución azimutal (ángulo formado por una dirección y el norte magnético) de velocidad del viento en un lugar dado. Consiste de varios círculos concéntricos espaciados igualmente y divididos por líneas en varios sectores o partes iguales, pueden ser 8, 12, o 16, indicando los puntos cardinales (E, ENE, NE, NNE, W, WNW, NW, NNW, ESE, SE, SSE, S, SSW, N, WSW, SW). El atlas eólico europeo indica que deben emplearse 12 sectores, abarcando cada uno  $30^\circ$  del horizonte y generalmente son usadas para representaciones de datos diarios, semanales, mensuales, anuales, y por temporadas. Estas rosas se construyen basándose en observaciones meteorológicas, mediante el uso de un anemómetro que registrará las velocidades y direcciones del viento [FG, 2009] [Villarrubia. M, 2004].

La rosa de los vientos también es utilizada para evaluar la calidad del aire y modelar el comportamiento de los contaminantes de la industria en un región dada, puesto que la dispersión de los contaminantes es mayormente influenciada por el comportamiento del viento, dándose el caso que se genera la mayor concentración de contaminantes en las direcciones con menor frecuencia o presencia de vientos, con la aparente excepción de la orientación [SINAICA, 2009] [Rohatgi, J. S, 2004].

La información de cada rosa de los vientos debe cumplir con lo siguiente:

- Mostrar la frecuencia de ocurrencia y las clases velocidad de los vientos en los 16 sectores de dirección para una localidad y un periodo de tiempo dado. La clasificación más utilizada para el viento es la escala Beaufort. También debe mostrar la identificación de la estación, mes y periodo de registro.
- Indicar el porcentaje de frecuencia de viento en calma.
- Utilizar esquema de colores para categorizar las velocidades del viento.
- Ser exhaustivas, es decir, incluir todos los valores posibles.
- Ser mutuamente excluyentes, esto es, que no exista confusión al momento de ubicar un valor dentro de esas clasificaciones; por lo que no debe existir traslape entre ellas.

### 3.5.1. Cómo se construyen y su interpretación

Existen varios programas que pueden calcular o trazar las rosas de viento, algunos con licencia exclusiva y otros pueden ser usados en línea de Internet, los cuales se pueden usar mientras se esté conectado, por ejemplo el Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), el WRPLOT View, y también se pueden trazar ejecutando Matlab.

En general una rosa de los vientos indica mediante sectores o triángulos la frecuencia relativa de cada una de las 12 o 16 direcciones del viento establecidas, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde o hacia una dirección. Dependiendo del tipo de rosa de los vientos que se esté tratando, sobre el mismo sector (cuña) puede indicarse la velocidad del viento promedio o en

rango, que puede llegar a tenerse en esa dirección, o pueden trazarse otras cuñas sobrepuestas con mayor anchura para indicar esa velocidad [SINAICA, 2009].

En la figura 32 se muestra un ejemplo de la distribución de frecuencia y la rosa de los vientos.

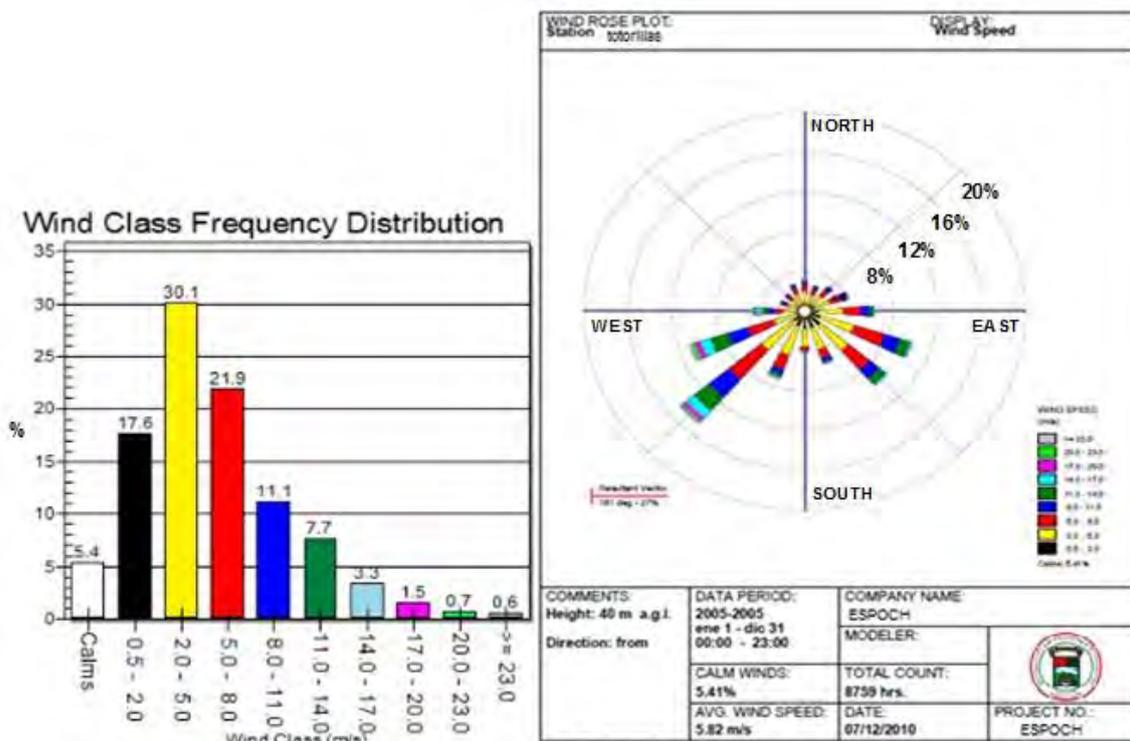


Figura 32. Rosa de los vientos y su distribución de frecuencia, usando WRPLOT View.

Como ejemplo, observando la rosa de los vientos de la figura 32, de 16 direcciones o sectores, en ella se puede apreciar que la mayor parte del tiempo el viento está soplando desde o hacia la dirección WSW, con velocidades que alcanzan hasta más de 23 m/s. Si se suma las frecuencias en cada una de los sectores se obtendrá el 100%, como se muestra en la tabla de distribución de la figura 32. Esta tabla también se podría formar con las horas o número de lecturas que se tomaron para una dirección determinada [Jaramillo, O. A, 2004]

Para completar esto, es muy útil tener una rosa de los vientos en el que cada sector de la rosa posea su respectivo diagrama de Weibull. Un ejemplo de lo anterior es la figura 35 del capítulo 4, ésta muestra la distribución de Weibull y la rosa de los vientos de una zona de La Provincia de Chimborazo.

Las rosas de los vientos sirven para varios propósitos, pero para el caso del análisis de sitios con potencial eólico, se debe tener presente que sólo indica la distribución relativa de las direcciones del viento, y no el nivel real de la velocidad media del viento, sin embargo un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para situar y distribuir aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, lo que se deseará, cuando coloque una turbina eólica en el paisaje, será tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible. La rosa de los vientos es también importante para registrar la dispersión sonora potencial en diferentes direcciones que puede ser causada por los aerogeneradores [DW I, 2015].

Los datos o los modelos eólicos pueden variar de un mes a otro, de un año a otro, y obviamente también variará su contenido energético (normalmente alrededor de un 10%). Por lo tanto, lo más conveniente es tener observaciones de varios años para poder obtener una media confiable. Los proyectistas de grandes parques eólicos cuentan normalmente con un año de medidas locales y utilizan observaciones meteorológicas a largo plazo de las estaciones climáticas cercanas para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo confiable.

## 3.6 Estimación del potencial eólico

### 3.6.1 Uso de modelos matemáticos

El procedimiento para el cálculo de la potencia promedio en vatios (W) o la densidad de potencia promedio en  $W/m^2$  obtenida en un periodo de tiempo

específico, requiere obtener primero la velocidad promedio cada 10 minutos, y luego aplicar la ecuación (3.2), como se puede leer en las referencias [Masters, G, 2004] [Nelson. V, 2009], en la cual  $v^3$  debe ser considerada el promedio de las velocidades al cubo de cada lectura y no el promedio de las velocidades elevadas al cubo. Entonces la velocidad promedio se debe calcular con la expresión:

$$V_{prom} = \left( \frac{\sum_{j=1}^N v_j^3}{N} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.20)$$

De tal manera que la potencia promedio en  $W/m^2$  puede calcularse como:

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho (v^3)_{prom} \quad (3.21)$$

La velocidad promedio del viento puede encontrarse usando una función de distribución de probabilidad mediante la ecuación:

$$v_{prom} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) dv \quad (3.22)$$

Entonces el valor promedio del cubo de la velocidad, también puede expresarse como:

$$(v^3)_{prom} = \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) dv \quad (3.23)$$

Las funciones de densidad de probabilidad de potencia son muy útiles para poder hacer el cálculo de la velocidad promedio del viento y la potencia que puede ser extraída. La función de densidad de probabilidad de Weibull es tal vez la más frecuentemente usada y se expresa mediante la ecuación.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.24)$$

Donde  $k$  es el factor de forma, no tiene unidades;  $c$  es el factor de escala y tiene las mismas unidades que la velocidad que se esté tomando, por ejemplo m/s. Los factores de forma y escala  $k$  y  $c$  de la ecuación anterior se pueden obtener en forma muy aproximada con:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_{prom}}\right)^{-1,086} \quad (3.25)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación estándar. Para el caso del factor de escala  $c$ , este parámetro puede ser determinado mediante la ecuación:

$$c = \frac{v_{prom}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (3.26)$$

Donde  $\Gamma$  es la *función gama* y está dada por:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad \text{para } 1 \leq x \leq 2 \quad (3.27)$$

Para otros valores de  $x$ ,

$$\Gamma(x + 1) = x \Gamma(x) \quad (3.28)$$

Los principales valores de la *función gama* se muestran en la tabla 18. Cuando  $k = 2$ , la función toma el nombre de función de densidad de distribución de *Rayleigh*, y se expresa como:

$$f(v) = \frac{2}{c^2} \exp^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.29)$$

Tabla 18. Principales valores de la función gama  $\Gamma$  [Borja.M.A, 1998].

$x$	$\Gamma(x)$	$x$	$\Gamma(x)$	$x$	$\Gamma(x)$
1.00	1.0000	1.35	0.8912	1.70	0.9086
1.05	0.9735	1.40	0.8873	1.75	0.9191
1.10	0.9514	1.45	0.8857	1.80	0.9314
1.15	0.9330	1.50	0.8862	1.85	0.9456
1.20	0.9182	1.55	0.8889	1.90	0.9618
1.25	0.9064	1.60	0.8935	1.95	0.9799
1.30	0.8975	1.65	0.9001	2.00	1.0000

En las figuras 33 y 34 se muestran las distribuciones de Weibull, la primera para diferentes valores del factor de forma para un factor de escala de 8 y la segunda para diferentes factores de escala para un valor del factor de forma de 2. [Celik, A.N, 2003].

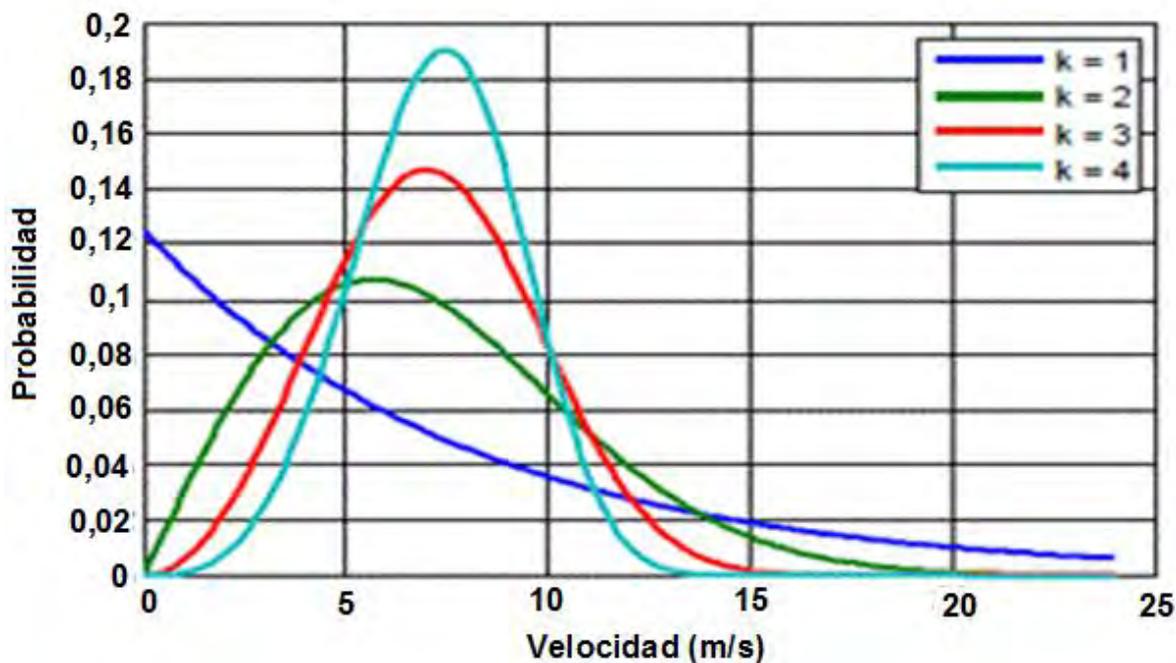


Figura 33. Función de probabilidad de Weibull para un factor de forma  $k = 1, 2, 3, 4$  y un factor de escala  $c = 8$ .

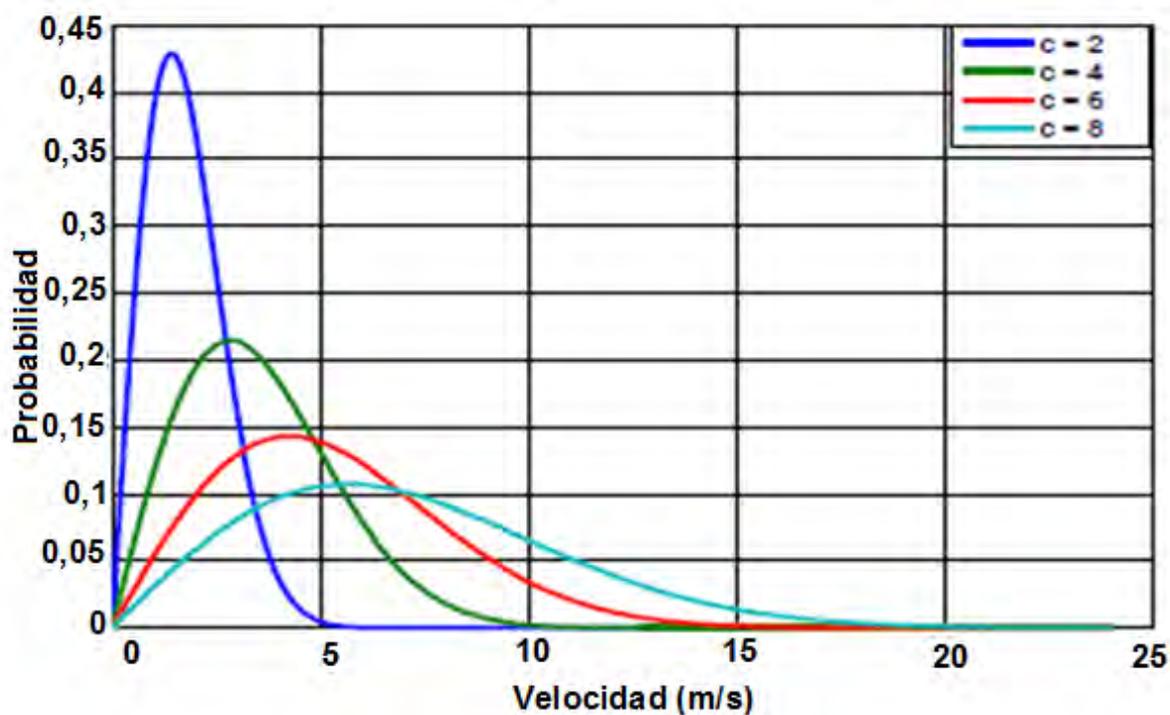


Figura 34. Función de probabilidad de Weibull para un factor de escala  $c = 2, 4, 6, 8$  y un factor de forma  $k = 2$  (Rayleigh).

Usando la distribución de Weibull, la potencia promedio en vatios, entregada por el viento está dada por:

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) dv \quad (3.30)$$

El cálculo de la potencia promedio usando la función de distribución de Rayleigh puede simplificarse bastante, como lo indica la ecuación siguiente:

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} \frac{2v^4}{c^2} \cdot 2v^4 e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} dv \quad (3.31)$$

Y considerando que

$$v_{prom} = c \Gamma(1.5) \quad (3.32)$$

Entonces la potencia promedio puede calcularse como

$$P_{prom} = \frac{1}{2} \rho A c^3 \Gamma \left[ 1 + \frac{3}{2} \right] \quad (3.33)$$

De la tabla 18, el valor de la función gamma para este caso,  $\Gamma(1.5) = 0,8862$  y entonces se puede calcular el valor del factor de escala  $c$  despejando de la ecuación anterior, quedando

$$P_{prom} = \frac{6}{\pi} \frac{1}{2} \rho A v_{prom}^3 \quad (3.34)$$

Tomando la ecuación 3.27, y considerando los diferentes valores del viento y su clasificación, la potencia promedio obtenida del viento es mostrada en la tabla 19, en la cual también se indica su consideración del recurso eólico. Casi todos los mapas eólicos de regiones o países son presentados con la clasificación dada en esta tabla y con la indicación de haber usado la distribución de Rayleigh [Seyit. A, 2009].

Tabla 19. Definiciones estándar y clases de viento utilizado en EE.UU, con la clasificación del recurso eólico.

Clase	A 30 m de altura			A 50 m de altura		
	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m <sup>2</sup>	Consideración del recurso eólico	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m <sup>2</sup>	Clasificación del recurso eólico
1	0-5.1	0-160	-----	0-5.6	0-200	Pobre
2	5.1-5.9	160-240	Escaso	5.6-6.4	200-300	Escaso
3	5.9-6.5	240-320	Moderado	6.4-7.0	300-400	Moderado
4	6.5-7.0	320-400	Bueno	7.0-7.5	400-500	Bueno
5	7.0-7.4	400-480	Excelente	7.5-8.0	500-600	Excelente
6	7.4-8.2	480-640	Destacado	8.0-8.8	600-800	Destacado
7	8.2-11.0	640-1600	Soberbio	8.8-11.9	800-2000	Soberbio

Nota: Los valores de densidad que se muestran en la tabla, se obtienen usando la distribución de Rayleigh, y con la ecuación 3.34. Por ejemplo, para una velocidad promedio de 7 m/s se tendrá

$$\frac{P_{prom}}{A} = \frac{6}{\pi} \frac{1}{2} \rho (v^3)_{prom} = \frac{6}{\pi} \frac{1}{2} (1.225) 7^3 = 401.23 \left[ \frac{W}{m^2} \right]$$

Para el caso de tener un factor k diferente de 2, la potencia promedio se puede obtener usando la función de Weibull, quedando de la siguiente forma [Celik, A.N, 2003]:

$$P_{prom} = \frac{\rho v_{prom}^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^3} \quad (3.35)$$

Esta potencia promedio es la que se presenta u obtiene en las aspas del aerogenerador y no considera ningún coeficiente de rendimiento. Para estimar la producción de energía por año se usa la siguiente ecuación:

$$\text{Energía anual} \left( \frac{kWh}{\text{año}} \right) = P_R(kW) \times 8760(h/\text{año}) \times CF \quad (3.36)$$

Donde  $P_R$  es la potencia nominal del generador o de la central en kW y CF es el factor de planta [Ackerman, 2005]. Este último factor se calcula como sigue:

$$CF = \frac{\text{Energía entregada}}{P_R \times 8760} \quad (3.37)$$

La energía entregada, llamada también energía eléctrica utilizable depende de varios factores, tales como: el factor de arreglo, factor de disponibilidad, factor de pérdidas de transmisión, factor de utilización.

Algo a considerar siempre es el Grado de Penetración Eólica (GPE) en un sistema de potencia. GPE, es el indicador que mide el porcentaje de generación eólica frente al total generado [Arias Vega, 1998]. Este puede calcularse mediante la fórmula siguiente:

$$GPE = \frac{P_{eólica}}{P_{eólica} + P_{convencional}} \times 100 \quad (3.38)$$

El GPE también puede calcularse en base a la energía anual producida, y se expresa como:

$$GPE = \frac{\text{Total de energía eólica producida en un año (TWh)}}{\text{Demanda bruta anual de electricidad (TWh)}} \times 100 \quad (3.39)$$

Sin embargo, en muchos aspectos, es la penetración instantánea la de gran interés desde la perspectiva de la operación de un sistema de potencia. En concreto, una alta producción de energía eólica en combinación con una carga relativamente baja del sistema puede significar penetraciones sustancialmente mayores que las sugeridas por el medida estática del nivel del sistema. [Torres. C, 2007].

La Capacidad de Penetración de la energía Eólica (CPE) llamada en inglés wind power capacity penetration se refiere a la relación entre la capacidad total de energía eólica instalada en una cierta región con la carga máxima o pico de carga, en un periodo de tiempo determinado [CPE, 2007]. Se puede calcular mediante:

$$CPE = \frac{\text{Total de energía eólica producida instalada (MW)}}{\text{Carga máxima (MW)}} \times 100 \quad (3.40)$$

También es muy importante considerar la parte, cuota o el Porcentaje Máximo de Energía Eólica (PME) llamado en inglés maximum share of wind power. Esto se refiere al balance de potencia en una determinada zona, teniendo en cuenta la demanda mínima, la potencia máxima eólica generada y el intercambio con las regiones o países vecinos. Esta cifra debe mantenerse por debajo del 100 por ciento para garantizar el balance correcto de potencia en la región; cuando está lo más cercana al 100 por ciento, el acoplador del sistema está al límite (cuando la energía eólica tendría que ser reducida).

$$PME = \frac{\text{Máxima energía eólica generada (MW)}}{\text{Carga mínima (MW) + Capacidad de intercambio de energía (MW)}} \times 100 \quad (3.41)$$

Para poder hacer el cálculo preliminar de la potencia que puede extraerse del viento, de una manera rápida se usan las herramientas computacionales, por

medio de las cuales se pueden obtener los valores de los principales parámetros de las ecuaciones anteriores.

### 3.6.2 Análisis de gráficas y mapas

Una vez que se han obtenido las velocidades del viento promedio, los estimados de la potencia promedio en  $W/m^2$  y las rosas de los vientos, se puede evaluar si el sitio es potencialmente aprovechable, y también se puede proceder a estimar la potencia promedio en kWh por año de cada uno de los sitios. Aunque las rosas de los vientos están mostradas para velocidades de viento, se pueden apreciar bastante bien las direcciones, velocidad y frecuencia de los vientos. Si en una rosa de los vientos obtenida para una altura de 3 m se aprecia la velocidad en una cierta dirección, entonces es fácil calcular la velocidad del viento que se tendría para alturas de 20, 30, 40 y 80 m en esa misma dirección, con las ecuaciones (3.9) y (3.10).

Durante la elaboración de este trabajo se han obtenido las rosas de los vientos y los diagramas de distribución de frecuencia por clase de viento para los principales sitios monitoreados por las estaciones Meteorológicas de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo en la Provincia de Chimborazo.

Con ayuda de software especializado se pueden obtener los mapas eólicos del lugar donde esté ubicada la estación monitora. Esto es posible mediante la utilización de los datos de velocidad y dirección del viento y con el plano topográfico de curvas de nivel, el cual debe estar en formato apropiado (Autocad), para que el programa WAsP© lo pueda editar en un mapa adecuado para proceder a elaborar para sus respectivos mapas eólicos.

### 3.7 Conclusiones

La estimación, evaluación y explotación del recurso eólico es una etapa muy importante en la investigación de proyectos eólicos, ya que es la base para las demás etapas, tales como la integración del parque a la red.

El uso de los descubrimientos científicos y los coeficientes predefinidos para el cálculo de la velocidad del viento a diferentes alturas deben ser ponderados cuidadosamente porque - como demuestra este capítulo, estos coeficientes dependen en gran medida las características relevantes del terreno.

Dado que la velocidad del viento sufre cambios repentinos y los coeficientes de fricción y rugosidad también cambian de acuerdo con las características del terreno, la hora del día, la temperatura, altura, dirección del viento, etc., se deduce que los resultados de las lecturas (cuando se extrapola la velocidad del viento, para una altura específica de referencia) deben ser meditados cuidadosamente y tomar con mucha precaución. Esta hipótesis se ve reforzada por el importante hecho, que es el usar una sola ecuación o que no se ha identificado los parámetros que prevalecen en el sitio donde se colocó el instrumento de medida, que podría fácilmente terminar con valores ficticios o estar lejos de sus verdaderos valores. Lo cual, quiere decir, que estas lecturas erróneas y suposiciones llevan a estimaciones equivocadas del potencial de energía eólica. Las fórmulas y los descubrimientos científicos pueden ser utilizados como estimaciones preliminares del potencial eólico que se tenía a la altura deseada. Tales estimaciones preliminares llevan a considerar la necesidad de aplicar una norma internacional que considere también las excepciones necesarias en cada caso. En la vida real y en suma, no hay mejor sustituto para las mediciones reales del sitio.

Este tipo de consideraciones y análisis son los primeros pasos antes de montar las torres equipadas con los instrumentos de medición precisos o con

aerogeneradores. De hecho, un análisis de este tipo ayudaría a ahorrar tiempo y dinero que de otra manera - es decir, en ausencia de una metodología adecuada - sería totalmente en vano.

## CAPÍTULO 4

# EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO

### 4.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante el procesamiento y análisis de los datos anemométricos de las cinco estaciones de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH), instaladas en la Provincia de Chimborazo.

En estas estaciones se miden, entre otras cosas, la velocidad del viento y su dirección, para los cuales se registra su promedio cada 10 minutos, y se cuenta en mayoría de los casos con registros obtenidos durante el período del 2009 - 2010 y 2014-2015. En algunas estaciones se tienen datos de años anteriores, pero son muy pocas, razón por la cual solo se tomó en el período antes mencionado.

El objetivo del análisis de las mediciones de viento es realizar una evaluación preliminar del recurso eólico que se pueda tener en algunas zonas de la Provincia, para determinar además, las zonas con mayor recurso eólico aprovechable para la generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores y la Instalación de Parques aerogeneradores [Humberto O. P., 2008].

Las practicas recomendadas para la evaluación del potencial eólico más comúnmente usadas a nivel mundial emplean datos del viento registrados como mínimo a 10 m de altura con más de una altura de medición, aunque es deseable que las lecturas sean tomadas a la altura de instalación del buje del rotor de las turbinas. Sin embargo esta información es una valiosa referencia para realizar una evaluación preliminar que sea útil para estimar el potencial eólico a una altura mayor. Por lo tanto y considerando la altura de instalación de aerogeneradores, se extrapolaron esos valores a diferentes alturas m, mediante el procedimiento descrito en el Capítulo 3 de éste trabajo.

Es necesario hacer notar que cualquier método de extrapolación que sea usado contiene cierto nivel de incertidumbre, debido principalmente a que las metodologías que se emplean son determinadas de forma empírica o teórica y por el hecho de estimar de una manera no muy clara factores tales como la orografía del terreno y los coeficientes de rugosidad y de fricción del aire con respecto al terreno. Evidentemente lo antes citado conlleva desventajas respecto de los datos obtenidos por un sensor a la altura de instalación de los aerogeneradores [Colmenar, A, 1998] [EMG, 2015]. Para poder saber cuál es la velocidad del viento aproximada a esta altura, resulta imperioso considerar los factores que modifican la de velocidad del viento: útil.

## **4.2 Uso de las rosas de viento para evaluar el potencial eólico en la Provincia de Chimborazo**

Actualmente se tienen datos de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH) cuales están basados en los datos obtenidos por sus cinco estaciones de monitoreo, las mismas que son las usadas en este trabajo, por ser las que tienen información más abundante. En la tabla 20 se describe la localización de las cinco estaciones con sus respectivas ubicaciones geográficas.

Tabla 20. Lista de estaciones meteorológicas y su ubicación.

Lugar de Monitoreo	Densidad del aire, kg/m <sup>3</sup>	Altitud (m.s.n.m)	Latitud (Sur)	Longitud (Oeste)
Rumignokiana – Cañi	0,764	4328	1° 43' 53,29" S	78° 52' 45,41" O
Loma de Rasutambo	0,765	4302	1° 32' 0,43" S	78° 52' 40,27" O
San José de Chocón	0,869	2940	1° 36' 40,88" S	78° 34' 11,46" O
San José de Igualata	0,817	3599	1° 32' 44,73" S	78° 36' 3,65" O
Aña Moyocancha.	0,821	3822	2° 10' 0,7" S	78° 42' 41,94" O

### 4.3 Construcción de rosas de los vientos

Todas las rosas de los vientos usadas para obtener información de los sitios donde la ESPOCH tiene estaciones de monitoreo han sido construidos mediante el programa Matlab y en Windographer. Entre los resultados encontrados para las cinco estaciones de monitoreo con mayor potencial eólico, de acuerdo con la velocidad media y su distribución de frecuencias, para estos sitios, en los periodos: 2014-2015 se seleccionaron como representativas las mostradas en la figura 29. Las direcciones dominantes de viento, las frecuencias y las velocidades de viento, dentro de los rangos o clases y su frecuencia respectiva o el porcentaje en que se producen para cada rango de velocidad, se puede apreciar en estas figuras.

Las rosas de los vientos para las mismas estaciones indicadas en la figura 29 fueron captadas empleando el Google earth y con una vista aérea de las regiones donde se localiza las estaciones monitoreadas.

#### 4.4 Análisis de las posibles ubicaciones de un parque eólico

El análisis sobre la ubicación de los parques eólicos se realizó en cinco zonas, las cuales se seleccionaron a partir de los trabajos previos y luego de haber realizado el estudio del potencial energético eólico correspondiente [AEOPE, 2012] [Kristbjörn. H, 2012].

A continuación se hace un análisis de cada una de las zonas considerándose aspectos tales como caracterización del recurso eólico, la cantidad de energía que se obtendría en cada zona. La tabla 20 muestra zonas que fueron identificadas desde temprano como un lugar particularmente adecuado para la explotación del recurso eólico. Debido a ello el relevamiento del clima de viento en ese sitio resulta en particular exhaustivo.

Durante los trabajos realizados en el marco del convenio ESPOCH-EERSA desde el 2010, se efectuó campañas de medición de corta duración en el marco de un Programa de Evaluación del Potencial Eólico, información que también se encuentra disponible. Las figuras (26 - 28) presentan una imagen de cada una de la zona donde se ubican estos emplazamientos. De estas regiones se muestra la rosa de vientos, así como la curva de distribución de Weibull y correspondiente a viento de estas zonas.

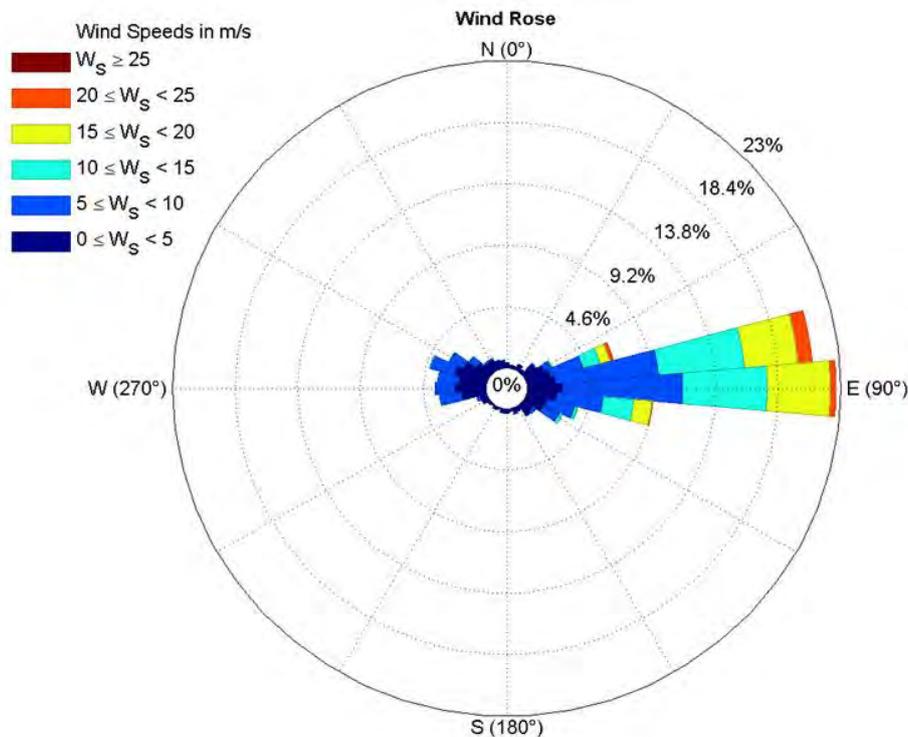
A continuación se hace un análisis de cada una de las zonas considerándose aspectos tales como caracterización del recurso eólico, la cantidad de energía que se obtendría en cada zona, una evaluación técnica y económica de la producción de la energía eólica, y aspectos ambientales tales como ruido, impacto visual y efectos esperados sobre la avifauna.

#### 4.4.1 Parroquia Rumignokiana-Cañí

##### Descripción

Este lugar pertenece al Cantón, Guamote en la provincia de Chimborazo y ocupa un área de más de 500 km<sup>2</sup>, y se encuentra situado a la altitud de 4.328 m.s.n.m, tiene una temperatura media de 8<sup>0</sup>C a 10<sup>0</sup>C. Geográficamente se encuentra en los paralelos latitud: 1<sup>0</sup>43'53,29" S y longitud: 78<sup>0</sup>52'45,41" O. Rumignokiana es una gran extensión de terreno abierta sin obstáculos al viento, con una longitud de rugosidad de 0,03, esta zona fue mostrada en la figura 27 d) del capítulo 2.

En la figura 35 se muestra la rosa de los vientos y la distribución de Weibull para esta localidad.



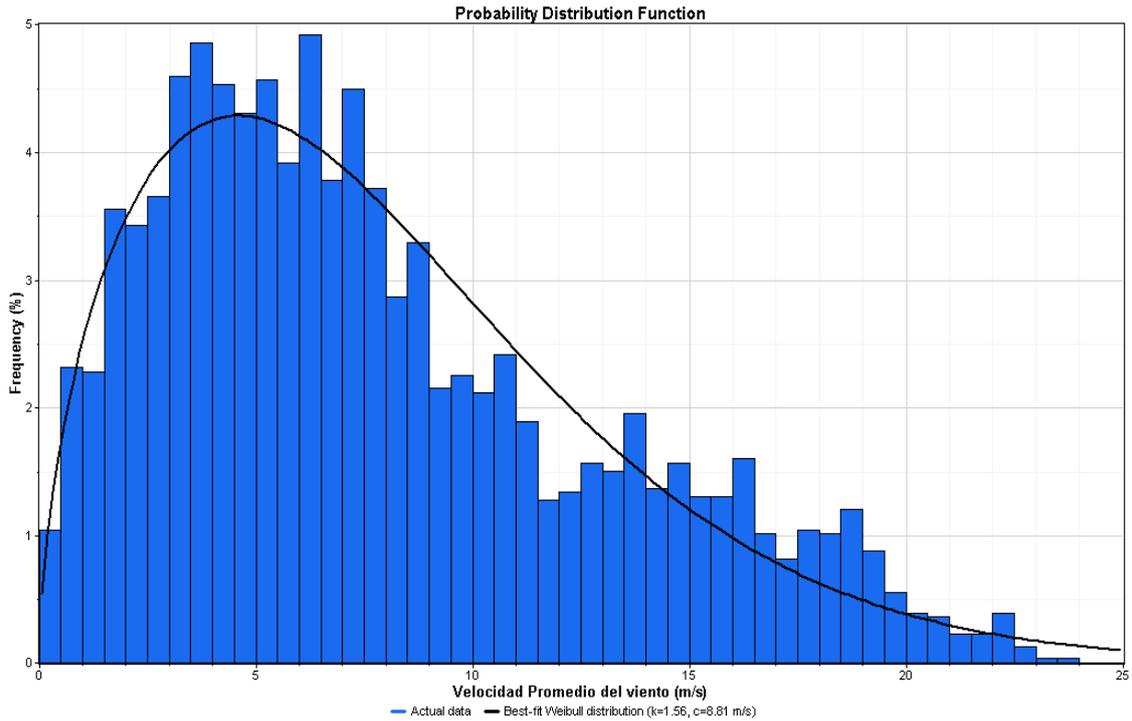


Figura 35. Rosas de los vientos y Distribución de Rumignokiana – Vía a Cañi, años 2014 y 2015 a 10 m.

A partir de la observación efectuada en sitio fue posible caracterizar la rugosidad del terreno. Además, en la figura 35 se puede observar que el viento incide entre el rumbo ESTE. Condición importante para la ubicación de los aerogeneradores. En este caso la evaluación del potencial eólico se efectuó en base a las mediciones que se realizan en la estación meteorológica de Rumignokiana-Cañi

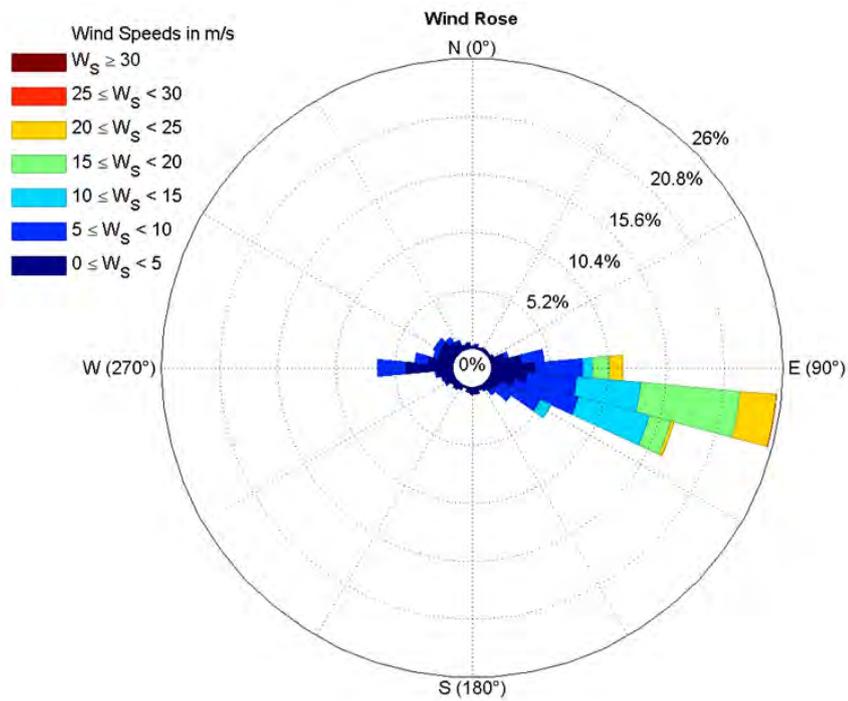
#### 4.4.2 Loma de Rasutambo - Zona Pinanquil

##### Descripción

Loma de Rasutambo se encuentra en el Cantón Riobamba, cerca del nevado Chimborazo y ocupa un área aproximada de 1.000 km<sup>2</sup>, y se encuentra situado a la altitud de 4302 m.s.n.m, tiene una temperatura media de 7,1<sup>0</sup>C.  
136

Geográficamente se encuentra en los paralelos latitud:  $1^{\circ}32'0,43''$  S y longitud:  $78^{\circ}52'40,27''$  O. Rasutambo es una extensión de terreno abierto sin obstáculos al viento, con una longitud de rugosidad de 0,03, esta zona se puede observar en la figura 26 b) del capítulo 2.

En la figura 36 se muestra la rosa de los vientos y la distribución de Weibull para esta localidad.



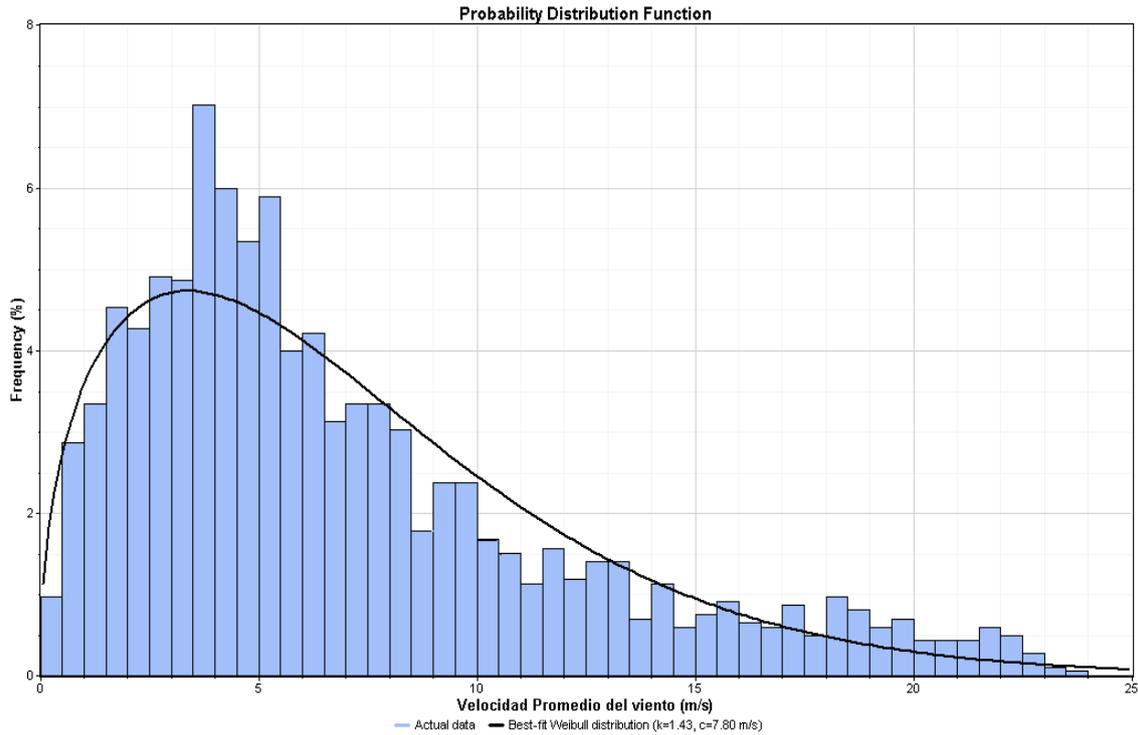


Figura 36. Rosas de los vientos y distribución de Loma de Rasutambo - Zona Pinanquil, años 2014 y 2015 a 10 m.

#### 4.4.3 Parroquia San José de Chocón

##### Descripción

Este lugar se encuentra en el Cantón Guano, y ocupa un área de más de 200 Km<sup>2</sup>, y se encuentra situado a la altitud de 2.940 m.s.n.m, tiene una temperatura media de 7,1<sup>0</sup>C. Geográficamente se encuentra en los paralelos latitud: 1<sup>0</sup>36"40,88" S y longitud: 78<sup>0</sup>34"11,46" O. La Parroquia San José de Chocón una extensión de terreno abierto sin obstáculos al viento, con una longitud de rugosidad de 0,03, esta zona fue mostrada en la figura 34 e) del capítulo 2.

En la figura 37 se muestra la rosa de los vientos y la distribución de Weibull para esta localidad.

La figura 37 muestra que la dirección del viento predominante en este lugar se encuentra en la dirección Noreste, y el histograma que representa la frecuencia relativa y la velocidad del viento.

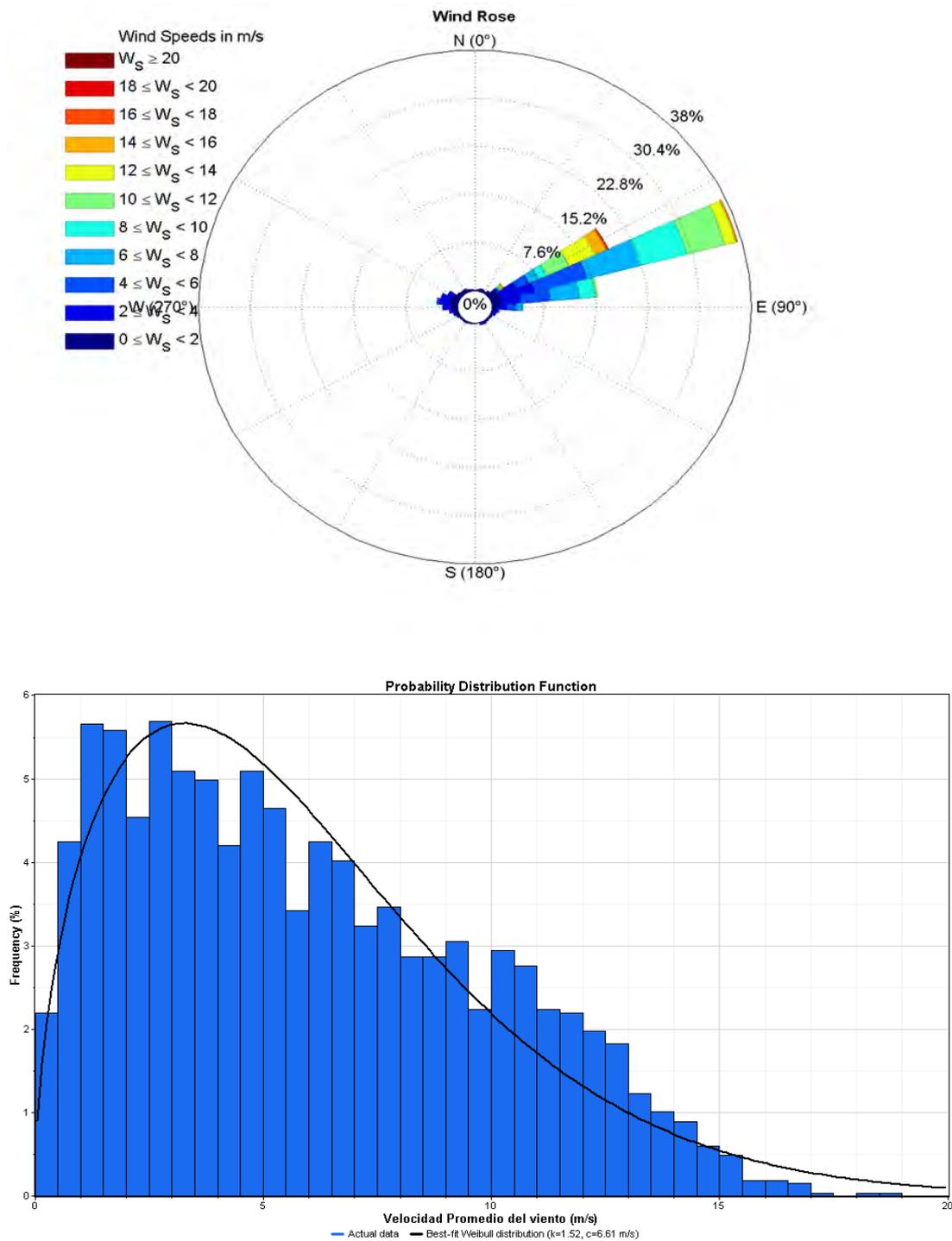


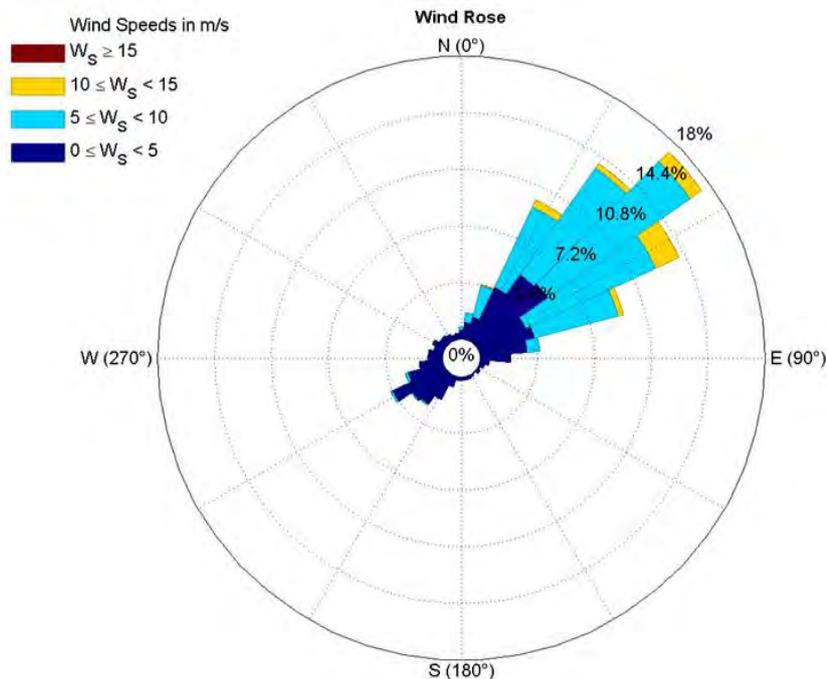
Figura 37. Rosas de los vientos y Distribución de San José de Chocón años 2014 y 2015 a 10 m.

#### 4.4.4 Parroquia San José de Igualata-Parroquia Llapo

##### Descripción

Este lugar se encuentra en el Cantón Guano, en la provincia de Chimborazo y ocupa un área de más de 250 km<sup>2</sup>, y se encuentra situado a la altitud de 3.599 m.s.n.m, tiene una temperatura media de 8<sup>0</sup>C-10<sup>0</sup>C. Geográficamente se encuentra en los paralelos latitud: 1<sup>0</sup>32'44,73" S y longitud: 78<sup>0</sup>36'3,65" O. San José de Igualata es una extensión de terreno abierto con poca vegetación, sin obstáculos al viento, con una longitud de rugosidad de 0,03, esta zona se muestra en la figura 26 a) del capítulo 2.

En la figura 38 se muestra la rosa de los vientos y la distribución de Weibull para esta localidad.



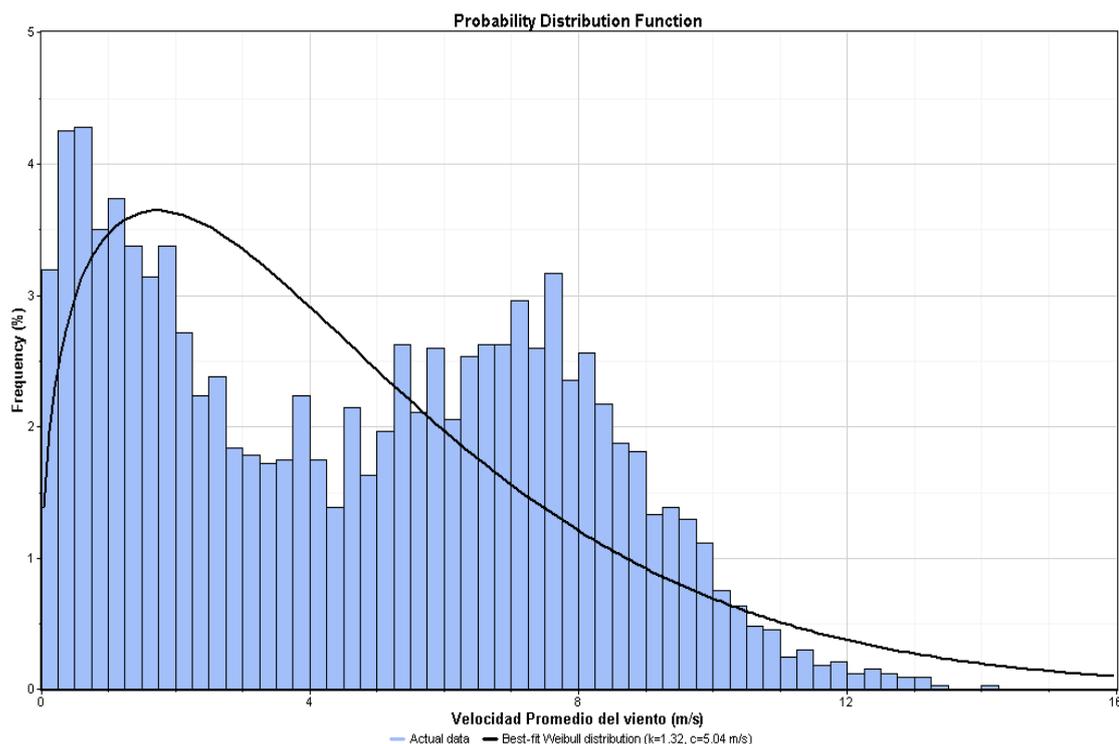


Figura 38. Rosas de los vientos y Distribución de San José de Igualata - Parroquia Ilapo, años 2014 y 2015 a 10 m.

#### 4.4.5 Parroquia Aña Moyocancha

##### Descripción

Este lugar se encuentra en el Cantón Riobamba, situado en la hacienda que corresponde a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOH), ocupa un área de 300 km<sup>2</sup>, y se encuentra situado a la altitud de 3.822 m.s.n.m, tiene una temperatura media de 10<sup>0</sup>C-12<sup>0</sup>C. Geográficamente se encuentra en los paralelos latitud: 2<sup>0</sup>10'0,7" S y longitud: 78<sup>0</sup>42'41,94" O. Moyocancha es una extensión de terreno abierto con pocos obstáculos al viento, con una longitud de rugosidad de 0,03, esta zona fue mostrada en la figura 27 c) del capítulo 2.

En la figura 39 se muestra la rosa de los vientos y la distribución de Weibull para esta localidad. La Rosa de los vientos proporciona la dirección del viento y

su intensidad, condición importante para conocer la posición en que se colocarán los aerogeneradores.

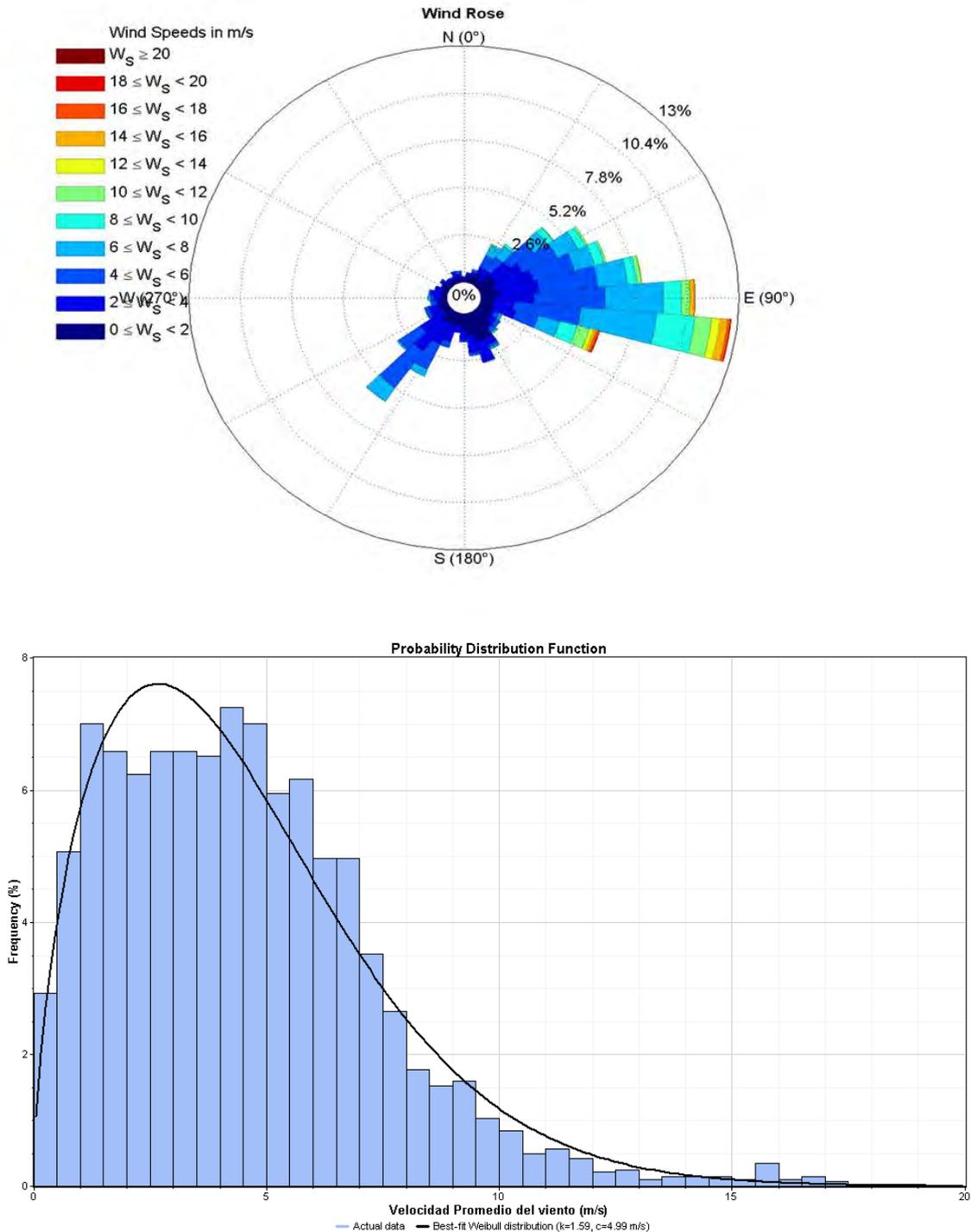


Figura 39. Rosas de los vientos y Distribución de Aña Moyocancha, años 2014 y 2015 a 10 m.

## 4.5 Interpretación de resultados

Una vez que se han obtenido las velocidades del viento promedio y las rosas de los vientos, se puede estimar si el sitio es potencialmente aprovechable, además se pueden hacer los estimados de la potencia promedio en  $W/m^2$  y kWh de cada uno de los sitios. Para los casos anteriores, aunque las rosas de los vientos están mostradas para velocidades de viento, se pueden apreciar bastante bien las direcciones, velocidad y frecuencia de los vientos. Es fácil calcular la velocidad del viento que se tendría para alturas de 20, 30, 40 y 80 m con las ecuaciones (3.9) y (3.10) mencionadas anteriormente. Se puede observar también que los diagramas de distribución de frecuencia mostrados por la rosa de los vientos corresponden en su mayoría a los diagramas de Weibul [P. Ramírez b, 2009].

Las figuras 35, 36, 37, 38 y 39 muestran las rosas de los vientos construidas para cada estación meteorológica estudiada, con su ubicación geográfica en la Provincia de Chimborazo.

La desviación estándar al ser una medida de dispersión con respecto a la media, es capaz de proporcionar una medida de la variabilidad de los datos de velocidad del viento en superficie con respecto a su promedio. Si se tienen velocidades de viento significativas en el campo medio con poca variabilidad se asegura un aprovechamiento energético más continuo de dicho recurso natural.

Este dato es el primer camino para describir la turbulencia mecánica de la atmósfera, es decir, por influencia del viento, ya que cualquier dato de velocidad del viento, en primera aproximación, puede ser representado por su valor medio más una fluctuación que puede ser indicada por esta variación [P. Ramirez b, 2009].

En la tabla 21 se presentan las velocidades promedio a 10 m.s.n.m. de las cinco estaciones meteorológicas de la Provincia de Chimborazo.

Tabla 21. Promedio de velocidades a 10 m de altura, en el año 2015 de las cinco estaciones Meteorológicas de la Provincia de Chimborazo. Ver Anexo.2.

Variables físicas monitoreadas Estaciones de Monitoreo	Densidad del aire (Kg/m <sup>3</sup> )	Velocidad promedio (m/s)
1. Rumignokiana – Vía a Cañi.	0,764	8,12
2. Loma de Rasutambo.	0,765	7,7
3. San José de Chocón.	0,869	6,26
4. Aña Moyocancha	0,817	4,72
5. San José de Iqualata	0,821	5,0

En la tabla 22, se presenta la velocidad y densidad de potencia a 50 m.s.n.m. de las cinco estaciones meteorológicas de la Provincia de Chimborazo. Ver Anexo.5

Tabla 22. Velocidad y Densidad de potencia en los cuatro primeros meses del año 2015 a 50 m.s.n.m. de las cinco estaciones meteorológicas de la Provincia de Chimborazo.

Año 2014-2015 Nombre de la estación de Monitoreo	Velocidad [m/s]	Potencia disponible [W/m <sup>2</sup> ]
1. Loma de Rasutambo - Zona Pinanquil	10,60	790,88
2. Rumignokiana – Vía a Cañi.	10,95	638,0
3. San José de Chocón	10,84	833,90
4. Aña Moyocancha.	11,82	944,04
5. San José de Iqualata.	7,25	540,93

La rosa de los vientos obtenida con los registros de velocidad y dirección del viento, es una herramienta muy útil para el análisis y detección de sitios con

potencial eólico aprovechable para la generación de energía eléctrica, brinda una gran ayuda para la colocación de los aerogeneradores y su orientación, así como para estimar o dar una idea de la potencia que puede obtenerse al aprovechar la energía del viento en sitios específicos.

La recopilación de datos meteorológicos experimentales de las estaciones de monitoreo existentes en la Provincia de Chimborazo obtenidos durante meses el periodo 2014 - 2015, permitió obtener algunos mapas eólicos preliminares para la localización de los sitios de mayor potencial eólico en la región de estudio.

De acuerdo a los análisis de datos y los resultados preliminares de varios sitios en la provincia de Chimborazo, realizados en este proyecto, es posible aprovechar el recurso eólico de dichos sitios, mediante la instalación de parques eólicos con aerogeneradores apropiados para usarse en lugares donde se tiene un recurso moderado.

#### 4.6 Estimación del recurso eólico

Como ya se mencionó en el capítulo 3, con los datos de viento, velocidad y dirección se procede a obtener las rosas de los vientos, y las gráficas de distribución de frecuencias, las cuales sirven para hacer una evaluación muy preliminar del potencial eólico en un sitio determinado [J.V. Seguro, 2000].

Una vez que se obtienen las rosas de los vientos, se puede proceder a la elaboración de los mapas eólicos del lugar, los cuales muestran los valores y la distribución de las zonas con mayor potencial eólico.

Con los mapas eólicos se procede a determinar un polígono del terreno factible, y posteriormente se estima la distribución de los aerogeneradores en el lugar, pudiéndose dar una distribución estándar si el terreno es plano o

semiplano. En caso contrario deberá procederse a localizar con el mapa eólico los puntos con mayor potencial como pueden ser los lomeríos y de esa manera estimar el recurso eólico que puede extraerse del polígono, respetando siempre las distancias entre filas y columnas para evitar hasta donde sea posible el efecto estela. Hay que considerar que la distancia entre hileras en terrenos complejos suele ser dictada por las características del terreno, pero buscando siempre el arreglo óptimo que permita tener el mayor equilibrio entre rendimiento del sistema y el aprovechamiento del espacio.

En terrenos planos la distancia de separación entre torres con aerogeneradores es recomendada con base en el comportamiento unidireccional o no unidireccional del viento [Villarrubia. M, 2004].

En algunos escritos sobre la posición que deben tener los aerogeneradores en el lugar destinado para su funcionamiento [Arias Vega, 1998], se indica que se deben considerar como áreas con vientos unidireccionales aquellas en las que en una base anual, la frecuencia de ocurrencia de la dirección del viento sea mayor o igual que 60% para un sector de dirección geográfica de 45°; o bien, que la suma de la frecuencia de ocurrencia de la dirección del viento para dos sectores geográficos contiguos de 45° sea mayor o igual que 60%. En caso de que el viento sea unidireccional, es recomendable tener un arreglo donde la separación entre hileras no deberá ser menor que una distancia igual a dos veces el diámetro (2D) del rotor de los aerogeneradores, tomando como base de cálculo el aerogenerador de mayor diámetro, y la separación entre de filas de aerogeneradores, no deberá ser menor que una distancia igual a diez veces el diámetro (10D) del rotor de los aerogeneradores, tomando como base el diámetro del aerogenerador de mayor diámetro, es decir, un arreglo de 2D×10D. Para el caso donde los vientos no son unidireccionales esto cambia a tener un arreglo de 2D×5D.

Algunos autores o instituciones [Luis Solano, 2008], consideran que para el caso de existir vientos unidireccionales y lugares planos, se podrían tener arreglos de  $3D \times 10D$ , como puede verse en la figura 40. Igualmente recomiendan, con base en la experiencia, arreglos de espaciamiento de  $(2D \text{ a } 4D) \times (8D \text{ a } 12D)$  como lo menciona la referencia [Ramler, J.R, 2009] y otros con arreglos con espaciamientos de  $(3D \text{ a } 5D) \times (7D \text{ a } 9D)$ , como el indicado en la figura 41.

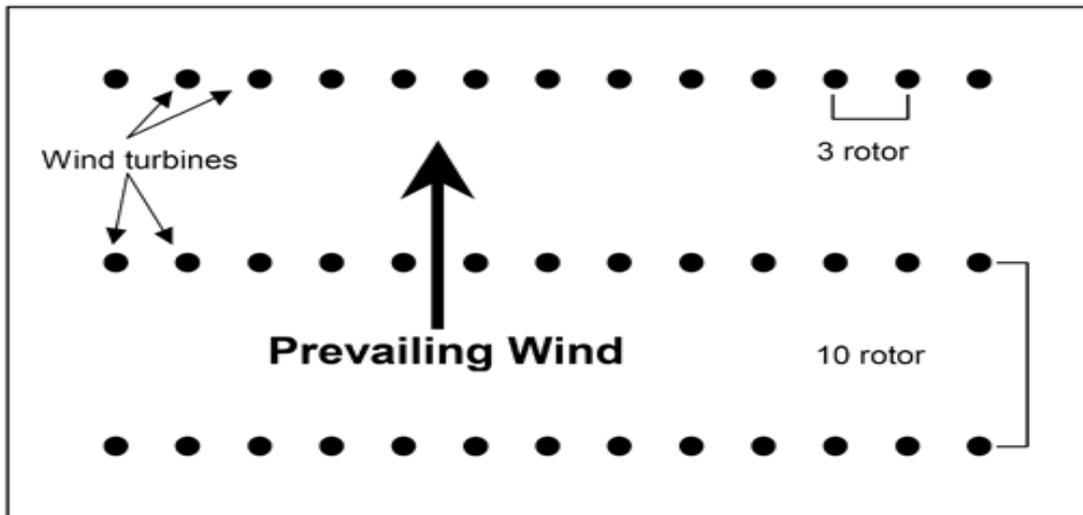


Figura 40. Espaciamiento entre aerogeneradores, con arreglo de  $3D \times 10D$  de acuerdo con la referencia.

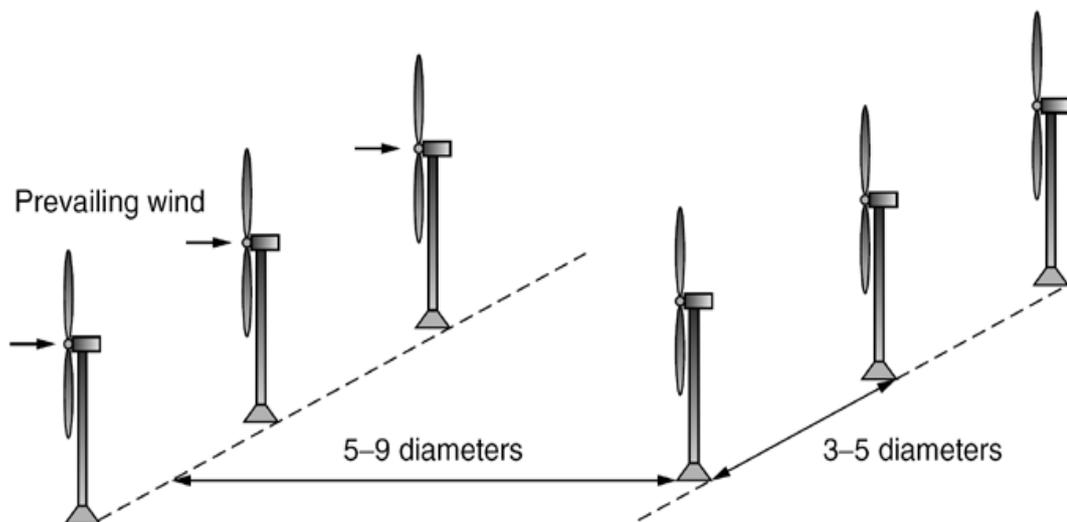


Figura 41. Espaciamiento entre centros de torres con aerogeneradores, recomendado como arreglo óptimo, de  $(3D \text{ a } 5D) \times (5D \text{ a } 9D)$ , según la referencia.

#### 4.6.1 Perfiles de viento.

Los perfiles de viento que se pueden tener en una zona en la cual se va a instalar un parque eólico, pueden ser obtenidos mediante la elaboración de su gráfica por horas, días, semanas, meses y años.

Para el caso presentado, las mediciones de viento realizadas durante un año en una estación de monitoreo, se muestran gráficamente en la figura 42 donde se observa que el comportamiento de la velocidad del viento es muy variable; tiene valores desde cero hasta más de 11 m/s [Alvear. Q. M., 2012].

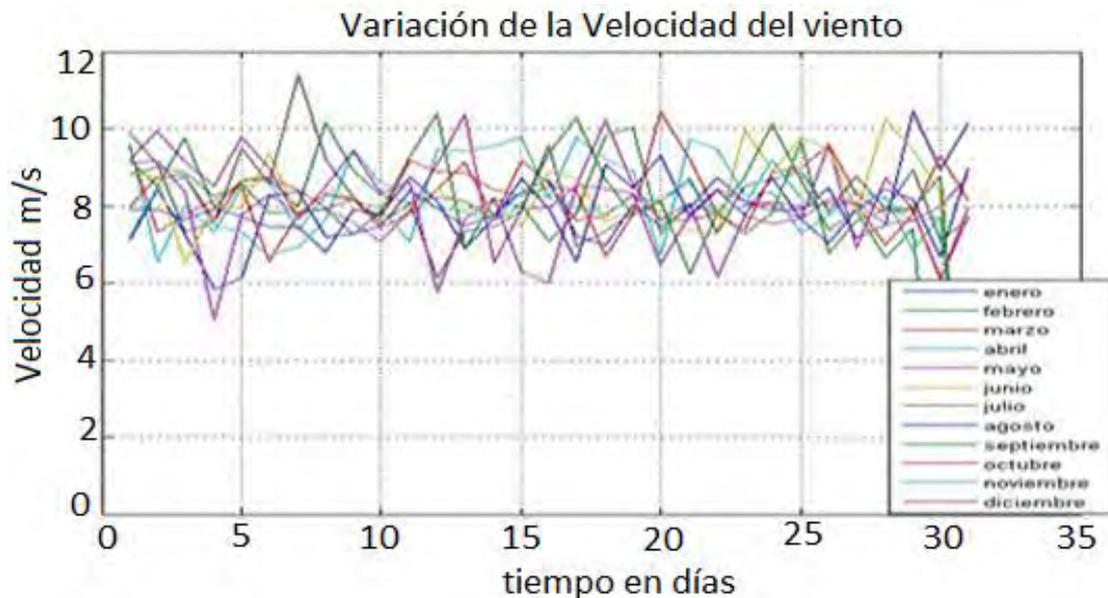


Figura 42. Perfil de velocidades de viento durante el año 2012.

#### 4.6.2 Rumignokiana – Cañí

##### Perfil de variación de la velocidad del viento

En la figura 43, se observa que el comportamiento del viento en esta región es variado, manteniendo velocidades de 10 m/s todo el tiempo y alcanzando velocidades mayores de 12 m/s durante 60 días, como también alcanza velocidades mayores a 16 m/s hasta 20 m/s, lo que hace que este lugar posea un buen potencial eólico.

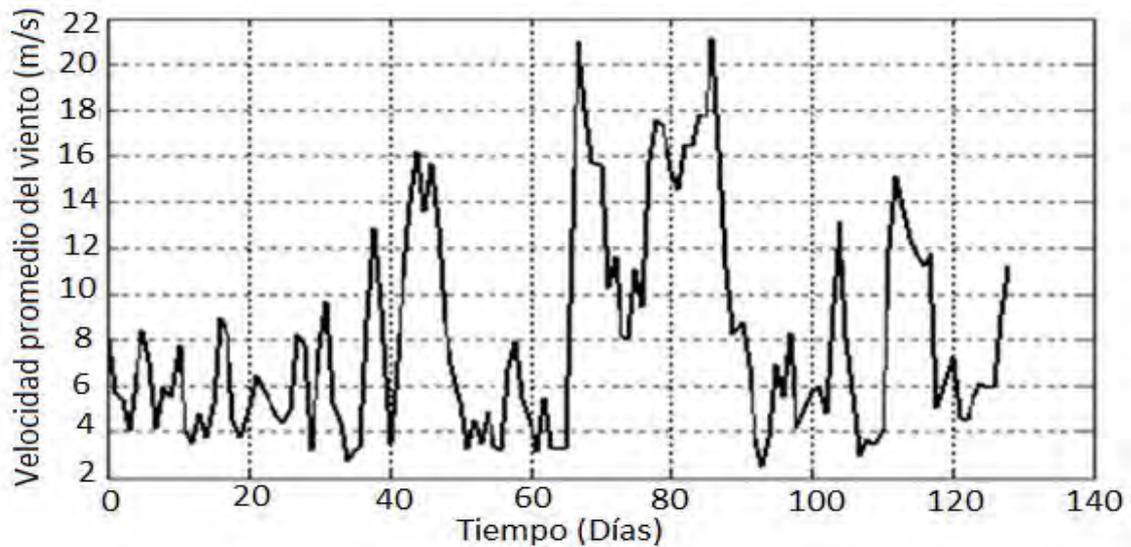


Figura 43. Perfil de velocidades de viento en Cañí.

### Curva de la Frecuencia relativa acumulada

En la figura 44, se presenta el gráfico de las frecuencias relativas acumuladas vs la velocidad promedio del viento. En ésta se puede obtener la fracción de días, en el periodo considerado, para los que la velocidad media del viento es menor o igual a un cierto valor de frecuencia, por ejemplo en el presente caso, se observa que para un 65% de los días se alcanzan velocidades menores a la velocidad media de 8,12 m/s, y que el 35% de los días las velocidades medidas superan la velocidad media. Se debe notar que la velocidad de 3 m/s se alcanza con una frecuencia del 10% [Villarrubia. M, 2004].

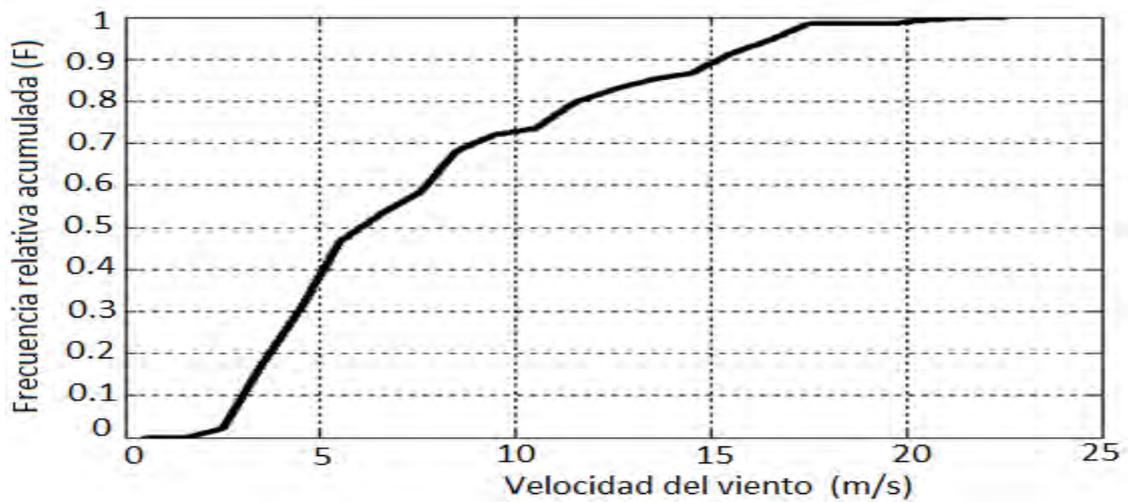


Figura 44. Frecuencias relativas acumuladas en Cañí.

### Curva de duración de la velocidad del viento

En la figura 45, se observa que existen 115 días con velocidades de viento equivalentes a 2.760 horas (96,7%) superiores a la velocidad de 3 m/s. Es decir, estas curvas representan la función conocida como curva de duración de viento [Villarrubia. M, 2004], y muestran las horas o días de vientos con velocidades superiores a la velocidad de 3 m/s, que es la velocidad de arranque del aerogenerador GAMESA 58-850 kW.

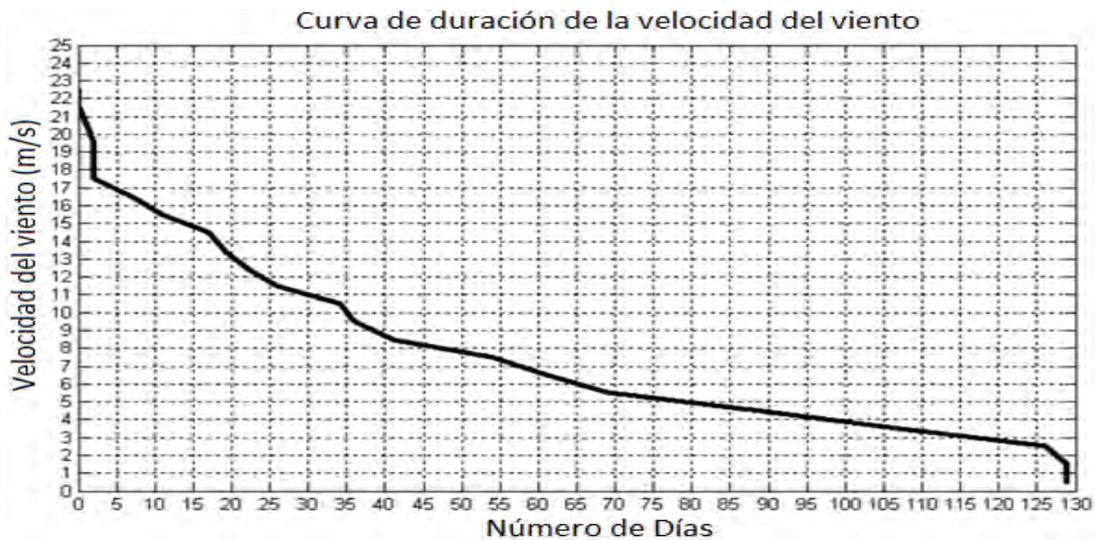


Figura 45. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, Rumignokiana – Vía a Cañí.

### 4.6.3 Loma de Rasutambo - Zona Pinanquil (Chimborazo)

#### Perfil de la velocidad del viento

En la figura 46, se observa que el comportamiento del viento es variado, manteniendo velocidades de 10 m/s la mayoría del tiempo, y alcanza velocidades mayores de 15 m/s durante 80 días, por lo que se considera que este lugar posee un buen potencial eólico.

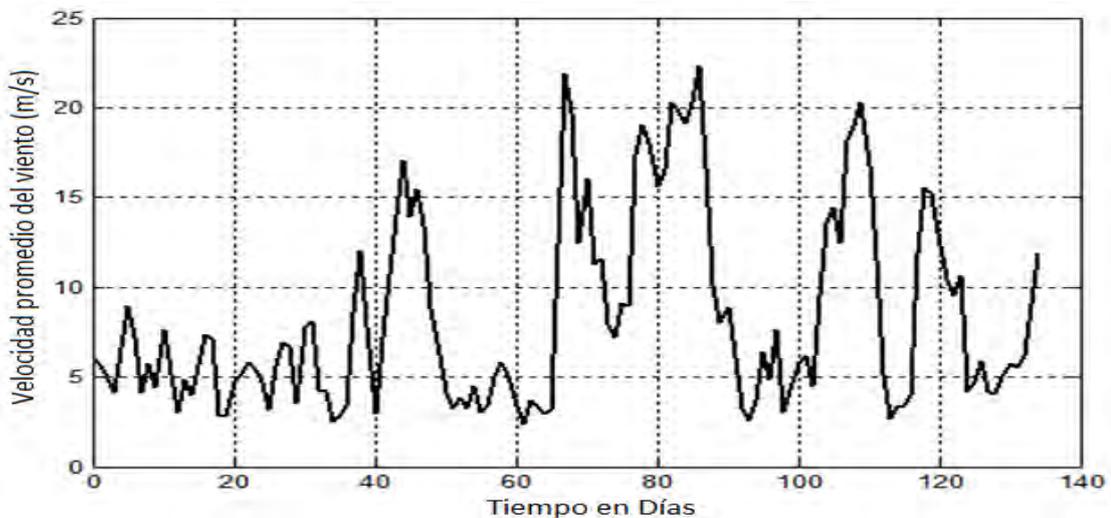


Figura 46. Perfil de velocidades de viento durante en días, Loma de Rasutambo.

#### Curva de la Frecuencia relativa acumulada

En la figura 47 muestra el gráfico de las frecuencias relativas acumuladas vs. la velocidad promedio del viento. En ésta se observa que el 40% de los días analizados la velocidad del viento no supera los 5 m/s, en el periodo considerado, para un 60% de los días se alcanzan velocidades menores a la velocidad media de 7,7 m/s. De esto se concluye que Loma de Rasutambo posee un gran potencial eólico.

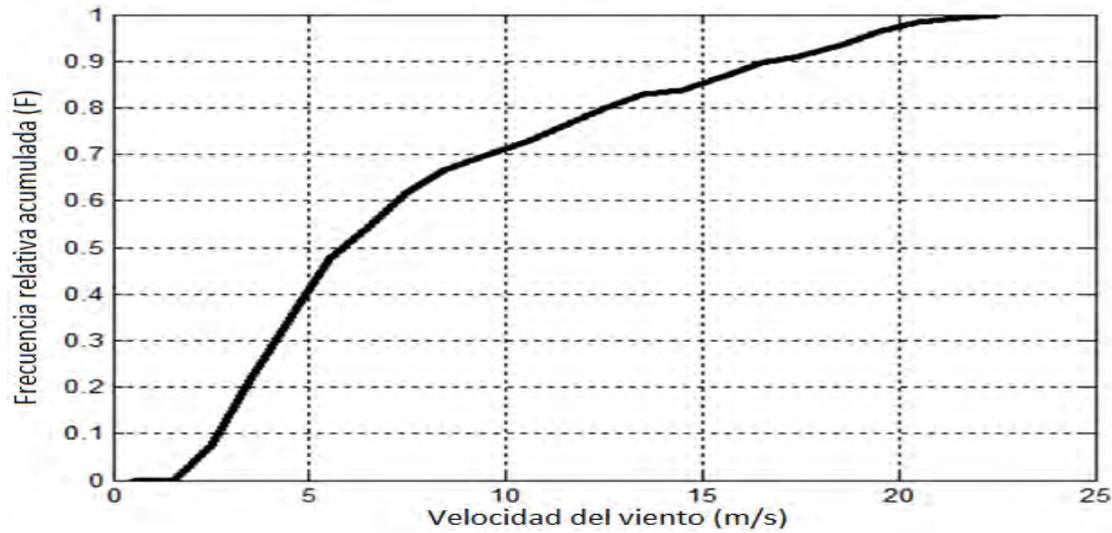


Figura 47. Frecuencias relativas acumuladas, en Loma de Rasutambo.

### Curva de duración de la velocidad del viento

En la figura 48, se observa que existen 105 días con velocidades de viento equivalente a 2.520 horas (81,4%) superiores a la velocidad de 3 m/s. Esta curva representa la función conocida como curva de duración de viento [Villarrubia. M, 2004], y muestra las horas o días de vientos con velocidades por encima de una determinada velocidad, en este caso, la velocidad 3 m/s que es la velocidad de arranque del aerogenerador seleccionado, aerogenerador GAMESA58-850 kW [Gamesa, 2010].

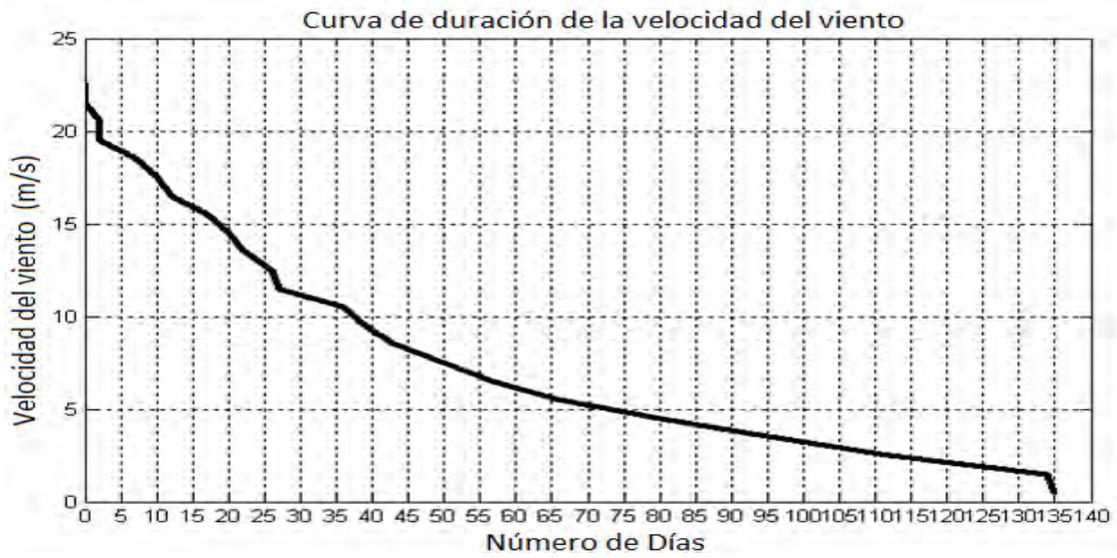


Figura 48. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, en Loma de Rasutambo.

#### 4.6.4 Región de San José de Chocón

##### Perfil de la velocidad del viento

En la figura 49, se observa que el comportamiento del viento es variado, manteniendo una velocidad promedio de 6 m/s, con velocidades mínimas y máximas cercanas a 2 m/s y 10 m/s respectivamente. Se concluye que San José de Chocón es un lugar que posee buen potencial eólico.

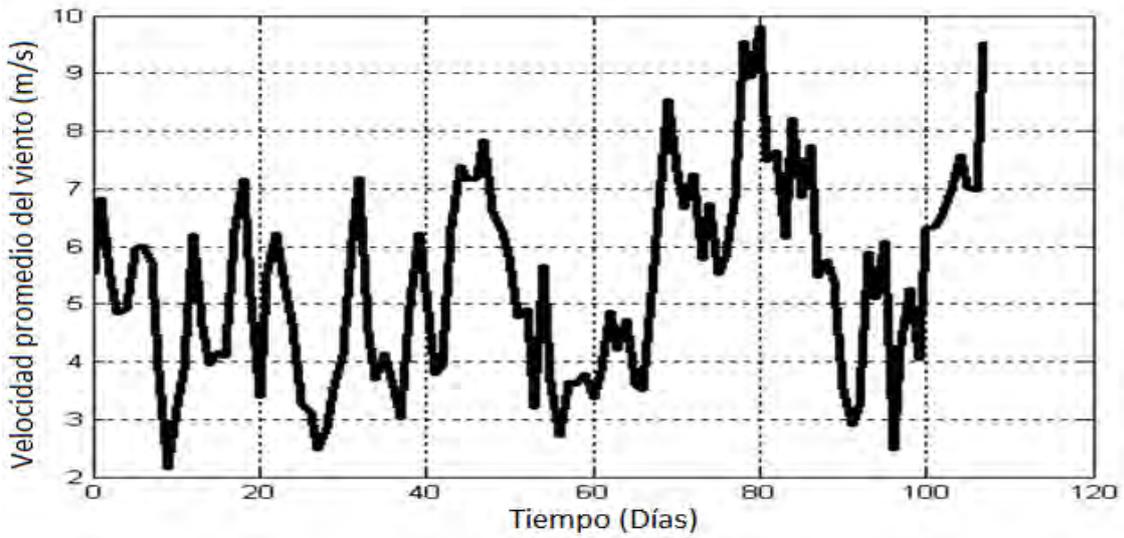


Figura 49. Perfil de velocidades de viento durante en días, San José .de Chocón.

### Curva de la Frecuencia relativa acumulada

En la figura 50, se observa que el 75% de los días las velocidades del viento que superan los 3 m/s por lo que San José de Chocón es un lugar con buen potencial eólico disponible.

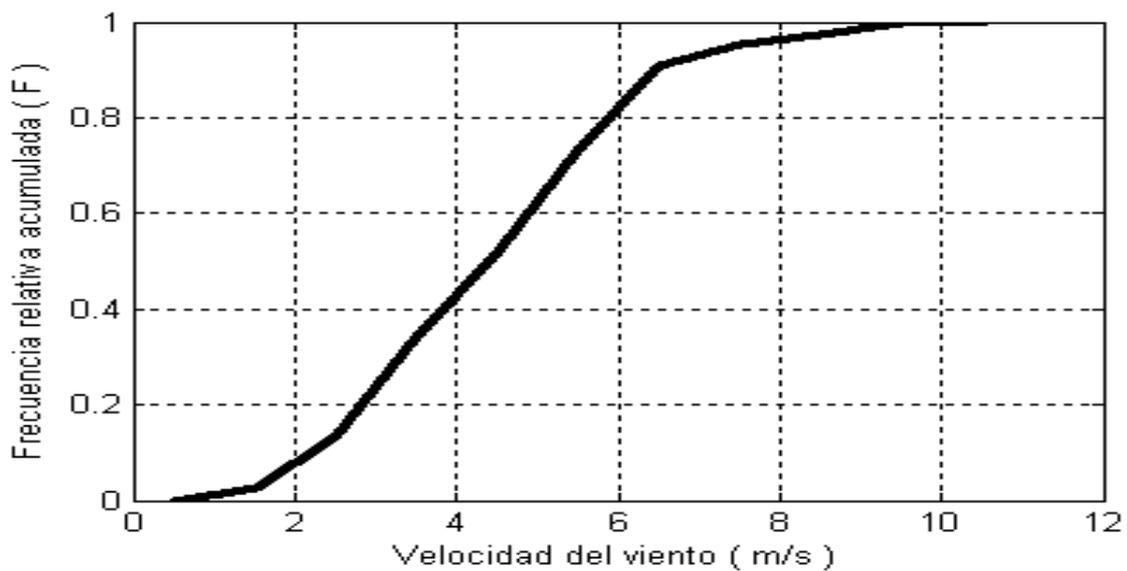


Figura 50. Frecuencias relativas acumuladas, San José de Chocón.

### Curva de duración de la velocidad del viento

En la figura 51, se observa que existen 85 días con velocidades de viento equivalente a 2.040 horas (73,4%) superiores a la velocidad de 3 m/s. Estas curvas representan la función conocida como curva de duración de viento [Villarrubia. M, 2004], y muestran las horas o días de vientos con velocidades por encima de una determinada velocidad, en este caso, la velocidad 3 m/s que es la velocidad de arranque del aerogenerador seleccionado, en este caso del aerogenerador GAMESA58-850 kW [Gamesa, 2010].

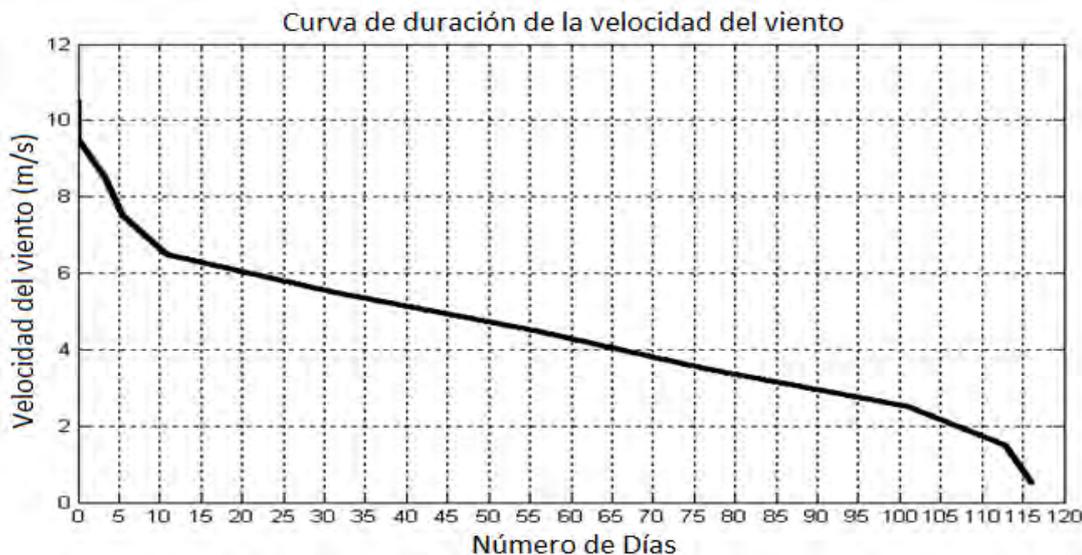


Figura 51. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, San José. de Chocón.

#### 4.6.5 Región de San José de Igualata

##### Perfil de la velocidad del viento

En la figura 52, se observa que el comportamiento del viento es variado, siendo la velocidad promedio de 4,5 m/s, con velocidades mínimas y máximas cercanas a 0,2 m/s y 9 m/s respectivamente. Se considera que San José de Igualata un lugar que posee potencial eólico moderado.

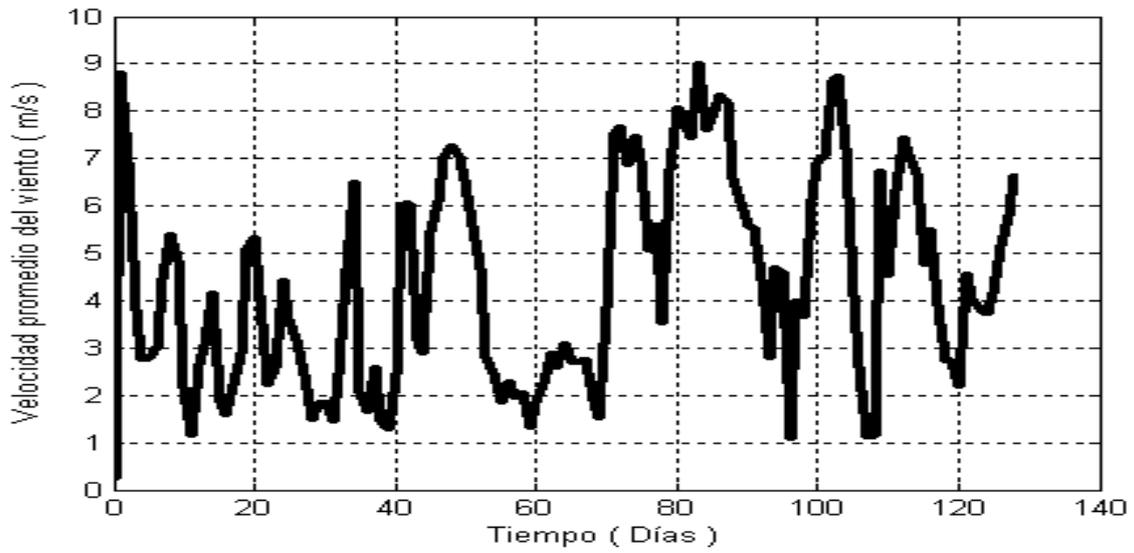


Figura 52. Perfil de velocidades de viento durante en días, San José de Igualata.

### Curva de la Frecuencia relativa acumulada

En la figura 53, se observa que el 50% de los días las velocidades del viento son menores o iguales a 3 m/s, esto demuestra que San José de Igualata es un lugar con potencial eólico moderado hasta el momento.

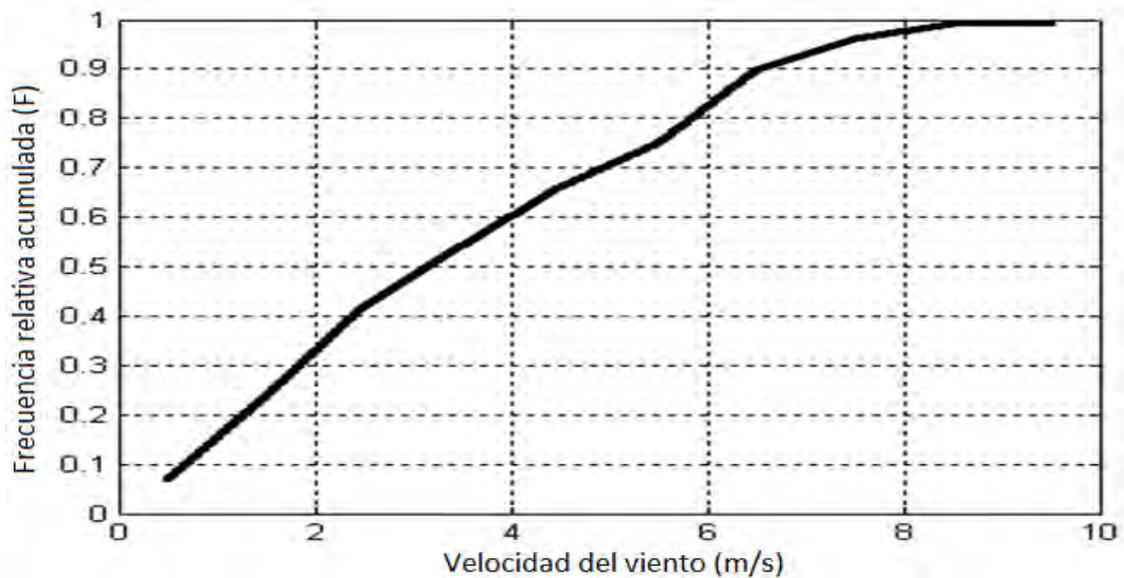


Figura 53. Frecuencias relativas acumuladas, San José de Igualata.

### Curva de duración de la velocidad del viento

Esta curva representa la función conocida como curva de duración de viento, que representa las horas de vientos con velocidades por encima de la velocidad de arranque del aerogenerador. En la figura 54, se puede ver el número de días para los que la velocidad será mayor a un cierto valor, por ejemplo en la figura se observa que existen 65 días que superan la velocidad de 3 m/s. Expresando en horas los 65 días se tendrá 1.560 horas (50%) de duración de velocidades de viento que son superiores a 3 m/s. Esta condición es muy importante para poder determinar la cantidad de energía que podría producir el aerogenerador en este lugar.

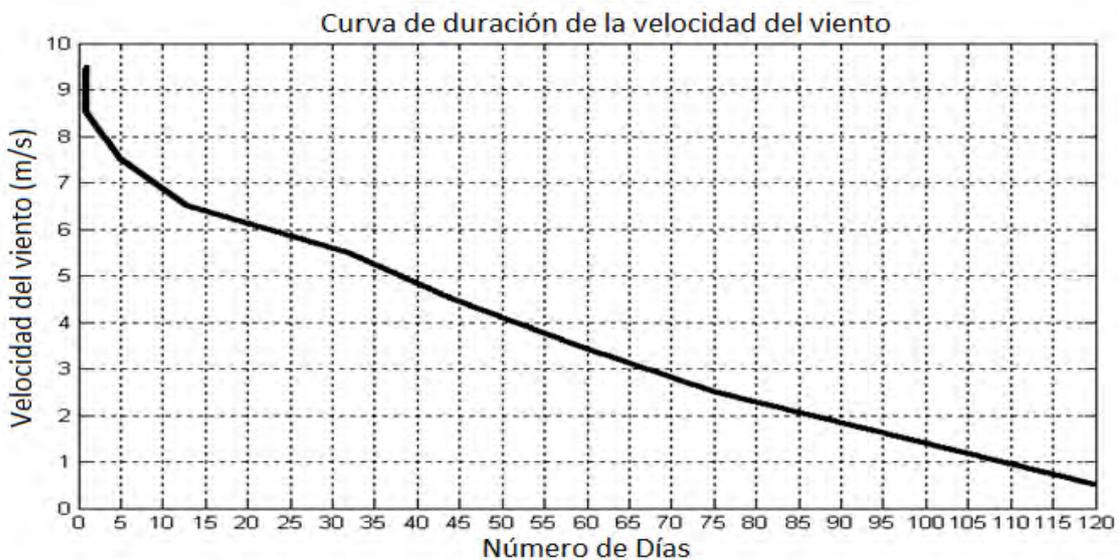


Figura 54. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, San José de Iguayata.

#### 4.6.6 Aña Moyocancha

##### Perfil de la velocidad del viento

En la figura 55, se observa que el comportamiento del viento es variado, manteniendo una velocidad promedio de 5 m/s, con velocidades mínimas y

máximas cercanas a 1,8 m/s y 9,5 m/s respectivamente. Se considera que Moyoncacha es un lugar que posee potencial eólico moderado.

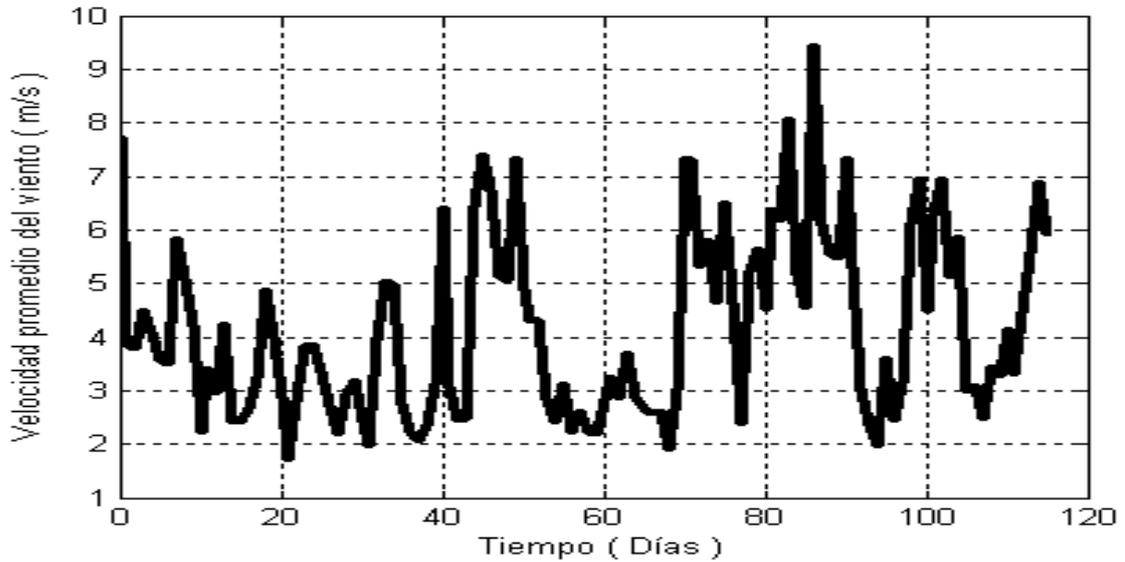


Figura 55. Perfil de velocidades de viento durante en días, Moyoncacha.

### Curva de la Frecuencia relativa acumulada

En la figura 56, se observa que el 50% de lo días analizados se alcanzan velocidades de hasta 3 m/s.

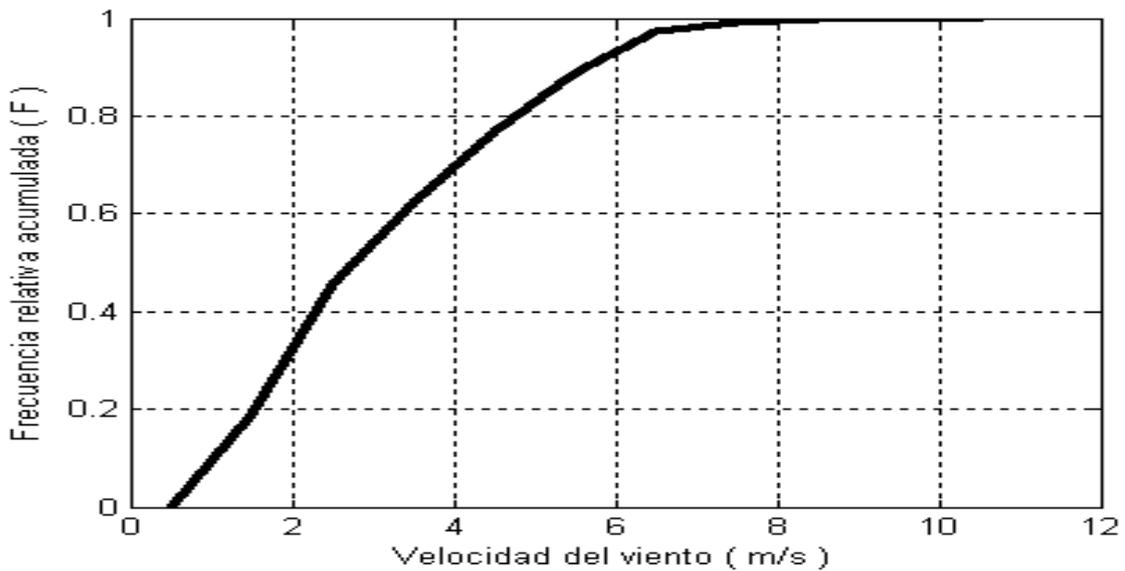


Figura 56. Frecuencias relativas acumuladas, Moyoncacha.

## Curva de duración de la velocidad del viento

Esta curva representa la función conocida como curva de duración de viento, que representa las horas de vientos con velocidades por encima de la velocidad de arranque del aerogenerador. En la figura 57, se puede ver el número de días para los que la velocidad será mayor a un cierto valor, por ejemplo en la figura se observa que existen 55 días en la velocidad que supera los 3 m/s. Expresando en horas los 55 días se tendrá 1.320 horas (45,83%) de duración de velocidades de viento que son superiores a 3 m/s. Esta condición es muy importante para poder determinar el tiempo que podría trabajar el aerogenerador.

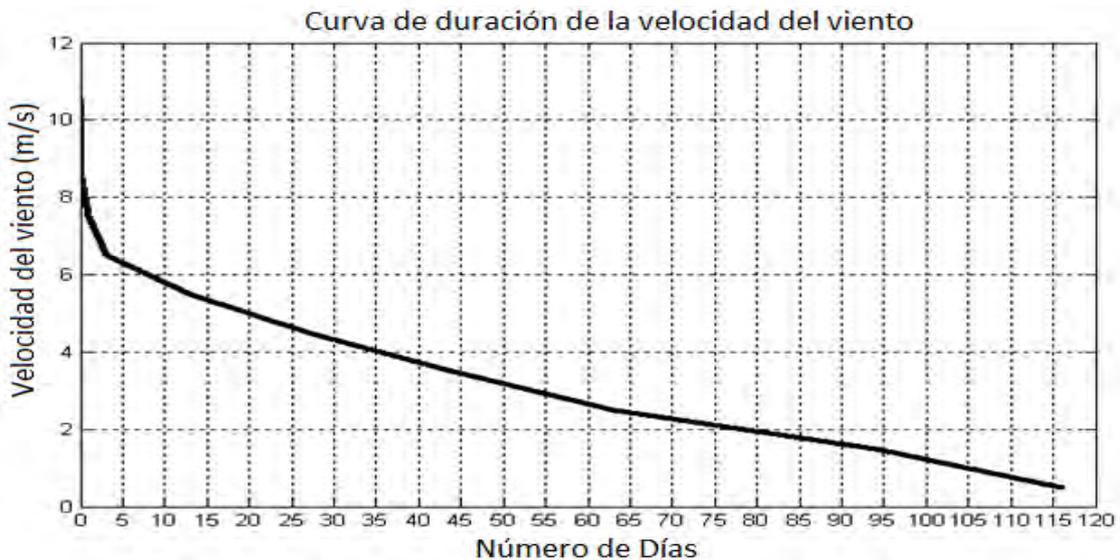


Figura 57. Velocidad del viento frente a frecuencias acumuladas, Moyocancha.

## 4.7 Curva de Potencia y Producción Anual de la turbina G58-850 kW

En base a la información que proporcionan las gráficas obtenidas como: la velocidad media del viento, la curva de duración del viento durante el periodo de referencia, se puede deducir lo siguiente: que todos los lugares donde se ha procedido a realizar las mediciones del potencial eólico, existen velocidades del viento que superan los 3 m/s y en mayor tiempo, por lo tanto se procede a

seleccionar un aerogenerador que más se adapte a las condiciones de la región y que mayor producción de potencia entrega a la velocidad media con relación a su capacidad nominal y a la velocidad de arranque de 3 m/s [Santos. F. A, 2012] [M. Bencherif, 2014]. La tabla 23 muestra las características técnicas de diferentes aerogeneradores y en especial de la turbina Gamesa G58-850 kW, seleccionada para este caso. Ver más información técnica sobre Gamesa en Anexo.3.

Tabla 23. Características Técnicas y Tecnológicas de aerogeneradores.

FABRICANTE	Vestas						Gamesa Eólica				GE Wind			Enercon				
MODELO	V39 500	V47 660	V52 850	V66	V66	V80	G52	G58	G80 2.0	G83 2.0	GE 900kW Series	GE 1.5 S, 70.5m rotor	GE 1.5 SL, 77m rotor	E44	E48	E53	E70	E82
				1650	1750	1800	850kW	850kW	MW	MW								
Capacidad Nominal [kW]	500	660	850	1650	1750	1800	850	850	2000	2000	900	1500	1500	900	800	800	2300	2000
Producción Unitaria con $V_m = 5,70$ m/s [kW]	48,55	82,27	102	143,8	215,7	216,1	107,3	129,2	248,6	260,1	95	175	214,5	83,1	104	110	206	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]	17,00	17,00	19	17	15,2	13,6	16,00	16,00	17	18	15	13,5	14,50	15,80	14	13	15	13,0
Densidad de Potencia (Producida / Instalada)	0,1	0,125	0,1	0,087	0,123	0,12	0,126	0,152	0,124	0,13	0,1056	0,1167	0,143	0,092	0,1	0,14	0,09	0,13

#### 4.7.1 Determinación de la densidad del aire en el emplazamiento

La determinación de la densidad del aire en un emplazamiento tiene una especial relevancia dado que la producción energética de una turbina eólica es directamente proporcional a la densidad del flujo de aire que la atraviesa. De hecho, el fabricante de los aerogeneradores que pretende instalar en los emplazamientos de la Provincia de Chimborazo, proporciona diferentes curvas de

potencia de sus máquinas para diferentes valores de densidad media del aire. La tabla 24, selecciona la potencia eléctrica que es capaz de generar el aerogenerador en función de la densidad del aire y de la velocidad del viento; con la cual, se obtiene la curva de potencia del aerogenerador G58 de 850 kW para diferentes densidades, primero para la densidad del aire  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ , figura 58 y para la densidad del aire local  $\rho = 0,866 \text{ kg/m}^3$ , figura 59 [M. Bencherif, 2014] Ver Anexo. 3.

Tabla 24. Potencia (kW) en función de la velocidad (m/s) y de la densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>) para el aerogenerador G58-850 kW de Gamesa.

Velocidad del viento	Densidad del aire, kg/m <sup>3</sup>							
	1,225	1,21	1,19	1,16	1,13	1,1	0,9	0,866
m/s								
3	9,7	9,58	9,42	9,19	8,95	8,71	7,13	6,86
4	31,2	30,82	30,31	29,54	28,78	28,02	22,92	22,06
5	78,4	77,44	76,16	74,24	72,32	70,40	57,60	55,42
6	148,2	146,39	143,97	140,34	136,71	133,08	108,88	104,77
7	242,7	239,73	235,77	229,82	223,88	217,93	178,31	171,57
8	368,8	364,28	358,26	349,23	340,20	331,17	270,96	260,72
9	525,3	518,87	510,29	497,43	484,56	471,70	385,93	371,35
10	695	686,49	675,14	658,12	641,10	624,08	510,61	491,32
11	796,6	786,85	773,84	754,33	734,82	715,31	585,26	563,15
12	835,9	825,66	812,02	791,55	771,08	750,60	614,13	590,93
13	846,8	836,43	822,61	801,87	781,13	760,39	622,14	598,64
14	849,3	838,90	825,03	804,24	783,44	762,64	623,98	600,40
15	849,9	839,49	825,62	804,80	783,99	763,18	624,42	600,83
16	850	839,59	825,71	804,90	784,08	763,27	624,49	600,90
17	850	839,59	825,71	804,90	784,08	763,27	624,49	600,90
18	850	839,59	825,71	804,90	784,08	763,27	624,49	600,90
19	850	839,59	825,71	804,90	784,08	763,27	624,49	600,90
20	850	839,59	825,71	804,90	784,08	763,27	624,49	600,90

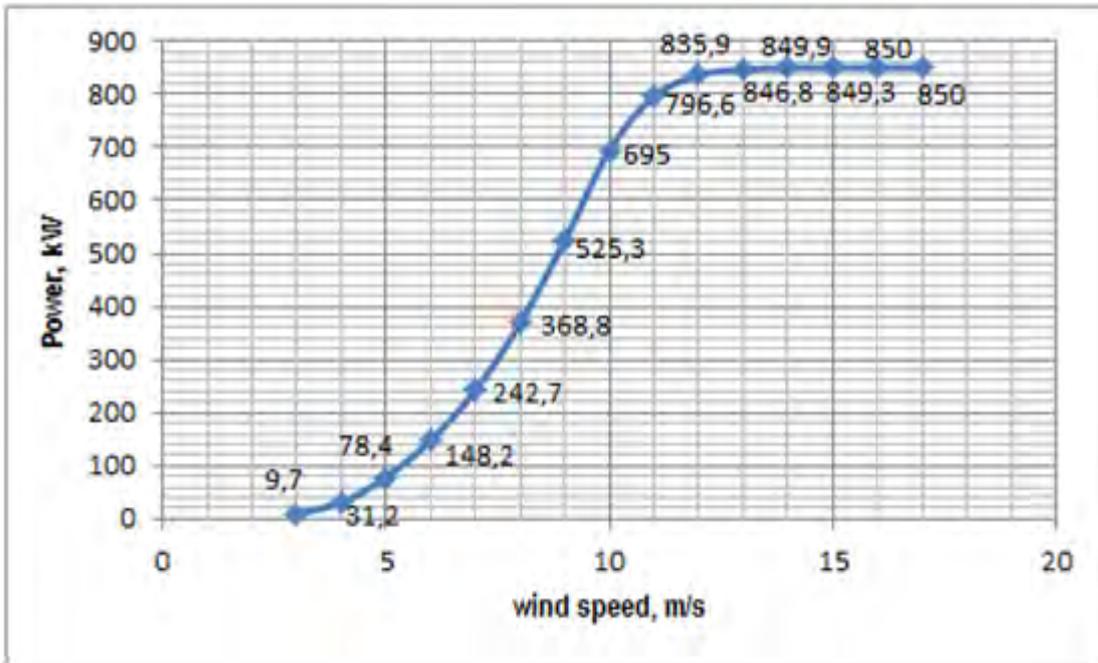


Figura 58. Curva de potencia del viento para la turbina G58-850kW para una densidad del aire de 1.225 kg/m<sup>3</sup>.

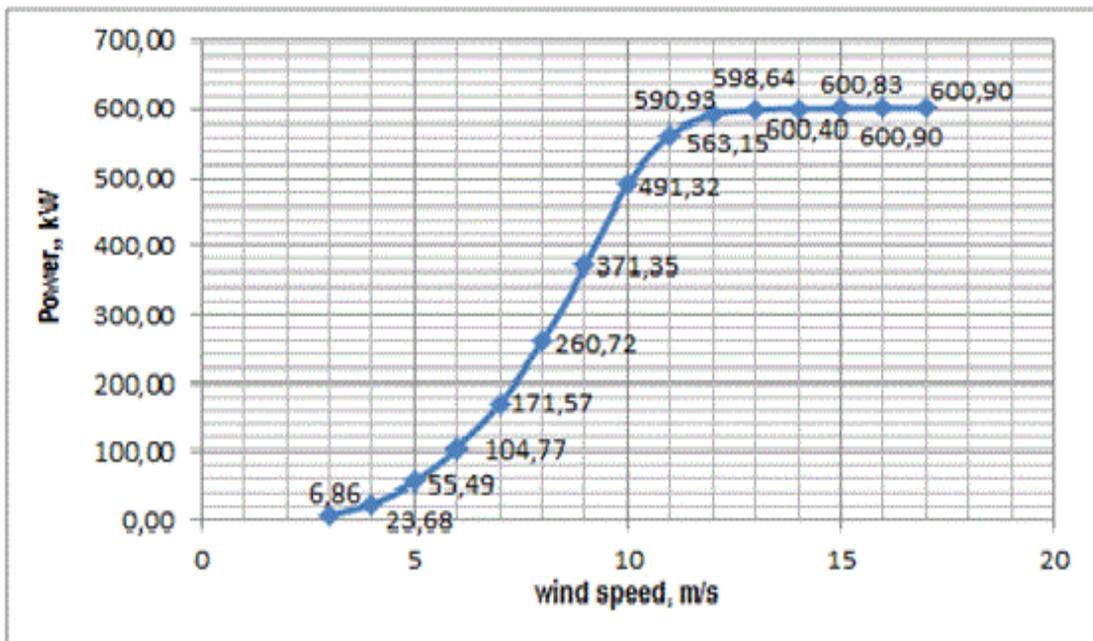


Figura 59. Curva de potencia del viento para la turbina G58-850kW para una densidad del aire de 0,866 kg/m<sup>3</sup>.

De manera análoga a la figura 59, se obtienen las curvas de potencias para la turbina G58-850kW con cada una de las densidades de los lugares de estudio. Por ejemplo para la región de Rumignokiana - Cañí se obtiene la curva de potencia del viento y con la velocidad promedio de 8,12 m/s, se registra una densidad de Potencia de aproximadamente 204,52 W/m<sup>2</sup>. Así, de esta manera, se procedió el cálculo para el resto de los emplazamientos. Ver Anexo.3.

#### 4.7.2 Cálculo Energético Eólico y determinación del Número de aerogeneradores para un emplazamiento eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador

Una vez seleccionado el aerogenerador y por las características de diseño (tipo de ejes y al número de palas); y por el criterio de producción (cantidad de energía a producir y a la velocidad anual del viento) [Kristbjörn. H, 2012], se realizara el cálculo que se presenta a continuación, tomando los datos de la zona de Chouzán-Totorillas lugar perteneciente a la Provincia de Chimborazo, cuya información se encontraron al alcance. El cálculo energético correspondiente a cada una de las estaciones mencionadas en esta tesis, fueron realizados en Excel y se encuentra en el Anexo. 4. En la tabla 25, se presenta los resultados energéticos obtenidos. Además, los cálculos de manera detallada de cada una de las estaciones se encuentran en el Anexo. 5, donde se considera la velocidad del viento a diferentes Alturas y donde se determina la densidad de Potencia y hasta considerar la Potencia útil a diferentes Alturas, la Potencia nominal y el Factor de Potencia que podría llegar a alcanzar el aerogenerador seleccionado [M. Bencherif, 2014] [Humberto O. P., 2008].

Tabla 25. Resultados Técnicos Energéticos de las Estaciones Meteorológicas.

VALORES TECNICOS ENERGETICOS DE LAS ESTACIONES METEOROLOGICAS								
ESTACIONES METEOROLOGICAS DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO								
			CAÑI	RASUTAMBO	CHOCON	IGUALATA	MOYOCANCHA	
Potencia Efectiva		kW	243	208	127	61	51	
Cantidad de Energía Eléctrica a producir		MWh/año	37.695	37.695	37.695	37.695	37.695	
Horas de Funcionamiento en el año, horas/trabajo		hr	7805,16	6815,28	6219,6	4380	4012,08	
Electricidad producida por cada turbina en el año		MWh	1.896,9	1.414	787,8	267	204,8	
Cálculo del número de turbinas			20	27	48	141	184	
Potencia Nominal del Parque		MW	17	23	41	120	156	
Electrici. generada del parque por año con Pot. Nom.		MWh	131834,9	154403,9	252958,3	525458,7	627687,8	
Potencia efectiva del Parque aerogenerador		MW	4,83	5,53	6,06	8,61	9,4	
Horas equivalentes en carga completa		HE	8322	8322	8322	8322	8322	
Objetivo de Potencia Eléctrica a producir del Parque		MW	4,8	5,5	6,1	8,6	9,4	
Dioxido de Carbono evitado por año		Kt(CO2)	2471,9	2895,07	189718,74	394094,02	11769,15	
Ingreso Anual Obtenido		USD	11865138,4	13896346,8	22766248,9	47291281,8	56491902,8	
MODELO DE AEROGENERADO	GAMESA 58-850KW							

## 4.8 Conclusiones

En el presente trabajo se ha presentado un estudio sobre el aprovechamiento del recurso eólico, para lo cual, utilizando las variables físicas como la velocidad del viento, dirección, temperatura, presión, y aplicando la estadística ha permitido determinar la densidad del aire con precisión, la frecuencia relativa acumulada, la frecuencia acumulada y la velocidad media anual del viento, variables importantes para calcular la potencia energética y la potencia eléctrica generada del viento.

Los resultados de los cálculos han demostrado que la metodología propuesta ha llevado a obtener la información necesaria para poder construir emplazamientos eólicos con la capacidad de generar electricidad necesaria para satisfacer la demanda de la provincia de Chimborazo. Destacando los lugares como: Rumignokiana - Cañí; Loma de Rasutambo - Chimborazo y San José de Chocón, por el papel determinante que ejerce la velocidad y la intensidad del viento en la duración durante este periodo de tiempo corto. Las zonas como: San

José de Iguata, Moyocancha-Espoch, se espera que en el transcurso de los meses, hasta cumplir el año mínimo, pueda mejorar las condiciones meteorológicas y su potencia disponible, condición importante para tomar en consideración como lugares importantes para seleccionarlos como emplazamientos idóneos para la construcción de parques eólicos.

En la tabla 25 se puede apreciar los resultados energéticos que posee cada región y los posibles recomendados por el momento para ser tomados en cuenta, sin embargo se debe notar que la densidad de Potencia que presenta cada estación muy baja a la recomendada, se debe especialmente a que presentan una densidad diferente y diferente a la densidad del aire estándar, es decir, a  $1,225 \text{ kg/m}^3$ . Pero existe algo también importante como es la duración del viento, el mismo que mantiene en un buen porcentaje, lo que hace que estos lugares sean propicios para para alcanzar el objetivo deseado en el futuro.



## CAPÍTULO 5

# ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL EMPLAZAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO

### 5.1 Inversión

La construcción inicial de una central eólica y su posterior mantenimiento tienen costes más o menos bien conocidos por su inminente actualidad. El coste de inversión inicial para un parque de aerogeneradores en tierra (onshore) como el que se tiene en este estudio, depende principalmente de cuatro factores que son la potencia que se quiere instalar, la altura de los aerogeneradores, la configuración reductora/generador y la distancia al punto de conexión con la red.

En el cálculo de la inversión se puede partir de la siguiente distribución de costes, usual en parques comerciales: los aerogeneradores representan la mayor carga del proyecto, situándose en un 86,5% del coste. La obra civil alcanza un valor del 6%, mientras el sistema eléctrico puede representar un 5%. El resto de la inversión representa costes varios, principalmente ingeniería, establecimiento, maquinaria, transporte, etc. No obstante lo anterior, en la fase previa al lanzamiento final del proyecto deberá considerarse el coste real y detallado de las partidas que puede representar variaciones significativas con la aproximación propuesta [EMG, 2015].

### 5.2 Financiación

En este capítulo se considerará intervinientes a, por un lado, los socios promotores del proyecto (constructor, operador del negocio, compañía eléctrica

que adquiere el producto, propietarios del terreno, administración central y local, inversores privados y otros), y por otro las entidades financieras. La proporción razonable, dependiendo de las condiciones de viabilidad económica del proyecto y de las garantías adicionales que se aporten, puede estimarse entre el 20% y el 30% de fondos propios, respecto al total de la inversión. En nuestro caso, el tanto por ciento que aportará el promotor será del 20%, siendo el resto (80%), aportado por una entidad financiera.

### 5.3 Operación y mantenimiento

Dentro del mantenimiento se incluye la gestión de la instalación, la revisión de los sistemas de seguridad, las revisiones periódicas de tornillería y elementos mecánicos, el cambio de consumibles, los ajustes de componentes, la protección anticorrosiva, el mantenimiento de la obra civil, etc.

### 5.4 Condiciones del préstamo

Un tipo de interés nominal actual, susceptible de ser considerado es el 13% con pagos mensuales y una duración de 10 años. Este índice, se obtiene por investigación en determinadas páginas de internet de cálculo de hipotecas, y está directamente relacionado con el banco.

### 5.5 Vida útil

La vida útil de un parque suele ser superior a 15 años, llegando a 20 años en condiciones normales de funcionamiento. En el caso de parques eólicos marinos se estiman vidas útiles en torno a los 30 años.

Las características de nuestro parque, así como el análisis de los aerogeneradores, dan la confianza más que necesaria para estimar la vida útil de nuestro parque, de 25 años.

## 5.6 Producción

Para el presente estudio económico es necesaria una estimación de la producción eléctrica anual de nuestro parque. Después del análisis exhaustivo realizado en los cálculos justificativos del proyecto, se sabe que la producción anual energética de los tres mejores emplazamientos que muestran un buen potencial energético eólico son: RUMIGNOKIANA-CAÑI: 131.834,9MWh, LOMA DE RASUTAMBO: 154.403,9MWh y S.J. de CHOCON: 252.958,3MWh (ver tabla 25).

El gobierno ecuatoriano a través del CONELEC (corporación nacional de electrificación) la cuota que se paga por un MWh de energía eólica, es de 9 (c\$/kWh). Esto da el precio exacto que pagarán anualmente por nuestra electricidad.

$$\text{RUMIGNOKIANA-CAÑI: } 131834,9 \text{ MWh} \times 90 \frac{\$}{1\text{MWh}} = 118.651.141 \text{ dólares}$$

Se obtendrá unos ingresos anuales de: \$ **118.651.141**

$$\text{RASUTAMBO: } 154403,9 \text{ MWh} \times 90 \frac{\$}{1\text{MWh}} = 13.896.351 \text{ dólares}$$

Se obtendrá unos ingresos anuales de: \$ **13.896.351**

$$\text{SAN JOSÉ DE CHOCÓN: } 252958,7 \text{ MWh} \times 90 \frac{\$}{1\text{MWh}} = 22.766.247 \text{ dólares}$$

Se obtendrá unos ingresos anuales de: \$ **22.766.247**

## 5.7 Amortización

Se considerará el criterio de amortización con cuota constante o uniforme, con una tasa que varía según las partidas. Ha de ser también contemplado el importe que corresponda a la capitalización o activación de los intereses financieros derivados de los fondos de las entidades de crédito durante el proceso de construcción.

## 5.8 Criterios de rentabilidad

El estudio de la rentabilidad del parque eólico, se realizará a partir de los siguientes parámetros [CIPE, 2010]:

- Valor actualizado neto de la inversión (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Costes específicos de la instalación
- Costes de generación de la unidad energética (explotación y mantenimiento)

El valor actualizado neto (VAN), se define como:

$$VAN = - A + [FCL1 / (1 + r)^1] + [FCL2 / (1 + r)^2] + \dots + [FCLm / (1 + r)^n] \quad (5.1)$$

Donde:

A: inversión inicial.

FCLm: flujo de caja libre en el año m.

n: número de años.

r: tasa de descuento expresada en tanto por uno.

La expresión del valor actualizado neto supone un valor nulo al final del periodo para la inversión realizada.

Si se tiene que el valor actualizado neto es mayor que cero, la inversión será rentable. En caso contrario, dicha inversión carecerá de interés económico. A mayor valor actualizado neto, mayor rentabilidad de la inversión; pudiéndose comparar de este modo diferentes opciones de la inversiones posibles.

Una formulación más compacta y elegante es la que se expone a continuación, que se deriva directamente de la previa estudiada.

$$VAN = -A + \sum_{m=1}^n \frac{FCLm}{(1+r)^m} \quad (5.2)$$

El valor actualizado neto permite conocer el valor que tendrá la inversión en el futuro expresado en relación al valor del dinero a día de hoy. La importante diferencia entre el valor futuro y el valor actualizado neto obliga a considerar este último como el parámetro realmente representativo para el análisis de rentabilidad. Esta corrección, como se indicó, es denominada expresión del capital futuro en divisa de hoy.

Si cuando  $m = n$ , el VAN sigue siendo negativo, la inversión no es rentable. Y cuando el VAN se iguala a cero, se toma  $m$  como el tiempo en años de amortización de nuestra inversión.

El FCL, flujo de caja libre, es el balance existente entre beneficios y gastos.

Para una mejor comprensión de los cálculos realizados para este estudio, lo se mostrará con un ejemplo.

Se supone que el parque eólico, cuesta un total de 20'822.796 dólares del cual, el 20% forma parte del promotor (\$ 4'164.559) y el restante 80% de la entidad financiera (\$ 16'658.236).

Se analiza el FCL:

$$FCL = \Sigma \text{INGRESOS} - \Sigma \text{GASTOS} \quad (5.3)$$

Los ingresos anuales son de 7'755.301 dólares y los gastos son la suma del Alquiler del terreno 19.500 dólares, más el mantenimiento 850 dólares, más lo que se tiene que ir pagando anualmente al banco:

$$\frac{16.658.236}{10 \text{ años}} \times 1,05 = 1.749.114,78 \text{ dólares}$$

Esto es lo que se tiene que devolver anualmente al banco. El (1+0,05) es lo que cobra el banco de interés.

$FCL = \Sigma \text{INGRESOS} - \Sigma \text{GASTOS} = 7'755.301 - (19.500 + 850 + 1'749.114,78) = 5'985.836,22$  dólares americanos.

A esta cuantía, hay que restarle el 33% por impuesto de sociedades:

$$5'985.836,22 \times 0,67 = 4'010.510 \text{ dólares americanos.}$$

Ahora se calcula el VAN, utilizando la ecuación (5.2):

Siendo:

A = 20'822.796 dólares

FCL = 4'010.510 dólares

$r = 0,025$  (los 4 primeros años) y  $0,05$  (los 21 restantes);  $n = 25$ .

$$VAN = -A + \sum_{m=1}^n \frac{FCLm}{(1+r)^m} = 36'567.474,85 \text{ Dólares americanos.}$$

<b>AÑO</b>	<b>Inversión</b>	<b>Recuperación</b>	<b>Balance de beneficios</b>
1	20822796	3912692,683	-16910103,32
2	20822796	3817261,154	-13092842,16
3	20822796	3724157,223	-9368684,94
4	20822796	3633324,12	-5735360,819
5	20822796	3142339,526	-2593021,293
6	20822796	2992704,31	399683,0172
7	20822796	2850194,581	3249877,599
8	20822796	2714471,03	5964348,628
9	20822796	2585210,505	8549559,133
10	20822796	2462105,242	11011664,38
11	20822796	2344862,136	13356526,51
12	20822796	2233202,034	15589728,55
13	20822796	2126859,08	17716587,62
14	20822796	2025580,076	19742167,7
15	20822796	1929123,882	21671291,58
16	20822796	1837260,84	23508552,42
17	20822796	1837260,84	25258324,65
18	20822796	1749772,229	26924774,39
19	20822796	1666449,992	28511869,39
20	20822796	1587094,992	300023388,4
21	20822796	1511519,04	31462930,37
22	20822796	1439541,943	32833922,69
23	20822796	1370992,326	34139629,67
24	20822796	1305706,978	35383160,13
25	20822796	1243530,455	36567474,85

A partir del sexto año, se empiezan a obtener beneficios. Es lo que se llama periodo de retorno o Playback. Los beneficios totales del parque, son de 36'567.474,85 dólares.

El costo que podría tener la ejecución de un Parque aerogenerador [CP, 1982], se realizó seleccionando a la región de Rasutambo-Chimborazo, lugar cercano al

nevado Chimborazo, que presenta una velocidad promedio de 7,7 m/s y tienen una duración de viento del 77,8% (ver figura 48). Según los cálculos realizados, el parque debe constar con 27 aerogeneradores con potencia Nominal de 23 MW, generación eléctrica que vendría a satisfacer por el momento la demanda de energía eléctrica en la Provincia de Chimborazo. Si se observa en el Anexo. 1, la información del año 2012 sobre la Producción y Demanda promedio de energía, que hasta entonces se necesitaba 28.070 MWh, para satisfacer la demanda energética en la Provincia de Chimborazo. Razón por la que se tomó la información técnica que se obtuvo en este lugar.

## 5.9 Conceptos teóricos del análisis coste-beneficio

### 5.9.1 Diferencias entre el análisis financiero y el análisis coste-beneficio

El análisis financiero consiste básicamente en la comparación de los ingresos y de los costes generados durante la vida del proyecto. La diferencia entre los ingresos totales y los costes totales, en valores actuales, es el valor actual neto, el beneficio que el proyecto reporta al agente económico que lo realiza [Núñez. S. Ramón,2005].

El valor actual neto obtenido en un análisis financiero para un proyecto de inversión, por ejemplo la construcción de una infraestructura de transporte, se define como:

$$VAN_f = -I + \frac{p_1 q_1 - c_1 q_1}{(1+i)} + \frac{p_2 q_2 - c_2 q_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{p_I q_I - c_I q_I}{(1+i)^I} \quad (5.4)$$

donde:

$p_i$  es el precio por el uso de la infraestructura en periodo temporal  $i$ -ésimo.

$q_i$  es el número de usuarios que usan la infraestructura en el periodo temporal  $i$ -ésimo.

$I$  es la inversión de establecimiento que se supone, se va a realizar en el primer año de evaluación.

$c_i$  es el coste unitario de mantenimiento y explotación de la infraestructura en el periodo temporal  $i$ -ésimo.

$T$  es el periodo temporal de estudio de la evaluación financiera.

$i$  es el tipo de interés de mercado que actualiza los flujos monetarios futuros.

Sin embargo, en el ACB (análisis-costo-beneficio) la aproximación es diferente. No se comparan ingresos con costes; sino beneficios sociales con costes sociales. El resultado de restar los costes sociales de los beneficios sociales es el beneficio social neto del proyecto.

En un ACB, por tanto, se busca la rentabilidad social del proyecto, en ésta se incluyen los beneficios y costes sociales incluyendo ingresos y costes privados. El VAN social u económico se definiría como:

$$VAN_s = -I + \frac{B_1 - C_1}{(1+r)} + \frac{B_2 - C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_T - C_T}{(1+r)^T} \quad (5.4)$$

$B_i$  son los beneficios sociales obtenidos por la construcción de la infraestructura en el periodo temporal  $i$ -ésimo.

$C_i$  son los costes sociales obtenidos por la construcción de la infraestructura en el periodo temporal  $i$ -ésimo.

$r_i$  es la tasa social de descuento que actualiza los beneficios y costes futuros.

Las diferencias más significativas entre el análisis financiero y el ACB son las siguientes:

a) Por lo que respecta a los beneficios del proyecto, mientras que en el análisis financiero sólo se tiene en cuenta los ingresos monetarios obtenidos por el agente económico inversor una vez construida la infraestructura de transporte, en el ACB se tienen en cuenta todos los beneficios obtenidos por el conjunto de la sociedad, tanto del agente económico inversor como del resto de agentes a los que, de una manera directa o indirecta les afecta el proyecto<sup>6</sup>. Por otra parte, los beneficios están medidos en términos de excedente económico de los consumidores o, lo que es lo mismo, de la diferencia entre la disponibilidad a pagar por parte de los agentes económicos y lo que efectivamente pagan una vez que se lleva a cabo un determinado proyecto.

b) En cuanto a los costes de construcción, mantenimiento y explotación de la infraestructura, en el análisis financiero éstos son valorados en términos de precios de mercado de los factores de producción utilizados en la construcción, mantenimiento o explotación de la infraestructura. Sin embargo, en el Análisis Coste-Beneficio los costes deben valorarse en términos de coste de oportunidad, definiéndose éste como el beneficio perdido en el mejor uso posible de los factores de producción empleados en la construcción, mantenimiento y operación del proyecto si dicho proyecto no se realizase. Además en el Análisis Coste-Beneficio deben reflejarse las externalidades (tanto positivas como negativas) que puede provocar la construcción del proyecto en el conjunto del sistema económico.

Mientras que en el análisis financiero se usa un tipo de interés de mercado que refleja el coste del capital utilizado en el proyecto de inversión, en el Análisis

Coste-Beneficio se emplea una tasa social de descuento que únicamente refleja el coste de oportunidad de los fondos empleados en el proyecto de inversión.

### 5.9.2 Etapas de un análisis coste-beneficio

Todo proyecto de inversión o evaluación de una determinada política que sea analizada a través de la metodología ACB debe seguir una serie de etapas:

a) *Especificar el conjunto de alternativas a la realización del proyecto.* El análisis coste-beneficio compara los beneficios sociales netos de invertir recursos en un proyecto determinado con los beneficios sociales netos de un proyecto hipotético que sería desechado si el proyecto en evaluación se llevase a cabo. En la mayoría de las situaciones, la alternativa a la construcción del proyecto es la situación de status quo, es decir la situación en la que no se construye el proyecto.

b) *Establecer los beneficios y costes del proyecto.* Una vez especificadas las alternativas al proyecto, debe identificarse los beneficios y costes que genera el proyecto para la sociedad.

Un aspecto especialmente relevante a la hora de realizar un análisis coste beneficio es decidir cuál es el alcance de los beneficios y costes del proyecto. No está claro si un análisis coste-beneficio deba tener un alcance global, nacional, regional, provincial o local. En España la mayoría de los análisis coste-beneficio que se realizan tienen un ámbito nacional ignorándose los posibles costes y beneficios que se localizan fuera del territorio nacional. Este hecho ha generado posiciones críticas las cuales abogan por tener en cuenta beneficios y costes globales, ya que se considera que determinados proyectos generan beneficios y

costes que sobrepasan el ámbito nacional; por ejemplo, efectos medioambientales nocivos tales como el cambio climático global, la lluvia ácida o el empobrecimiento de la capa de ozono.

*Cuantificar los beneficios y los costes.* Como ya se ha mencionado anteriormente la valoración de los beneficios en el análisis coste-beneficio se realiza en términos de excedentes económicos. En la mayoría de las ocasiones, cuando los mercados existen y funcionan bien, sin que existan grandes fallos de mercado, dichos excedentes son calculados mediante las funciones de demanda de los individuos [Núñez S. Ramón, 2006].

Para algunos bienes cuya asignación en el sistema económico no se realiza a través del mecanismo de mercado o si se realiza a través de éste, existen altos fallos de mercado, se emplean las técnicas de *preferencias declaradas* o *preferencias* reveladas; por ejemplo mediante la realización de encuestas, que muestran la disponibilidad a pagar de los individuos para que se haga efectivo el proyecto de inversión.

Los costes en el ACB son valorados en términos de coste de oportunidad, los cuales no siempre coinciden con los precios de mercado de los inputs utilizados en el proceso de producción.

Para la cuantificación de los beneficios y costes en análisis donde los bienes no tienen mercado, son necesarios valores unitarios del tiempo para usuarios de la infraestructura, valores del tiempo para los viajeros o las mercancías transportadas, valores de vida humanas, valor del silencio, o incluso el valor de especies animales o vegetales, etc.

Una de las críticas que se suele hacer a la metodología ACB, es que ésta sólo tiene como único objetivo la maximización de la eficiencia económica, dejando de lado otros posibles objetivos que pueden ser igual de relevantes en el análisis de la rentabilidad social; por ejemplo, la igualdad de oportunidades, la igualdad de renta, o la seguridad nacional.

Por otra parte, existen determinados autores que no están de acuerdo con dar un valor monetario a una vida humana o a una especie animal o vegetal en peligro de extinción; en ese caso, existen otras técnicas de evaluación de proyectos como por ejemplo, el análisis multicriterio<sup>1</sup>, en las cuáles no se hace tanto una evaluación cuantitativa como cualitativa.

c) *Agregación de todos los costes y beneficios.* Para proyectos de inversión con beneficios y costes que se extienden en amplios periodos temporales, es necesario una manera de agregar dichos beneficios y costes. El ACB en ese caso descuenta los beneficios y costes futuros en relación con los beneficios y costes presentes de manera que se obtienen valores actuales.

---

<sup>1</sup>El análisis multicriterio representa una de las técnicas más generales dentro del conjunto de instrumentos existentes a la hora de evaluar un proyecto o política pública. La idea básica del análisis multicriterio es comparar todas las alternativas posibles de un determinado proyecto teniendo en cuenta los diferentes objetivos relevantes (mejora de la eficiencia, de la igualdad de oportunidades, de la igualdad monetaria, etc.). Para realizar un análisis multicriterio deben cumplirse una serie de etapas. En primer lugar, deben ser marcados los objetivos generales (eficiencia, igualdad, etc.) que debe cumplir el proyecto de inversión, a partir de los cuales se señalan los objetivos específicos (criterios) que servirán como medida para evaluar las diferentes alternativas. En segundo lugar, se debe evaluar cada una de las alternativas, incluyendo la situación sin proyecto o de status quo. En último lugar, a partir de un juicio subjetivo debe dictarse una recomendación para llevar a cabo una de las alternativas, teniendo en cuenta los trade-off que genera la elección, dado que la alternativa elegida no cumplirá todos los objetivos marcados en la primera etapa.

El hecho de que se descuenten los beneficios y costes futuros se debe a que las preferencias de los individuos a consumir en el momento presente son mayores que las preferencias en el consumo futuro, ya que si los individuos consumen en el presente, pierden la oportunidad de consumir en mayor cuantía en el futuro

Por otro lado, a diferencia del análisis financiero donde los ingresos y los costes se contabilizan en términos corrientes, los beneficios y costes en el ACB se contabilizan en términos reales.

d) *Cálculo del valor actual neto*. El valor actual neto (o VAN) se define como la diferencia entre el valor actual de los beneficios y el valor actual de los costes. La regla de decisión para la implementación del proyecto en el ACB, cuando la única alternativa que se estudia es la situación sin proyecto o de status quo, es simple: se aconseja realizar el proyecto desde el punto de vista económico si el VAN obtenido es positivo.

Cuando en el ACB se evalúa más de una alternativa la regla de decisión es un poco más complicada. En ese caso, suponiendo que alguno de los proyectos tuviera un VAN positivo, se seleccionaría aquel proyecto con un mayor VAN. En el caso de que ninguna alternativa tuviese un VAN positivo, la mejor alternativa en términos de eficiencia económica sería permanecer en la situación sin proyecto, es decir que no se realizase el proyecto.

Una debilidad del criterio ACB es que la decisión final depende de las alternativas propuestas. Así, podría darse el caso de que otras alternativas no evaluadas en el ACB fueran considerablemente mejores. Por tanto, aunque el criterio del ACB ordena en términos de eficiencia económica el conjunto de

alternativas, no tiene por qué elegir la alternativa más eficiente, si ésta no ha sido tenido en cuenta.

e) *Desarrollo de un análisis de sensibilidad.* Hasta ahora en ninguna de las etapas descritas para realizar un ACB se ha tenido en cuenta la existencia de incertidumbre sobre los beneficios y costes futuros del proyecto así como para los valores monetarios asociados a cada unidad de input u output. Si se considerase dicha incertidumbre, la decisión última del ACB no se debería tomar en función de un solo valor del VAN. Así, existen técnicas estadísticas que permiten introducir incertidumbre en las variables que forman parte del análisis; como por ejemplo, las simulaciones de Monte Carlo que permiten obtener distribuciones de probabilidad del VAN aumentando el rendimiento de la información disponible, lo cual no significa que se elimine el riesgo del proyecto.

f) Hacer una recomendación basada en el VAN y en el análisis de sensibilidad. Tal y como se señaló en el apartado e), en el ACB se elegirá aquella alternativa que genere un VAN más alto, suponiendo que alguna de las alternativas tenga un VAN positivo. Sin embargo, dado que los valores actuales netos son valores esperados, el análisis de sensibilidad podría mostrar que el proyecto con un VAN más alto no fuera la mejor opción al considerar incertidumbre en alguna de las variables de estudio.

Por último es importante tener en cuenta que el ACB es una herramienta que muestra cómo los recursos económicos deberían ser asignados para lograr la maximización de la eficiencia económica; es decir, es una técnica normativa. Sin embargo, la última decisión acerca de la implementación o no de los proyectos deberán tenerla los organismos públicos elegidos democráticamente. Pueden existir otros criterios diferentes a los estrictamente económicos que aconsejen realizar determinados proyectos con valores netos negativos.

### 5.9.3 Fundamentos microeconómicos del análisis coste-beneficio

La evaluación económica de proyectos y políticas públicas a través del Análisis Coste-Beneficio está fundamentada en la teoría microeconómica del bienestar donde el conjunto de individuos tratan de maximizar su utilidad dada sus preferencias sujetos a dos restricciones: los recursos productivos disponibles y la tecnología.

Dado que el objetivo es aumentar la utilidad de los individuos, se deberán producir aquellos bienes que los individuos valoran.

El objetivo de llegar a una situación de eficiencia asignativa es la base conceptual del ACB. En análisis en los que dicha eficiencia es el único criterio de decisión para realizar un proyecto o evaluar una determinada política, el ACB proporciona un método para hacer comparaciones directas entre diferentes alternativas. Esto no impide el uso del ACB cuando los objetivos últimos en la evaluación de proyectos o políticas no son únicamente la mejora en la eficiencia económica [CP, 1982].

El concepto de eficiencia económica está estrechamente ligado con el concepto de eficiencia de Pareto; produciéndose una asignación eficiente en el sentido de Pareto si no hay una asignación alternativa que pueda mejorar a al menos una persona, sin empeorar a otra.

La conexión entre el valor actual neto (VAN) positivo y la eficiencia de Pareto es la siguiente: si el resultado de la evaluación de un proyecto o de una determinada política a través del ACB ofrece un valor actual neto positivo, entonces, es posible encontrar formas de transferencias o compensaciones entre

agentes, de manera que esté mejor al menos una persona sin perjudicar a ninguna otra.

Sin embargo, esta regla es bastante restrictiva a la hora de evaluar proyectos y políticas en la vida real. La gran mayoría de proyectos y políticas tienen beneficiarios pero también perjudicados, los cuales, según lo descrito anteriormente, deberían recibir compensaciones de los agentes beneficiados de manera que en la situación final no hubiese ningún perjudicado. Como se puede intuir, esta serie de transferencias o compensaciones serían muy difíciles de implementar en la práctica por un número de razones, tal y como señala [Núñez S. R, 2006] [Boardman et al. 2001].

En primer lugar, se necesitaría información perfecta tanto de los beneficios y costes agregados como de los costes y beneficios individuales de cada uno de los agentes económicos afectados por el proyecto o la política objeto de evaluación.

Mientras que los beneficios y costes agregados podrían obtenerse de los precios y cantidades observados en el mercado, sería imposible conocer ex ante de forma precisa los beneficios y costes individuales.

En segundo lugar, una vez que conocida la distribución de costes y beneficios a nivel individual, existirían altos costes administrativos para llevar a cabo las compensaciones entre agentes.

En tercer lugar, sería extremadamente costoso establecer un sistema de compensaciones que no distorsionase las decisiones de inversión y de horas de trabajo de las familias.

En cuarto lugar, el hecho de que se compensase a los agentes perjudicados por el proyecto o la política evaluada crearía un incentivo a todos los agentes económicos afectados a sobreestimar los costes y subestimar los beneficios esperados, complicando aún más la tarea de inferir cuánto está dispuesto a pagar cada agente por los outputs obtenidos por el proyecto.

El principio de eficiencia paretiana parece, por tanto, difícil de aplicar en la metodología ACB.

Dada la dificultad de fundamentar el ACB a partir del criterio de eficiencia paretiano, en la metodología coste-beneficio se utiliza una regla de decisión alternativa con menos rigurosidad teórica pero que ofrece una mayor operabilidad.

Dicha regla está basada en el criterio de Kaldor-Hicks, el cual afirma que una política o un proyecto debería llevarse a cabo si y solo si aquellos agentes económicos beneficiados pudieran compensar a aquellos agentes perjudicados, y aun así, estuvieran mejor.

Con el criterio de Kaldor- Kaldor-Hicks las compensaciones serían hipotéticas, no se realizarían en la realidad, con lo que se salvarían los problemas enunciados bajo la regla de eficiencia paretiana [Núñez. S. Ramón, 2006].

A continuación se pueden observar las tablas que presenta todo el proceso de cálculo realizado, utilizando en su mayoría un software en Excel, para este propósito [CIPE, 2010]. Ver tablas de la 26 a 29.

Tabla 26. Inversión parque eólico.

<b>INVERSION DE EQUIPAMIENTO</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total</b>
<b>INVERSIONES FIJAS</b>			
Aerogeneradores	\$ 1.413.350	27	\$ 38.160.450
Líneas de transmisión	\$ 25.000	27	\$ 675.000
Subestación	\$ 2.725.500	1	\$ 2.725.500
<b>Total Inversiones Fijas</b>	<b>\$ 4.163.850</b>	<b>49</b>	<b>\$ 41.560.950</b>
<b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>			
Administrador	\$ 1.800	1	\$ 1.800
Jefes de energía eólica	\$ 600	3	\$ 1.800
<b>Total G. Administrativo</b>	<b>\$ 1.400</b>	<b>4</b>	<b>\$ 3.600</b>
<b>INVERSIONES DIFERIDAS</b>			
Capacitaciones	\$ 600	3	\$ 1.800
<b>Gastos de Instalación</b>			
Preparación del terreno	\$ 68.213	3	\$ 204.639
Transporte de los aerogeneradores	\$ 160.217	30	\$ 4.806.510
Grúas	\$ 172.750	3	\$ 518.250
Instalación de los equipos	\$ 123.000	30	\$ 3.690.000
Control y Monitoreo	\$ 148.500	1	\$ 148.500
<b>Total G. instalación</b>	<b>\$ 672.680</b>	<b>67</b>	<b>\$ 9.367.899</b>
<b>Gastos de Organización</b>			
Estudio Geográfico del Área	\$ 50.000	3	\$ 150.000
Estudio del potencial Eólico	\$ 100.000	3	\$ 300.000
Otros Estudios	\$ 40.000	3	\$ 120.000
<b>Total G. Organización</b>	<b>\$ 190.000</b>	<b>9</b>	<b>\$ 570.000</b>
<b>TOTAL DE LA INVERSION</b>			<b>\$ 58.548.469</b>
Fuente: Proyecto de Prefactibilidad			
Elaboración: Lorenzo Enríquez			

Tabla 27. Financiamiento parque eólico.

RUBROS	FUENTES DE FINANCIAMIENTO		
	USO DE FONDOS	RECURSOS PROPIOS	ONG
<b>INVERSIONES FIJAS</b>	\$ 44.127.500		
Aerogeneradores	\$ 42.400.500		\$ 42.400.500
Líneas de transmisión	\$ 1.500	\$ 1.500	
Subestación	\$ 1.725.500		\$ 1.725.500
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>	\$ 2.600		
Administrador	\$ 800	\$ 800	
Jefes de energía eólica	\$ 1.800	\$ 1.800	
<b>ACTIVOS DIFERIDOS</b>	\$ 9.939.699		
Capacitaciones	\$ 1.800	\$ 1.800	
Gastos de Instalación			
Preparación del terreno	\$ 204.639		\$ 204.639
Transporte de los aerogeneradores	\$ 4.806.510		\$4,806.510
Grúas	\$ 518.250		\$ 518.250
Instalación de los equipos	\$ 3.690.000		\$3,690.000
Control y Monitoreo	\$ 148.500		\$ 148.500
Gastos de Organización			
Estudio Geográfico del Área	\$ 150.000		\$ 150.000
Estudio del potencial Eólico	\$ 300.000		\$ 300.000
Otros Estudios	\$ 120.000		\$ 120.000
<b>TOTAL DEL FINANCIAMIENTO</b>	\$ 54.069.799	\$ 5.900	\$ 54.063.899
Fuente: Proyecto de Prefactibilidad			
Elaboración: Lorenzo Enríquez			

Nota: Las ONGs financian desde \$50'000.000 los proyectos

Tabla 28. Proyección de ingresos eólicos.

PROYECCION DE INGRESOS										
Concepto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Precio	\$10.091.520,00	\$ 10.572.885,50	\$ 11.077.212,14	\$ 11.605.595,16	\$ 12.159.182,05	\$ 12.739.175,03	\$ 13.346.833,68	\$ 13.983.477,65	\$ 14.650.489,53	\$ 15.349.317,89
Electricidadgenera	126.144.000	132.161.068,80	138.465.151,78	145.069.939,52	151.989.775,64	159.239.687,93	166.835.421,05	174.793.470,63	183.131.119,18	191.866.473,57
Fuente: Proyecto de Prefactilidad										
\$.= dólares										
Elaboración: Lorenzo Enriquez										

Tabla 29. Estados de pérdida y ganancias.

RUBROS	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
Ventas Netas	\$10,091,520.00	\$10,572,885.50	\$11,077,212.14	\$11,605,595.16	\$12,159,182.05	\$12,739,175.03	\$13,346,833.68	\$13,983,477.65	\$14,650,489.53	\$15,349,317.89
(-)Costo de Producción	\$1,782,295.00	\$1,891,371.45	\$2,007,123.39	\$2,129,959.34	\$2,260,312.85	\$2,398,644.00	\$2,545,441.01	\$2,701,222.00	\$2,866,536.78	\$3,041,968.84
<b>(=) UTILIDAD BRUTA EN VENTAS</b>	<b>\$8,309,225.00</b>	<b>\$8,681,514.05</b>	<b>\$9,070,088.76</b>	<b>\$9,475,635.82</b>	<b>\$9,898,869.20</b>	<b>\$10,340,531.04</b>	<b>\$10,801,392.68</b>	<b>\$11,282,255.65</b>	<b>\$11,783,952.75</b>	<b>\$12,307,349.05</b>
(-)Costo de Administrativos	\$2,600.00	\$2,759.12	\$2,927.98	\$3,107.17	\$3,297.33	\$3,499.13	\$3,713.27	\$3,940.52	\$4,181.68	\$4,437.60
<b>(=) UTILIDAD OPERATIVA</b>	<b>\$8,306,625.00</b>	<b>\$8,678,754.93</b>	<b>\$9,067,160.78</b>	<b>\$9,472,528.65</b>	<b>\$9,895,571.87</b>	<b>\$10,337,031.91</b>	<b>\$10,797,679.40</b>	<b>\$11,278,315.13</b>	<b>\$11,779,771.07</b>	<b>\$12,302,911.45</b>
(-) 15% Utilidadtrabajadores	\$1,245,993.75	\$1,301,813.24	\$1,360,074.12	\$1,420,879.30	\$1,484,335.78	\$1,550,554.79	\$1,619,651.91	\$1,691,747.27	\$1,766,965.66	\$1,845,436.72
<b>(=) UTILIDAD ANTES DEL IMP.R</b>	<b>\$7,060,631.25</b>	<b>\$7,376,941.69</b>	<b>\$7,707,086.66</b>	<b>\$8,051,649.36</b>	<b>\$8,411,236.09</b>	<b>\$8,786,477.13</b>	<b>\$9,178,027.49</b>	<b>\$9,586,567.86</b>	<b>\$10,012,805.41</b>	<b>\$10,457,474.73</b>
(-) 25% IMP.R	\$1,765,157.81	\$1,844,235.42	\$1,926,771.67	\$2,012,912.34	\$2,102,809.02	\$2,196,619.28	\$2,294,506.87	\$2,396,641.96	\$2,503,201.35	\$2,614,368.68
<b>(=) UTILIDAD NETA</b>	<b>\$5,295,473.44</b>	<b>\$5,532,706.27</b>	<b>\$5,780,315.00</b>	<b>\$6,038,737.02</b>	<b>\$6,308,427.07</b>	<b>\$6,589,857.84</b>	<b>\$6,883,520.62</b>	<b>\$7,189,925.89</b>	<b>\$7,509,604.05</b>	<b>\$7,843,106.05</b>
Fuente: Proyecto de Prefactibilidad										
Elaboración: Lorenzo Enríquez García										

## 5.10 Evaluación financiera

Es necesario realizar una evaluación financiera para visualizar los aspectos monetarios y la rentabilidad del proyecto que se desea implementar [CP, 1982] [CIPE, 2010].

Luego de haber tomado en cuenta todos los costos necesarios para la generación de energía eólica, se realiza los cálculos Financieros proyectados a 10 años con los cuales se obtiene los resultados que mostrarán si el proyecto es viable o no. Ver los resultados en los Anexos (6, 7 y 8).

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable, en nuestro caso, el proyecto es viable.

Basta con hallar VAN de un proyecto de inversión para saber si dicho proyecto es viable o no. El VAN también nos permite determinar cuál proyecto es el más rentable entre varias opciones de inversión. Incluso, si alguien nos ofrece comprar nuestro negocio, con este indicador podemos determinar si el precio ofrecido está por encima o por debajo de lo que ganaríamos de no venderlo.

El segundo criterio de evaluación de este proyecto de inversión que se analiza en este proyecto es la TIR o Tasa Interna de Retorno. **La TIR es aquella tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto sea igual a cero.** Para calcular la TIR, no hace falta conocer la tasa de descuento. Una vez obtenida la TIR, se comprara con la tasa de descuento. Si la TIR es superior a la tasa de descuento, esto significa que la inversión es conveniente; y viceversa cuando la TIR es inferior a la tasa de descuento. Ver Anexos (6, 7 y 8).

## 5.11 Análisis económico del estudio de un Sistema Energético para la Provincia de Chimborazo para emplazamientos eólicos

Luego de un proceso de análisis económico se puede decir, que la rentabilidad de la posible instalación de los aerogeneradores en los puntos escogidos, han proporcionado resultados favorables, los cuales servirán para cubrir la demanda insatisfecha, por lo que se determina un estudio para construcción de un sistema energético a través de emplazamientos de parques aerogeneradores para satisfacer no solo la demanda eléctrica de la Provincia de Chimborazo, sino también para satisfacer la demanda energética del país.

La rentabilidad económica obtenida de la ubicación de estos aerogeneradores y su utilización, depende fundamentalmente de los datos obtenidos del viento en el lugar de emplazamiento [Villarrubia. M, 2004]

La velocidad promedio existente en la región de Loma de Rasutambo es aproximadamente de 7,7 m/s a 10 m de altura del eje del rotor del aerogenerador. La información meteorológica obtenida ha permitido que este estudio sea factible para su puesta en marcha.

El desarrollo de la energía eólica se ha manifestado en el hecho de que ha sido, de todas las fuentes de energía, la de mayor crecimiento durante todo este tiempo, con un 25,7% y la capacidad instalada se duplica cada año [WEE, 2010].

La vida útil de estos sistemas se encuentra cercana a los 25 años de uso con lo que el ahorro económico de consumo eléctrico será para esa cantidad de tiempo [DEUSA, 2013].

## 5.12 Análisis de los precios de estudio para emplazamientos eólicos en la Provincia de Chimborazo.

El análisis económico de la energía eólica para los emplazamientos eólicos en la Provincia de Chimborazo se tomó en cuenta varios aspectos básicos:

- Los costos de inversión.
- Los costos anuales de explotación, es decir, operación y mantenimiento.
- Los costos anuales de financiamiento

Los costos de inversión más importantes en el proyecto de un parque eólico terrestre y su participación en el costo total, se presentan seguidamente

Costos de estudios de viabilidad: <2%. Incluyen el estudio del recurso eólico, análisis del emplazamiento, diseño inicial, estudio de impacto ambiental, estudio de rentabilidad y gestión de proyecto, entre otros gastos iniciales

Costos de equipamiento (aerogenerador): 65-84%. Incluyen los de producción de la turbina y equipos auxiliares, y la transportación hasta el sitio de emplazamiento e instalación

Costos de obra civil: 4-16%. Incluyen la transportación interna dentro del emplazamiento de la turbina y la torre, la construcción de la cimentación y carreteras, y otros costos relacionados con la infraestructura necesaria para la instalación y puesta en marcha de las turbinas.

Costos de conexión a la red: 9-14%. Incluyen el cableado, las subestaciones y las líneas eléctricas necesarias

Otros costos de inversión: 4-10%. Por ejemplo, costos financieros durante la construcción, ingeniería, permisos legales y de uso del terreno, licencias, consultas, seguros y, además, los sistemas de monitoreo

## Costos unitarios de un parque eólico

¿Cuánto cuesta la instalación de un kW en un parque eólico? La turbina constituye el elemento más costoso de los parques eólicos, su costo oscila entre 64 y 85%. Ello depende, entre otros factores, de la madurez de la industria eólica en el país productor de la turbina y de las especificidades del proyecto, ya que mientras más resistentes sean las turbinas solicitadas, más costosas son.

Los componentes más caros son la torre, las palas y la caja multiplicadora, los cuales alcanzan alrededor de la mitad del costo total de la turbina (con valores aproximados de 26, 22 y 12%, respectivamente). El generador, transformador y convertidor llegan a 13% del costo del aerogenerador [Moreno. F Conrado 2012].

Para que se tenga una idea de cómo los precios dependen de estos factores, veamos los precios en USD/kW de las turbinas eólicas en tres países de diferentes continentes, y con diversos grados de desarrollo (Tabla 30).

Tabla 30. Precios de las turbinas eólicas en tres países (USD/kW)..

<b>País</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
<b>China</b>	885	928	911	864	644
<b>Italia</b>	1290	1874	1892	1798	1592
<b>EE.UU</b>	1183	1224	1456	1339	1234

Fuente: IEA y WWEA

Los costos de conexión a la red dependen, entre otros factores, de si el parque va a ser conectado a una red de transmisión, o de distribución. En el primer caso, los costos se incrementan debido a la tecnología de la transformación. Si la red eléctrica no está muy alejada del parque eólico, la conexión usual es la de

corriente alterna de alta tensión. Si las distancias son mayores de 50 km, se estima que emplear corriente directa de alto voltaje es la solución más económica. Los costos de conexión a la red varían de un país a otro. En los parques eólicos terrestres los costos se mueven entre 11 y 14% del costo total de inversión.

Los costos de las obras civiles y la construcción incluyen la transportación y la instalación de la turbina y la torre, además de la construcción de la cimentación y los caminos de acceso, y otros costos relacionados con la infraestructura del parque eólico. A pesar del aumento del tamaño de los aerogeneradores, y su correspondiente encarecimiento, los costos de transportación e instalación no han crecido en la misma proporción. La construcción de medios de transporte e izaje diseñados específicamente para instalar aerogeneradores, ha reducido los tiempos y costos de instalación.

El costo de la potencia instalada en los últimos años se encuentra, mayoritariamente, en el rango de 1.700 y 1.250 USD/kW para parques eólicos terrestres en países desarrollados.

En el 2010, los costos de instalación en China se encontraban entre los más bajos del mundo, junto con Dinamarca, entre 1.300 y 1.384 USD/kW. En los Estados Unidos, estos costos alcanzaron los 2.154 USD/kW, y en Japón rebasaron los 3.000 USD/kW.

Los costos de la potencia instalada varían en dependencia del país y el proyecto, según los costos de las turbinas, de las condiciones del sitio de instalación, del grado de madurez de la industria eólica local y del desarrollo de la economía del país donde está siendo ejecutado, en lo cual influye la mano de obra y el grado de satisfacción de las necesidades tecnológicas requeridas (por ejemplo, poseer las grúas y los medios de transporte requeridos), entre otros.

En resumen, un parque de 50 MW instalado en China o en Dinamarca pudiera costar unos 70'000.000 USD y en los Estados Unidos, más de 100'000.000 USD. En el caso ecuatoriano que las considerar que las turbinas eólicas pueden

provenir de Europa o de Asia, dígase China, y los costos de flete marítimo encarecen grandemente el proceso inversionista, pudiendo representar hasta 20% de la inversión [Moreno. F Conrado 2012].

## Costos de la generación de la electricidad

Para comparar la viabilidad económica de un parque eólico con respecto a los sistemas tradicionales (térmico, solar, hidráulico), el costo de la inversión no es lo que decide sino los costos de generación de electricidad. El costo de generación de electricidad de un parque eólico viene dado por la suma de todos los costos del parque eólico a lo largo de su vida útil, que incluyen los flujos financieros cada año.

En este análisis, los costos principales son los de inversión, los de operación y mantenimiento, y la producción anual de electricidad esperada. Además de estos, se suman los costos de los terrenos, gestión, administración, seguros, impuestos y los costos financieros.

La producción anual de electricidad es muy sensible a la velocidad media anual del viento, de aquí la importancia de realizar una evaluación cuidadosa del potencial eólico de los emplazamientos planificados, y de utilizar torres a la mayor altura posible, lo que está limitado por el costo de la torre según la altura.

De acuerdo a diferentes estudios realizados en el 2010, los costos de generación de la electricidad en parques eólicos están por debajo de los 0,07 USD/kWh como promedio en la mayoría de los proyectos en zonas con viento favorable calculados para 20 años de vida útil, y la recuperación de la inversión no rebasa los 7 años de acuerdo con los altos precios del petróleo. Estos costos del kWh son comparables con los costos promedio estimados de producción de electricidad con carbón (0,067 USD/kWh), o con gas (0,056 USD/kWh), siendo más favorable esta comparación cuando se trata de los costos de producción con petróleo, según [Moreno. F Conrado, 2012].

Uno de los principales inconvenientes en utilizar los sistemas de energías renovables como generadores de energía eléctrica es el costo inicial de los elementos que se requiere adquirir para dicha generación.

Al analizar el costo de la energía eléctrica por kWh consumido en nuestro país (promedio de 9 centavos de dólar), es lógico pensar que el ahorro económico que se va a alcanzar no es muy alto; esto debido a que la energía que se consume es subvencionada, es decir, que el Estado asume parte del costo real que tiene la energía. Este valor de subsidio según el CONELEC alcanza un valor del 60%, entonces en realidad el costo por kWh consumido en nuestro país se debería cobrar 13 centavos de dólar [SEE, 2007].

Estas alternativas y perspectivas son establecidas por el Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017, siendo su ejecutor principal el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER en el ámbito de las energías renovables y eficiencia energética, así como también el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables - INER. El planeamiento centralizado fue retomado en el Ecuador a partir del 2007 con el cambio de modelo económico a través del denominado Socialismo del Siglo XXI. La energía se encuentra ligada al crecimiento económico, en este sentido, se puede observar que el Producto Interno Bruto (PIB) de los países está íntimamente acoplado al crecimiento energético.

El Ecuador a través del su Plan del Buen Vivir 2013 – 2017 tiene establecidos objetivos en los que señala que la participación de las energías renovables debe incrementarse en la producción nacional, en concordancia con los objetivos de mejora de la matriz productiva. Para el cumplimiento de este objetivo, los proyectos hidroeléctricos del Plan Maestro de Electrificación deben ejecutarse sin dilación; y, adicionalmente, debe impulsarse los proyectos de utilización de otras energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar. En este contexto el

Ecuador ha logrado avances significativos en materia de energías renovables no convencionales. Proyectos de generación eólica en varios sectores del país y otros de tipo como la solar lo ratifican [Muñoz. J., 2013].

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONESg

#### 6.1 Conclusiones, contribuciones y cumplimiento de los objetivos propuestos

La mejora de la eficiencia energética se ha convertido en una estrategia prioritaria en los últimos años y su relevancia e importancia no será sino creciente en un futuro próximo.

El desarrollo de mejores tecnologías, técnicas y sistemas que conlleven la reducción de la demanda energética, la mejora de la eficiencia energética y la reducción del consumo de energía primaria deben de ir acompañados, de forma necesaria, de un esfuerzo formativo que conlleve la adecuada difusión de todos estos avances. Esta difusión debe de llevarse a cabo de un modo totalmente transversal y que abarque amplios sectores de la sociedad: futuros profesionales en formación, personal en activo y sociedad en general. La concienciación y la formación en estos campos es una pieza fundamental para poder construir el objetivo buscado y perseguido.

Aprovechando esta necesidad se han aprovechado otros desarrollos tecnológicos que se están llevando a cabo, principalmente en el ámbito de la gestión de la información sobre consumos energéticos, los sistemas de telegestión y las redes inteligentes o Smart Grids. Estos nuevos conceptos y desarrollos hacen posible la transmisión de información de un modo rápido y en tiempo real. Esa información puede ser aprovechada para realizar acciones formativas basándose en datos de instalaciones reales, lo que conllevará mejores resultados docentes y facilitará la difusión. Aprovechando estas tecnologías se ha

propuesto realizar el estudio de las variables físicas meteorológicas, mediante la recopilación de información de instalaciones reales, permita la realización de emplazamientos eólicos, para contribuir en solucionar la deficiencia energética que existe en la Provincia de Chimborazo.

El Estudio realizado del potencial energético eólico a la altura de más de 3.000 y 4.000 m<sup>2</sup>, expuesto en la tesis doctoral supone una aportación a la comunidad científica, al proponer un estudio bajo esas condiciones y con una densidad de aire diferente en cada lugar de estudio y diferente a la densidad del aire en condiciones estándar (1,2 kg/m<sup>3</sup>). Este estudio determinó los emplazamientos propicios para la construcción de parques eólicos y con la energía obtenida suplir gran parte de la deficiencia energética que existe en la actualidad y además, abre nuevas vías de investigación.

La implementación de sistemas de generación eólica en la Provincia de Chimborazo es una opción eficaz y conveniente pues a escala humana la energía del viento resulta inagotable y su utilización es prácticamente sin impacto ambiental, a diferencia de los otros tipos de generación eléctrica actualmente utilizados en Ecuador, los cuales alcanzan un 45% de generación con altos índices de contaminación ecológica.

El implantar una planta generadora de energía eléctrica si bien es cierto contempla un alto costo de adquisición, pero a la larga produce rentabilidad económica debido a que la energía renovable utilizada no tiene costo, y con cero gastos por mantenimiento de este tipo de energía [AEEP, 2015].

Una vez que se ha obtenido las rosas de los vientos, se puede proceder a la elaboración de los mapas eólicos del lugar, los cuales nos muestra los valores y la

distribución de las zonas con mayor potencial eólico. Con los mapas eólicos se procede a determinar un polígono del terreno factible y posteriormente se estima la distribución de los aerogeneradores en el lugar, pudiéndose dar una distribución estándar si el terreno es plano o semiplano. La elaboración de un atlas eólico para el país y de mapas eólicos para las provincias o regiones que se han considerado con potencial eólico, como en la Provincia de Chimborazo permitirá contar con un instrumento muy valioso para determinar los posibles sitios de instalación de centrales eolieléctricas, lo cual traerá beneficios económicos a los propietarios de la tierra, y a los consumidores eléctricos, ya que un resultado a largo plazo es la construcción de parques eólicos de pequeña y mediana capacidad, que ayudarán al desarrollo regional.

A nivel nacional se considera también que se logrará un beneficio al reducir el consumo de hidrocarburos dedicados a la generación de energía eléctrica y a nivel mundial habrá un gran logro al reducir las emisiones contaminantes, contribuyendo así a disminuir el cambio climático. El presente trabajo en esta tesis da un paso en la elaboración de mapas más confiables para zonas de la Provincia.

Luego de un amplio y minucioso estudio de los posibles lugares para la ubicación de los equipos (Anexo.3) que se requieren utilizar en la generación de energía eólica para satisfacer la demanda energética de la Provincia, se llegó a determinar que los sitios más apropiado son: Rumignokiana-Cañi, Loma de Rasutambo-Chimborazo y San José de Chocón, debido a que es un lugar que cumple favorablemente con las características técnicas requeridas y geográficamente son zonas despejadas, amplias, no cultivables y con vías de acceso a la red eléctrica y los lugares de estudio.

El aporte científico que se ha realizado a través de esta investigación ha sido en primer lugar construir un mapa eólico en la Provincia de Chimborazo, mapa que no ha existido hasta estos momentos, y en segundo lugar la ubicación de

emplazamientos y los potenciales energéticos eólicos de cada uno de ellos, llegando a considerarlos como idóneos para la construcción de parques aerogeneradores. Otro aporte constituye el conocer que es necesario seleccionar un modelo de aerogenerador que satisfaga las condiciones atmosféricas de lugar [EMG, 2015].

Los objetivos propuestos en esta tesis como la selección de emplazamientos, del modelo y número de aerogeneradores a utilizar que permitan poder generar energía eléctrica para satisfacer la demanda energética de la Provincia de Chimborazo, se han cumplido.

Después de haber realizado el estudio económico financiero se determina que la recuperación de los capitales se recuperará a partir del sexto año, tomando en cuenta que se pedirá financiamientos solo a ONGs.

Con los cálculos de los potenciales eólicos, se puede decir, que si se suma todos estos potenciales energéticos, no solo cubre la demanda insatisfecha de la Provincia de Chimborazo sino también del país.

Al usar fuentes de energía renovable tales como la energía eólica la emisión de contaminantes a la atmósfera se reduce considerablemente. Se considera que las plantas Eolo eléctricas emiten un valor promedio de 7,4 toneladas de CO<sub>2</sub> por GWh producido [NRC, 2007], y en algunos casos se considera con valores cercanos a cero [Harrison, Robert, 2000]. Para el cálculo del impacto ambiental, considerando un caso de estudio como cuatro meses de datos, y con un parque eólico de 23 MW instalados, con 27 aerogeneradores de 0,850 MW cada uno, y con, la potencia total entregada durante este periodo es de 154.403,9 GWh de tal manera, que a razón de 7,4 toneladas de CO<sub>2</sub>/GWh representaría una reducción de 2.895,07 kilo toneladas de CO<sub>2</sub> en cuatro meses, si se considera una planta

generadora que utilice carbón como combustible. La tabla 25 presenta las emisiones de las plantas eólicas, de los lugares de estudio de la Provincia de Chimborazo. En este caso se trata del lugar llamado Loma de Rasutambo que suministra 154.403,9 GW de energía.

Esto es una muestra de los beneficios que se obtienen al utilizar la energía del viento, por lo cual es altamente recomendable el uso de los aerogeneradores para el aprovechamiento del recurso eólico, sobre todo en los lugares donde se cuente con dicho recurso.

La validación de los resultados ha sido, en esta tesis, un proceso continuo dentro de su propio desarrollo. Los trabajos de investigación expuestos tanto dentro como fuera del país, basados en el “Estudio del potencial energético eólico en diferentes lugares de la Provincia” a través de instalaciones reales con informaciones en tiempo real, ha permitido medir y cuantificar, de forma objetiva, los parámetros energéticos necesarios para alcanzar los objetivos planteados de mejorar la eficiencia energética. El uso de datos de las instalaciones reales y la propuesta de implementar emplazamientos eólicos tendrán un fuerte desarrollo en los próximos años, Cualquier nuevo desarrollo e instalación que se incluya a los emplazamientos implicará de forma automática la toma de datos y de mediciones que validarán o desmentirán qué variaciones se producen en los parámetros de eficiencia energética de la instalación.

Fruto de estas investigaciones y de las validaciones llevadas a cabo de forma continua se han derivado dos artículos publicados en sendas revistas científicas indexadas como Q1 en JCR, la participación en tres congresos científicos internacionales: Congreso en el Hotel Santiago en Santiago de Cuba-Cuba, en Marzo del 2013, con el tema: “Estudio del Potencial energético de la Provincia de Chimborazo apoyado únicamente con energías renovables” ISBN 978-959-02-4; y Using micro wind energy in hybrid systems, ISBN 987-3-940683-07-6.

Participación en el congreso Internacional de Energía y Medio Ambiente, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo-Ecuador, Junio-2012; Participación en el Congreso Internacional de Energía y Medio Ambiente, Universidad Nacional de Chimborazo- Ecuador, Noviembre-2013. Y la publicación de otro artículo científico publicado en la revista *Perspectivas*, revista Técnico-científica FIE-ESPOCH-Ecuador, con: ISSN 1390-7204, año: 2013-2014. Y otro artículo en fase de revisión para su publicación en revistas especializadas de reconocido prestigio internacional e indexadas en el JRC.

## Trabajos futuros

En cuanto a trabajo futuro hay aún mucho por hacer, los estudios de impacto e integración serán tema de investigación en los próximos años, pues con las tasas de crecimiento observadas últimamente, se prevé una inserción masiva de energía eléctrica, producida por los aerogeneradores, a las redes eléctricas de diferentes zonas, países o regiones del mundo. El uso de la electrónica de potencia y de la automática seguirá en aumento y es factible también, que debido a las necesidades de la integración de fuentes eólicas, requiera ampliar sus campos de investigación. La Provincia de Chimborazo al ser considerado con un potencial eólico moderado, seguirá brindando la oportunidad de realización de estudios en el ámbito de la energía eólica, lo cual es atractivo para realizar proyectos de investigación futuros tales como diseño de generadores para operación aislada o interconectada a la red considerando la densidad del aire que tiene cada lugar, que es diferente a la densidad del aire a nivel del mar.

Creación de software o módulos de software para simular el impacto de la integración de parques eólicos a la red eléctrica en este medio ambiente. Este tipo de simulaciones ayuda a entender la interacción dinámica entre las centrales

eólicas y las redes eléctricas, y facilitar la evolución hacia un uso más generalizado de las energías renovables.

Algo que también será tarea de futuros ingenieros e investigadores, es la elaboración de normas que especifiquen con más claridad y exactitud lo referente a la evaluación, instalación e integración de parques eólicos en Ecuador.

Finalmente se recomienda ampliamente estudiar más a detalle el recurso eólico del país y para poder incrementar su uso en la generación de electricidad en las zonas estudiadas, de manera segura y costeable; considerando desde luego estudios más minuciosos tanto ambientales como de impacto a la red eléctrica de la región.

El trabajo futuro en el modelado de centrales eólicas embebidas a sistemas eléctricos, deberá incluir modelos de redes más realistas con modelos de cargas más detallados aplicados a las condiciones Ambientales de los lugares de estudio.

El efecto de las centrales en las redes debe ser evaluado de tal manera que la selección del sitio de instalación sea optimizada en función de los parámetros de la red eléctrica, cuando esto sea posible. El modelado de diversas fuentes de compensación debe realizarse, con diseños de controladores plenamente comprobados en su tecnología.

Realizar un estudio sobre la Macro-Optimización energo-económica de Proyectos de Parques Eólicos Aplicados a la Provincia de Chimborazo y del País, esto es muy importante, y de esta manera, conocer mejor la inversión económica en la construcción de parques aerogeneradores.

El modelo Gamesa 58-850kW, no trabaja a la velocidad nominal en las condiciones de los emplazamientos seleccionados, es necesario estudiar el problema con diferentes modelos de aerogenerador para comprobar si a las velocidades de viento de las que se parte inicialmente tanto en las alturas como a nivel del mar, compensa más buscar aerogeneradores de gran potencia a gran altura, o por el contrario, aerogeneradores más pequeños a menor altura, pero que trabajen más cerca de su velocidad nominal. La energía que se generará no será la misma y dependerá de las características de estos modelos, por si se diese el caso de tener que elegir en que localización es más rentable la ubicación del parque eólico [IEEE, 1991-2002].

Realizar un estudio individual del comportamiento de la velocidad del viento medido por el anemómetro montado en la parte delantera de la turbina de viento de la góndola para comprobar la información obtenida antes de la instalación del aerogenerador.

La masificación de los sistemas de generación eólica en los próximos años en nuestro país es recomendable, es por ello que se debería impulsar al uso de estos sistemas con programas de exoneración de impuestos por parte del Gobierno para abaratar los costos de inversión.

Se recomienda promover la capacitación de técnicos ecuatorianos en energías renovables no convencionales. Técnicos que conozcan las diferentes tecnologías y que a la vez capaciten a las personas interesadas, solo así se conocerán más a fondo y se podrá aprovechar de mejor manera la tecnología y las fuentes de energía renovables.

## 6.2 Bibliografía

- [A. Buxbaum,1996] A. Buxbaum, K. Schierau and, A. Straughen, Desing of control system of DC drives, Springer, 1996.
- [A. Grauers,1996] A. Grauers, Directly Driven Wind Turbine Generator. International Conference on Electrical Machines ICEM96. Vigo Septiembre 1996.
- [A. T. Veltmsn,1995] A. T. Veltmsn, D.G. Infield, Advanced AC/DC/AC converter for variable speed wind turbines. Proyecto JOU2-JOUR-082-C. Wind Energy Contractors meeting, 1995.
- [A.D. Hansen, 1999] A.D. Hansen, H. Bindner and A. Rebsdorf, Improving the transition between power optimisation and power Limitation of variable speed / variable pitch wind turbines, European Wind Energy Conference, pp. 889-892, Nice, France, March 1999.
- [Abbot. H, 2010] Abbot, H. And von Doenhoff, Theory of wing sections including a summary of airfoil data. Dover. New York. 2010.
- [Ackerman,T, 2005] Ackerman, T. Wind power in power systems. 2nd ed. USA, John Wiley and Sons, 2005. ISBN-10: 0470855088.
- [Vestas, 2010] Aerogenerador Vestas V100-1.8 MW, <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview/v100-1.8-mw.aspx#/vestas-univers.2010>, acceso: Agosto del 2014.
- [Arias Vega, 1998] Arias Vega, Fernando Curso de Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica: Fatiga, Universidad Carlos III de Madrid. Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Madrid. 1998.
- [Ariel Santos, 2012] Ariel Santos Fuentefría, Antonio - Martínez García, Miguel - Castro Fernández, Wind Penetration with different wind turbine technologies in a weak grid. Scielo, Energética vol.33 no.2. La Habana-Mayo-ago.2012,[http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000200007&script=sci\\_arttext](http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S1815-59012012000200007&script=sci_arttext), acceso: Octubre del 2014.
- [Articles Ecology, 2013] Articles Ecology and Human Rights, <http://www.homohominisacrares.net/sec/ecologia/co2/co2.htm>, 2013, acceso: Marzo del 2015.
- [Ali Naci Celik, 2003] Ali Naci Celik. Energy output estimation for small-scale wind power generators using Weibull-representative wind data. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Volume 91, Issue 5, April 2003, Pages: 693–707, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610502004713>, acceso: Mayo del 2015.
- [Alvear.Q.M., 2012] Alvear Q. M., 2012, Generador eólico, [http://www.amics21.com/laveritat/manual\\_generador\\_eolico.pdf/2012](http://www.amics21.com/laveritat/manual_generador_eolico.pdf/2012), acceso: Julio 2015.
- [Bhadra,2007] Bhadra, S. N., Kastha, D. and Banerjee, S. Wind electrical systems. India, Oxford U press, 2007. ISBN 0195670930.
- [Bansal R.C, 2002] Bansal R. C., Batí T. S. and Kothari D. P. On some of the design aspects of wind energy conversion systems. Energy Conversion and Management. Vol. 43, No. 16, November 2002, pp. 2175–2187.

- [Borja M. A, 1998 ] Borja M. A., González R., Mejía F., Hacuz J. M., Medrano M. C. y Saldaña, R. Estado del arte y tendencias de la tecnología Eolo eléctrica. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, IIE/UNAM. 1998.
- [Burton T, 2001] Burton T., Sharp D., Jenkins N., Bossanyi E, Wind Energy Handbook. John Willey & Sons. 2001.
- [Camblong, D, 2003 ] Camblong, D., Minimización de impacto de las perturbaciones de origen eólico en la generación por aeroturbinas de velocidad variable. Tesis doctoral. España, Mondragón Unibertsitatea, 2003.
- [Camilo Carrillo, 2011 ] Camilo José Carrillo González, Julio 2011, Análisis y Simulación de Sistemas eólicos aislados, <http://carrillo.webs.uvigo.es/publicaciones/Tesis.pdf>. 2001, acceso: Octubre del 2014.
- [Candelas R.G., 2003 ] Candelas, R.G., 2003, Modelos de dispersión de contaminantes. Revista CFE Tecnolab. No. 95, pp. 5-6.
- [Celik, A.N, 2003] Celik; A, N., Weibull representative compressed wind speed data for energy and performance calculations of wind energy systems. Volume 44, Issue 19, November 2003, Pages 3057–3072. Energy Conversion and Management, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689040300075X/>, acceso: Julio del 2014.
- [Colmenar, A, 1998] Colmenar. A, Manuel Castro., biblioteca multimedia de las energías renovables, Ed. Progensa (promotora general de estudios S.A), año 1998.
- [CT, 2015] Characteristic technique G58-850Kw, <http://www.vgenergy.co.uk/products-and-services/wind-turbines/large-turbines-500-2000kw/850kw-gamesa-g58-850/>, acceso: Septiembre del 2014.
- [Christos Ch., 2012] Christos Chourpouliadis, Eleni Ioannou, Andreas Koras; Anestis I. Kalfaszio; Comparative study of the power production and noise emissions impact from two wind farms; Energy Conversion and Management, Volume 60, August 2012. Pages 233–242, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890412000751> / acceso: Septiembre del 2014.
- [C V E, 2015] Club Visit Ecuador, <http://www.visitaecuador.com/andes.php> /, acceso: Marzo del 2015].
- [CONELEC, 2013 ] Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC. 2013-2022, acceso: Septiembre del 2014.
- [CIPE, 2010 ] Costos de Implantación de un parque eólico, <http://www.unizar.es/jmyusta/wp-content/uploads/2010/06/Costas-de-implantaci%C3%B3n-de-un-parque-e%C3%B3lico-2010.pdf>, acceso: Septiembre del 2014.
- [CP, 1982 ] Costos de Producción, 1982, <http://www.fao.org/docrep/003/v8490s/v8490s/v8490s06.htm>, 1982, acceso: Septiembre del 2014.
- [Counihan J, 2005] Counihan, J., 2005, Adiabatic atmospheric boundary layers: A review and analysis of data from period 1880-1972, Atmospheric Environment, vol.79, 871-905, acceso: Mayo del 2014.

- [Cuba Solar,2012] Cuba Solar, 2012. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia33/HTML/articulo07.htm>, acceso: Junio del 2014.
- [D. Goodfellow, 1988] D. Goodfellow and G.A. Smith, Control strategy for variable speed wind energy recovery, Proceeding of 8° BWEA Conference, pp. 219-228, Cambridge, 1988.
- [D.J. Leith, 1997] D.J. Leith and W.E. Leithead, Implementation of wind turbine controllers; Internacional Journal of Control, Vol.66, No.3, pp. 349-380, 1997.
- [Dahlgren. M, 2000] Dahlgren M, Frank H, et al. Windformer, Wind power goes large-scale. Brain Power, ABB Corporate Research SE-721 78 Vasteras Sweden, 2000, review 3/2000.
- [DW I, 2015 ] Danish Wind Industry Association. Guided Tour on Wind Energy: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/>. 2015, acceso: Marzo del 2014.
- [DEUSA, 2013 ] Departamento de Energía de USA. Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad, [http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/small\\_wind/small\\_wind\\_guide\\_spanish.pdf](http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/small_wind/small_wind_guide_spanish.pdf).2013, acceso: Abril de 2014.
- [Di Prátula, 2000 ] Di Prátula, Horacio R.( 1993) Generation Project using Wind Turbines, Mayor Buratovich, E.A. Bossanyi. The design of the closed loop controllers for wind turbines, Wind Energy, vol.3, pp. 149-163, 2000.
- [EA,2011] Ecuador adventure, 1997-2011, [http://www.ecuaworld.com.ec/clima\\_ecuador.htm](http://www.ecuaworld.com.ec/clima_ecuador.htm), acceso: Abril del 2015.
- [Escudero, J.M. 2004] Escudero, J. M. "Manual de energía eólica". ISBN 84-8476-165-7. Barcelona (España), Mundi prensa, 2004.
- [E. Hinrichsen, 2004] E.N. Hinrichsen, Control for Variable Pitch Wind Turbine Generators, IEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 103, No. 4, April 2004.
- [EP, 2007] Eco Portal; [http://www.ecoportel.net/Temas\\_Especiales/Cambio\\_Climatico/Cambio\\_Climatico\\_Oportunidades\\_del\\_Modelo\\_Yasuni-ITT\\_-\\_Posicion\\_del\\_Gobierno\\_de\\_Ecuador](http://www.ecoportel.net/Temas_Especiales/Cambio_Climatico/Cambio_Climatico_Oportunidades_del_Modelo_Yasuni-ITT_-_Posicion_del_Gobierno_de_Ecuador). 2007, acceso: Junio del 2014.
- [Eggleston. F, 1987] Eggleston F, Stoddard, Wind Turbine Engineering design. Van Nostrand Reinhold, 1987, 352 pages.
- [EEH, 2011 ] El Ecuador de Hoy, <http://elecuadordehoy.org/2011/07/06/consejos-ahorro-de-energia-electric/>, acceso: Junio del 2014.
- [ELSAMPROJEKT,1996 ] ELSAMPROJEKT A/S Power Station Engineering WEGA Large Wind Turbine Scientific Evaluation Project. Guidelines for Reporting: description based on the Tjaereborg Wind Turbine. Internal report, 1996.
- [EO, 2012 ] Energía eólica. 2012 <http://www.acciona.com/es/lineas-de-negocio/energia/energia-eolica/>, 2012, acceso: Julio del 2015.
- [ERE, 2013] Las Energías Renovables en Ecuador, 2013, <http://www.evwind.com/2013/01/31/las-energias-renovables-en-ecuador-proyectos-de-eolica-y-energia-solar-fotovoltaica/>, acceso: Abril 2015.

- [EPEE] El potencial eólico de Ecuador, [https://www.google.com.ec/?gfe\\_rd=cr&ei=bSG5VdKYL4XU8gf9wpeoBg#q=El+Potencial+E%C3%B3lico+de+Ecuador](https://www.google.com.ec/?gfe_rd=cr&ei=bSG5VdKYL4XU8gf9wpeoBg#q=El+Potencial+E%C3%B3lico+de+Ecuador)
- [ERERE, 2011] Energías Renovables Energías Renovables, Ecuador, 2011, [http://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Ecuador\\_Producto\\_1\\_y\\_2\\_Esp\\_02.pdf](http://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Ecuador_Producto_1_y_2_Esp_02.pdf), acceso: Agosto del 2014
- [ER, 2010 ] Energías Renovables, <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2010/12/29/los-3-productores-de-energia-eolica-mas-grandes-del-mundo/>, acceso: Agosto del 2014.
- [EMG, 2015] Elección del Modelo de aerogenerador. 2015 <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5116/fichero/Cap%EDtulo+4.pdf>, acceso: Marzo 2015.
- [AEEP, 2015 ] Aerogeneradores, Energía Eólica, Parques eólicos, [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xiii.-las-centrales-eolicas](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xiii.-las-centrales-eolicas), acceso: Marzo 2015.
- [ERE, 2013] Energías Renovables de Ecuador, <http://www.energia.gob.ec/villonaco-inicio-operaciones/>, 2013 Fecha de consulta, Abril 2015.
- [ECE, 2015] Energy cost Ecuador, <https://economiarandom.wordpress.com/tag/costos-energia-ecuador/>, acceso: Septiembre del 2014.
- [Erich. Hau, 2000] Erich Hau, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application and Economics, Springer 2000.
- [Escudero, J. M, 2004] Escudero, J. M. Manual de energía eólica". ISBN 84-8476-165-7. Barcelona (España), Mundi prensa, 2004.
- [ESDU, 2005] ESDU. 2005 Characteristics of atmospheric turbulence near the ground. Part II: single point data for strong winds (neutral atmosphere) , Engineering sciences data Unit, Data item Number 85020, London.
- [ESEE, 2010 ] Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, [http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc\\_10046\\_Folleto%20Resumen%20,2010.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/doc_10046_Folleto%20Resumen%20,2010.pdf), acceso: Mayo de 2015.
- [Esteban Cornejo, 1995] Esteban Cornejo, Millán., "Principios de Conversión de la Energía Eólica: Estudio Paramétrico de Actuaciones", Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas. (CIEMAT). Madrid. 1995.
- [EFICE, 2008] Estudio de factibilidad para la implementación de un central eólica para la u.t.p.l, <http://www.utpl.edu.ec/acyr/wp-content/uploads/2008/07/energia-eolica.pdf>, acceso: Agosto del 2014.
- [EVARC, 2014] Estudio de vulnerabilidad actual de los riesgos climáticos, [http://prod.ctc-n.org/dataset/estudio\\_de\\_vulnerabilidad\\_actual\\_a\\_los\\_riesgos\\_climaticos\\_en\\_el\\_sector\\_de\\_ls\\_recursos\\_hidricos\\_en\\_la](http://prod.ctc-n.org/dataset/estudio_de_vulnerabilidad_actual_a_los_riesgos_climaticos_en_el_sector_de_ls_recursos_hidricos_en_la), acceso: Agosto del 2014.

- [EWEA, 2015] EWEA. Wind energy: The facts (Part I: Grid Integration), <http://www.wind-energy-the-facts.org/part-i-technology.html>. Consultado: Julio de 2014.
- [EWEA, 2015] EWEA. Wind energy: The facts (Part III: Grid Integration), <http://www.wind-energy-the-facts.org/part-iii-the-economics-of-wind-power.html>, acceso: Julio de 2014.
- [Fadare, 2008 ] D.A. Fadare, A Statistical Analysis of Wind Energy Potential in Ibadan, Nigeria, Based on Weibull Distribution Function, Journal of Science and Technology, Volume 9. Number1. May-June 2008 (Spring), [http://www.akamaiuniversity.us/PJST9\\_1\\_110.pdf](http://www.akamaiuniversity.us/PJST9_1_110.pdf), acceso: Octubre del 2014
- [FG, 2009] Factores geográficos influyen en la velocidad del viento, <http://varinia.es/blog/2009/11/14/%C2%BFque-factores-geograficos-influyen-en-la-velocidad-del-viento/>, acceso: Abril 2015.
- [F. C. Odo, 2012] F. C. Odo, S. U. Offiah and P. E. Ugwuoke, Weibull distribution-based model for prediction of wind potential in Enugu, Nigeria. Pelagia Research Library, ISSN: 0976-8610 CODEN (USA): AASRFC. 2012, 3 (2):1202-1208, <http://pelagiaresearchlibrary.com/advances-in-applied-science/vol3-iss2/AASR-2012-3-2-1202-1208.pdf>, acceso: Octubre del 2014.
- [Fernández, P,2000 ] Fernández, P. Energía eólica. España, Universidad de Cantabria, [http://data.torre-solar.es/thesis/2000\\_Pedro\\_Fernandez\\_Diez-energia\\_eolica-135p.pdf](http://data.torre-solar.es/thesis/2000_Pedro_Fernandez_Diez-energia_eolica-135p.pdf), acceso: Abril de 2015.
- [Fernández. P,2002 ] Fernández, P. Fuente eólica. España, Universidad de Cantabria. <http://es.libros.redsauce.net/index.php?pagelD=16/>. 2002, acceso: Abril de 2014.
- [FC, 2007] Fórmulas para sacar los LPS costos, depreciaciones. [http://www.mcahonduras.hn/documentos/publicacioneseda/Habilidades%20de%20negocios/EDA\\_Hab\\_Neg\\_Depreciaciones\\_06\\_07.pdf](http://www.mcahonduras.hn/documentos/publicacioneseda/Habilidades%20de%20negocios/EDA_Hab_Neg_Depreciaciones_06_07.pdf), acceso: Enero del 2015.
- [Francisco M.,2008] Francisco M. González-Longatt, Series de Tiempo para la simulación de la Velocidad del viento: Parte I, Febrero 2008-GIAELEC/2008-2.
- [Franquesa, V., 2009] Franquesa Voneschen, 2009, M. Generadores eólicos, [http://www.amics21.com/laveritat/manual\\_generator\\_eolico.pdf](http://www.amics21.com/laveritat/manual_generator_eolico.pdf), 2009, acceso: Enero del 2015
- [Freris. L.L., 1990] Freris. L.L., Wind Energy Conversion Systems, New York. Prentice Hall. 1990.
- [G. Elliot, 1991] G. Elliot and R. Hunter. Wind Diesel System. Annex VII. Decentralised Applications for Wind Energy. IEA Programme for Research and Development of Wind Energy Conversion System. July 1991.
- [Gaja E, 1996] Gaja E. Polytechnic University of Valencia (1996) Acoustic Environment engineering, Department of Applied Physics, SPUPV. 96.5631.

- [Gamesa, 2010] Gamesa: G58-850kW/ <http://wind-power-program.com/Library/Turbine%20leaflets/Gamesa/Gamesa%20G58%20850kw.pdf>, acceso: Enero 2015.
- [Gary JL, 2005 ] Gary JL. Johnson, "Wind Energy Systems", Prentice Hall INC. Englewood Cliffs, 2005.
- [García, A, 1998] Garcia, A J.L. Torres, E. Prieto, A. de Francisco, Fitting wind speed distributions: a case study. Solar Energy. Volume 62, Issue , February 1998, Pages 139–144, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X97001163>, acceso: Mayo del 2015.
- [González. P, 1995] González Palacios, Ángel., Principios de Conversión de la Energía Eólica: Cargas sobre el rotor de una aeroturbina, Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Madrid. 1995.
- [Guamote, 2015] Guamote, Andean train, <http://www.andes.info.ec/en/news/guamote-bartering-grains-andean-tourism.html>. 2015. Consultado: Marzo del 2015.
- [Hansen K. S., 1993 ] Hansen K. S., Pedersen B.M, and Oye Stig "An Evaluation of Measured and Predicted Fatigue Loads for the Taereborg Wind Turbine". European Wind Energy Conference Lübeck-Travemünde, Germany 1993, pp 579-582.
- [Harris,C.M, 1995] Harris,C.M .(1995).“ Manual acoustic measurements and noise control ", 3rd. Ed., McGraw Hill, Spain.
- [Héctor F.Mattio, 1996] Héctor F.Mattio Lic.Graciela A. Ponce. (1996) (Regional Wind Energy Center. CEWR), Technical feasibility study for the Central Wind, Mayor Buratovich, Argentina.
- [Harrison,Robert, 2000] Harrison, Robert, Erich Hau, and Herman Snel. *Large wind turbines: design and economics*. Chichester, Eng., New York, Wiley, c2000. 185 p. TJ828.H37 2000
- [Heier, S.,2006] Heier, S. Grid, integration of wind energy conversion systems. Second Edition. England, Wiley, 2006. ISBN 0470868996.
- [Honorati O et, 2009] Honorati O et al, Gerless wind energy conversion system using an axial PM synchronous machine". European Wind Energy Conference, 2009, pp. 814-818.
- [Humberto O. P.,2008] Humberto Oyarzo Pérez, 2008, Modelización matemática para evaluar Energías para sistemas eólicos e híbridos Eólico-diésel, [http://oa.upm.es/1855/1/HUMBERTO\\_OYARZO\\_PEREZ.pdf](http://oa.upm.es/1855/1/HUMBERTO_OYARZO_PEREZ.pdf), acceso: Octubre del 2014
- [Hupping, S., 2015] Hupping, S. Como usar las fuentes de energía natural. México, Diana, 2015. [http://articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-502403945-como-usar-las-fuentes-de-](http://articulo.mercadolibre.com.mx/MLM-502403945-como-usar-las-fuentes-de)

- energía-natural-carol-hupping-\_JM, acceso: Julio del 2015
- [Hub, G,2009] Hub, G. Anlagentechnisches Mebramm and der Windkraftanlage WKA60 auf Helgoland, BMFT Research Project 0328508D, 1993.
- [Iannini, R, 2004] Iannini, R., González, J. and Mastrángelo, S. Energía eólica: teoría y características de instalaciones. CNEA, Boletín Energético No.13, año VII, 2004. Página de internet: <http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b13/ind13.asp>, acceso: Septiembre del 2014.
- [IEC, 2009] IEC 61400-1, International Electrothechnical Comission, Wind Turbine Generator Systems, Part 1: Safety requirements, 2009.
- [IEC, 2009] IEC, (2009). Wind turbine generator Syatems - Part I: Safety requirements. International Estándar 61400-1:2005, Second Edition. International E lectrotechnical Commission, <https://webstore.iec.ch/publication/5426&previe=1>, acceso: febrero del 2014.
- [IEEE, 1991-2002] IEEE Std 1094-1991. IEEE. Recommended practice for the electrical design and operation of wind farm generation stations. USA, IEEE ,2002.<http://ieeexplore.ieee.org/iel1/2878/5492/00210965.pdf>. Consultado: febrero del 2014.
- [INECA, 2009] Instituto Nacional de Ecología. Calidad del aire, <http://www.ine.gov.mx/ueajei/publicaciones/libros/236/cap4.html>, acceso: Abril de 2013.
- [INEC,2015] Instituto Nacional de Estadística y Censos, [http://www.inec.gov.ec/cpv/?TB\\_iframe=true&height=530&width=1100](http://www.inec.gov.ec/cpv/?TB_iframe=true&height=530&width=1100), acceso: Junio del 2014.
- [IEEE, 2008] IEEE Std 1021-1988. IEEE “Recommended practice for utility interconnection of small wind energy conversion systems”. USA, IEEE, 2008.
- [Isaac Y, 2000] Isaac Y.F Lun, Joseph C Lam, A study of Weibull parameters using long-term wind observations, Renewable. Energy. Volume 20, Issue 2, June 2000, Pages 145–153, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148199001032>, acceso: Mayo del 2015.
- [J.A. Carta, 2009] J.A. Carta, P. Ramírez , S. Velázquez, A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 13, Issue 5, June 2009, Pages 933–955, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108000889>, acceso: Abril del 2015.
- [ J.V. Seguro, 2000] J.V. Seguro, T.W. Lambert. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Volume 85, Issue 1, March 2000, Pages 75–84, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610599001221>, acceso: Abril del 2015.

- [James R, 1999] James R. Salmon , John L. Walmsley. A two-site correlation model for wind speed, direction and energy estimates. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Volume 79, Issue 3, 1 February 1999, Pages 233–268, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610598001196>, acceso: Mayo del 2015.
- [Jaramillo, O. A, 2004] Jaramillo, O. A. and Borja, M. A. "Wind speed analysis in La Ventosa", Mexico: a bimodal probability distribution case. Renewable Energy. Vol. 29, No. 10, August 2004, pp. 1613-1630.
- [Jian Yi Chen,2008] Jian Yi Chen, Cem V. Nayar "A multipole Permanent Magnet Generator Direct Coupled to Wind Turbine" ICEM 2008. pp. 1717-1722.
- [Johnson, G. L, 2006] Johnson, G. L. Wind energy systems. Electronic Edition. December of 2006. Página de internet: <http://www.eece.ksu.edu/~gjohnson/Windbook.pdf>, acceso: Mayo de 2015.
- [K. Buehring, 1981] K. Buehring and L.L. Freris, Control policies for wind energy conversion systems, IEE Proc., Vol.128, part C, No. 5, pp. 253-261, 1981
- [Klapp, J., 2007] Klapp, J., Cervantes-Cota, J. and Chávez, L. J. Towards a cleaner planet. Energy for the future. ISBN 978-3-540-71345-6. 2007. <http://www.springer.com/la/book/978354071344>, acceso: Enero de 2015
- [Kristbjörn. H,2012] Kristbjörn Helgason, 2012, Selecting optimum location and type of wind turbines in iceland, <http://skemman.is/stream/get/1946/12679/30414/1/MScKristbjornHelgason.pdf>, acceso: Octubre del 2014.
- [La Insignia, 2007] La Insignia, [http://www.lainsignia.org/2007/abril/econ\\_012.htm](http://www.lainsignia.org/2007/abril/econ_012.htm), acceso: Marzo del 2015.
- [Lampola. P, 2011] Lampola,P; Perho, et al Analysis of a low speed permanent magnet wind generator connected to a frequency converter, ICEM 2011, pp. 393-398.
- [Le Gourières. D, 2000] Le Gourières D. Teoría, concepción y cálculo práctico de instalaciones. Masson 2000.
- [Lenin Rodrigo P, 2000] Lenin Rodrigo Poma Jumbo, Marzo 2000, Centrales Eólicas de Energía Eléctrica, <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6040/1/T1564.pdf>, acceso: Octubre del 2014.
- [Leonhard W, 2007] Leonhard W. Control of variable speed alternators for Wind Power Station Connected to the Constant Frequency Grid. *Winter Meeting IEEE*. Madrid 2007.
- [Lindley. D, 2010] Lindley, D. "The 250 kW and 3 MW Wind Turbines on Burger Hill, Orkney Proc Instn Mech Engrs, Vol, 2010, No 9, 2012.

- [Lubosny, 2003] Lubosny, Zbigniew. Wind turbine operation in electric power systems: advanced modeling. Berlin, New York, Springer, c 2003. 259 p. TJ828.L83 2003
- [M. Bencherif, 2014] M. Bencherif, B. N. Brahmi, A. Chikhaoui, Optimum selection of wind turbines; Science Journal of Energy Engineering, 2014 <http://article.sciencepublishinggroup.com/pdf/10.11648.j.sjee.20140204.12.pdf>, acceso: Octubre del 2014.
- [M. Idan, 2000] M. Idan and D. Lior; Continuous variable speed wind turbine: transmission concept and robust control; Wind Engineering, Vol. 24, No.3, pp. 151-167, 2000.
- [Manuel F. V, 2009] Manuel Franquesa Voneschen, Introducción a la teoría de las turbinas eólicas 2009 [http://www.amics21.com/laveritat/introduccion\\_teoria\\_turbinas\\_eolicas.pdf](http://www.amics21.com/laveritat/introduccion_teoria_turbinas_eolicas.pdf), acceso: Enero del 2015.
- [Manuel F. V, 2009] Manuel Franquesa Voneschen, Manual del generador eólico, 2009. ISBN 3-7625-2700-8, [http://www.amics21.com/laveritat/manual\\_generador\\_eolico .pdf](http://www.amics21.com/laveritat/manual_generador_eolico.pdf), acceso: Enero del 2015.
- [M. Simoes, 2007] M.G. Simoes, B.K. Bose and R.J. Spiegel, Fuzzy Logic Based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system, IEEE Transactions on Power Electronics, vol 12, No.1, January 2007.
- [Manwell, J. F, 2006] Manwell, J. F., McGowan, J. G and Rogers, A. L." Wind Energy explained: theory, design and application. England", John Wiley & Sons Ltd, 2006. ISBN 0470015004.
- [Masters. G, 2004] Masters, G. Renewable and efficient electric power systems. USA, John Wiley and Sons, 2004. ISBN 0471280607.
- [Matthias H, 2000] Matthias Heymann. The history of Wind Energy utilization 1890-1990 -2000. [http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=590&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=429&cHash=0e3d72883c360ed44627013d86897210](http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=590&tx_ttnews[tt_news]=429&cHash=0e3d72883c360ed44627013d86897210), acceso: Abril del 2015.
- [Meishen Li, 2015] Meishen Li, Xianguo Li. Investigation of wind characteristics and assessment of wind energy potential for Waterloo region, Canada; Energy Conversion and Management, Working, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890405000415/>, acceso: Julio del 2014.
- [Merino. L, 2010] Merino, L. Energías renovables. Colec. Energías renovables para todos. España. Haya Comunicación, <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-para-todos.pdf>. 2010, acceso: Febrero del 2015.
- [Moreno, C, 2007] Moreno, C. et al. Diez preguntas y diez respuestas sobre la energía eólica. Cuba, Cubasolar, 2007. ISBN 978-959-7113-34-8.

- [Moreno Conrado, 2012] Moreno. F Conrado 2012. Cuánto cuesta un Parque eólico?, <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia61/HTML/articulo03.htm>
- [Mukund R, 2012] Mukund R. Patel, 2012, Wind and solar Power Systems, ISBN 0-8493-1605-7, [http://www.fanarco.net/books/misc/Wind\\_and\\_power\\_Solar\\_System.pdf](http://www.fanarco.net/books/misc/Wind_and_power_Solar_System.pdf), acceso: Noviembre de 2014.
- [Munteanu. I, 2008] Munteanu ,I, Bratcu,A.I, Cutululis, N.A;Ceanga,E. Optimal Control Of Wind Energy Systems. Springer 2008. ISBN 978-1-84800-080-3, <http://www.springer.com/978-1-84800-079-7>, acceso: Octubre del 2014.
- [MEER,2015] Ministerio de electricidad y Energía Renovables, Eficiencia Energética, <http://www.energia.gob.ec/direccion-de-eficiencia-energetica/>, 2015, acceso: Mayo del 2015.
- [MEER,2015] Ministerio de electricidad y Energía Renovables, Energía Renovable, <http://www.energia.gob.ec/subsecretaria-de-energia-renovable-y-eficiencia-energetica/>,2015, acceso: Mayo del 2015.
- [Muñoz. J, 2013] Muñoz. J, 2013. V. Análisis de la Matriz Energética Ecuatoriana, <http://www.slideshare.net/jorgemunozv/matriz-energetica-ecuatoriana-v2-24655349>. acceso: julio del 2015
- [NRC, 2007] National Research Council (U.S.). Committee on Environmental Impacts of Wind-Energy Projects. *Environmental impacts of wind-energy projects*. Committee on Environmental Impacts of Wind-Energy Projects, Board on Environmental Studies and Toxicology, Division on Earth and Life Studies, National Research Council of the National Academies. Washington, National Academies Press, c 2007. 376 p. <http://www.nap.edu/books/0309108349/html/index.html>. TD195.W54N38 2007, acceso: Julio 2015
- [N. Vilsboll, 1995] N. Vilsboll, "Wind Turbine integrated multipole permanent magnet generator". Proyecto JOU2-CT92-0214. Wind Energy Contractors meeting, 1995.
- [NIM, 2015] National Institute of Meteorology and Water Management Meteorological Department, <http://www.inamhi.gob.ec/>, acceso: Agosto del 2014.
- [Nelson. V, 2009] Nelson, V. Wind energy: "renewable energy and the environment". USA, CRC Press, 2009. ISBN 978-1-42007568-7.
- [Novo. M., 2003] Novo M. Raúl .Viento, vegetación y potencial eólico. 2003, <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia29/HTML/articulo03.htm>
- [Núñez S. R,2006] Núñez S. Ramón,2006. Evaluación económica de proyectos públicos y de impacto de la competencia en la Industria Española, <http://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/10631/TesisRNS.pdf?sequence=1>,

acceso: Julio del 2015

- [O. Carlson, 2009] O. Carlson, A. Grauers, A. Williamson, S Engström, E. Spooner. "Design and Test of 40 kW directly driven permanent magnet generator with a frequency converter. EWEC-CONFERENCE-1999 p. 845-848. (2009).
- [Oei T. D, 2005] Oei T. D. H. Van de Hee. Energy Production Estimation and Parameter Sensitivity Analysis for WECS. ECN Publications. 1(165). 2005.
- [OWE, 2015] Official website Enercon, <http://www.enercon.de/es-es/aerogeneradores.htm>, 2015, acceso: Junio del 2015
- [OWE, 2015] Official website GE Energy, <http://www.ge-energy.com/wind>. 2015, acceso: Septiembre del 2014
- [OWV, 2015] Oficial website Vestas, <http://www.vestas.com/en/wind-power-plants.aspx#/vestas-univers>. 2015, acceso: Septiembre del 2014.
- [P. Ramirez b, 2009] P. Ramírez b, S. Velázquez, A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands, Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 13, Issue 5, June 2009, Pages 933–955, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108000889>, acceso: Mayo del 2015.
- [Paul Gipe, 2004] Paul Gipe, Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm, and Business, 2nd Edition [https://www.google.com.ec/?gfe\\_rd=cr&ei=Ob26VZDvJJLEgATA4pKoDA](https://www.google.com.ec/?gfe_rd=cr&ei=Ob26VZDvJJLEgATA4pKoDA), 2004, acceso: Mayo del 2015.
- [Patel, M. R, 2006] Patel, M. R. Wind and solar power systems: design analysis, and operation. Second Edition. Florida (USA), CRC Press, 2006. ISBN 0849315700.
- [Paul Gipe, 1996] Paul Gipe & Associates, 208 S. Green St, #5, Tehachapi, CA 93561 USA  
Renewable Energy (Impact Factor: 3.36). 01/1996; 15(1-4):78-82.  
DOI: 10.1016/S0960-1481(98)00140-2, [http://www.researchgate.net/publication/222358566\\_Overview\\_of\\_worldwide\\_wind\\_generation](http://www.researchgate.net/publication/222358566_Overview_of_worldwide_wind_generation), acceso: Septiembre del 2015.
- [Penelope. R, 2005] Penelope Ramirez, José Antonio Carta; Influence of the data sampling interval in the estimation of the parameters of the Weibull wind speed probability density distribution: a case study; Energy Conversion and Management. Volume 46, Issues 15–16, September 2005, Pages 2419–2438, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890404003036> /, acceso: Abril del-2014.
- [Pierik J.T, 1996] Pierik J.T., Snel, H. T.G. van Engelen. Structural Analysis: Wind Turbine Dynamic Modelling. Netherland Energy Research Foundation. European Wind Energy Course. Altener Project. 1996.

- [Piwko, R, 2005] Piwko, R., Xinggang Bai, X., Clark, K., Jordan, G., Miller, N. and Zimmerlin, J. The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability, and operations. Report on Phase 2: System Performance Evaluation. USA, GE Energy, 2005, [http://www.nyserda.org/publications/wind\\_integration\\_report.pdf](http://www.nyserda.org/publications/wind_integration_report.pdf), acceso: Septiembre de 2014.
- [PME, 2013] Plan maestro de electrificación del Ecuador. 2007-2016. <http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=4169&l=1>, acceso: Septiembre del 2014.
- [PAE, 2000] Power Act of electricity generated by renewable fuels to the public network in Germany (2000), Germany.
- [PQUG,2006] Power Quality and Utilisation Guide, <http://www.copperalliance.org.uk/resource-library/power-quality-and-utilisation-guide>. 2006, acceso: Agosto del 2014.
- [R. Cárdenas, 2006] R. Cárdenas, Control of wind turbines using switched reluctance generators, PhD Thesis, University of Nottingham, UK, 2006.
- [Rodríguez. J.L., 2003] Rodríguez Amenedo, Burgos Díaz.J.C, Arnalte Gómez. Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica. 2003.Ed. Rueda,S.L. Madrid 2003.I.S.B.N. :847207-139-1.
- [Rahman. S, 2001] Rahman, S and Johnson, G. L. "Electric power generation: Non-Conventional methods for the electric power engineering handbook". (Editor. L.L. Grigsby) USA, CRC Press LLC, 2001.
- [Ramler, J.R, 2009 ] Ramler, J.R, and R.M. Donovan: "Wind Turbines for Electric Utilities: Development Status and Economics". Report DOE/NASA1028 - 79/23. June 2009.
- [Rehman, S, 2007] Rehman. S. Wind shear coefficients and their effect on energy production. Renewable Energy. Vol. 32, No. 5, April. 2007, pp. 738-749.
- [R.E, 2013] REVE-Ecuador: Identifican potencial eólico para generar 884 MW, 2013, <http://www.aeeolica.org/es/new/reve-ecuador-identifican-potencial-eolico-para-generar-884-mw/>, acceso: Abril del 2015.
- [Righter, R. W, 2006] Righter, R. W. Wind energy in America: a history. USA, University of Oklahoma Press, 2006. ISBN 0806128127.
- [Risø DTU, 2015] Risø DTU. WAsP – the Wind Atlas Analysis and Application Program. Página de internet: <http://www.wasp.dk/>, acceso: Abril del 2015.
- [Roberto II, 2007] Roberto II Ovando Domínguez, Julio 2007, Emulador de turbine Eólica para el Banco de Pruebas de Generación Eolo eléctrica, [http://www.cenidet.edu.mx/subaca/web-elec/tesis\\_mc/196MC\\_rod.pdf](http://www.cenidet.edu.mx/subaca/web-elec/tesis_mc/196MC_rod.pdf), acceso: Octubre del 2014.

- [Rohatgi, J. S, 2004] Rohatgi, J. S. and Nelson, V. Wind characteristics; an analysis for the generation of wind power. USA, Alternative Energy Institute West Texas A&M University, 2004. ISBN 0-8087-1478-3.
- [Santos. F. A, 2012] Santos Fuentefría Ariel, 2012. Comparación de funcionamiento de diferentes aerogeneradores, <http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v33n2/rie07212.pdf>, acceso: Mayo del 2015
- [S. Bhowmik, R, 1999] S. Bhowmik, R. Spée and J. H. R. Enslin, Performance optimization for doubly fed wind power generation systems, IEE Transactions on Industry Applications, vol. 35, No.4 July/august 1999.
- [S. Jöckel, 1996 ] S. Jöckel. Gearless wind energy converter with permanent magnet generator- and option for the future EWEC96, pp 414-417.
- [S. Jöckel, 2012] Stephania Cotrino Villarreal. Empresa de Servicios en Energías Renovables: GREEN COMPANY. <http://myslide.es/documents/trabajo-final-558464d4cc005.html>. 2012, acceso: Mayo del 2015
- [Samuel Perkin, 2015] Samuel Perkin , Deon Garrett , Pall Jensson, Optimal wind turbine selection methodology: A case-study for Búrfell, Iceland. Renewable Energy, Volume 75. March 2015, Pages 165–172, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114006089>, acceso: Octubre del 2014.
- [Savonius S.J, 2011] Savonius S.J, The S-rotor and Its Applications. Mechanical Engineering, vol. 53, No. 5, Mayo 2011, pp 333-338.
- [SE, 2010] Secretaría de Energía. "Prospectiva del sector eléctrico 2009 – 2024". Ecuador.com/userfiles/Sesion2\_eol\_ecu\_Tecnologia.pdf. /, acceso: Septiembre del 2014. , INHER, 2010. Sesion2\_eol\_ecu\_Tecnologia, <http://www.tech4cdm>
- [SPNBV, 2013] Senplades. Plan Nacional para el Buen Vivir.2013  
<http://www.planificacion.gob.ec/senplades-presento-el-plan-nacional-para-el-buen-vivir-2013-2017-a-las-funciones-del-estado/>, acceso: Mayo del 2015.
- [Spera.D, 1994] Spera.David, 1994. *Wind turbine technology: fundamental concepts of wind turbine engineering*. Editor, David A. Spera. New York, ASME Press, 1994. 638 p.TJ828.W563 1994
- [Simiu & Scanlan, 2006] Simiu & Scanlan (2006). Wind Effects on structures: An introduction to wind engineering, John Wiley & Sons. 458 Pages, [https://books.google.com.ec/books/about/Wind\\_Effects\\_on\\_Structures.html?id=ywCwAAAAIAAJ](https://books.google.com.ec/books/about/Wind_Effects_on_Structures.html?id=ywCwAAAAIAAJ)
- [SINAICA, 2009] SINAICA, 2009, Sistema Nacional de Información del aire. Definición de rosas de viento, [http://sinaica.ine.gob.mx/Rosa\\_de\\_viento.html](http://sinaica.ine.gob.mx/Rosa_de_viento.html); acceso: Junio de 2014.

- [Sisterson, D. L., 2013] Sisterson, D. L., Hicks, B. B., Coulter, R. L., and Wesely, M. L. Difficulties in using power laws for wind energy assessment. *Solar Energy*, Vol. 31, No. 2, 2013, pp. 201-204.
- [Soderlund et al, 2006] Soderlund et al, A permanent magnet generator wind turbine applications. Laboratory of Electricity & Magnetism, Tampere University of Technology IEEE Transaction of Magnetics Finland 2006.
- [Solano, Luis, 2008] Luis Solano López, Julio de 2008, Análisis de un parque eólico: influencia de la tensión en la regulación de la potencia reactiva de sus aerogeneradores, <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/5488>, acceso: Octubre del 2014.
- [Spadaro, 2006] Spadaro, J. V., Langlois, L. and Hamilton, B. Greenhouse gas emissions of electricity generation chains: assessing the difference. *IAEA Bull*; Vol. 42, No. 2. 2000, pp. 19-24.
- [SCW,2000] Specifications for connecting wind farms to the transmission network, ELTRA report, doc. NO.74557, 2000.
- [Spera D, 1994] Spera D, *Wind Turbines Technology: Fundamental Concepts of wind turbine engineering*. New York, ASME Press, 1994.
- [Spooner, 1996] Spooner, E.; Williamson, A.C. "Direct coupled, permanent magnet generator for wind turbine applications". *IEE Proceedings of Electrical Power Applications*, 1996, Vol: 143, Iss: 1, pp. 1-8.
- [Spooner, 1996] Spooner, E.; Williamson, A.C. "Modular permanent magnet wind turbine generators". *Conference Record of IEEE Industrial Applications*, 1996, Vol: 143, Iss: 5, pp. 497-502.
- [SEE, 2007] Situación de la energía eólica en Ecuador, <http://news.soliclina.com/noticias/energia-eolica/situacion-de-la-energia-eolica-en-ecuador>. 2007, acceso: Septiembre del 2014.
- [S.A. Akdağ, 2010] S.A. Akdağ , H.S. Bagiorgas, G. Mihalakakou. Use of two-component Weibull mixtures in the analysis of wind speed in the Eastern Mediterranean, *Applied Energy*. Volume 87, Issue 8, August 2010, Pages 2566–2573, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191000067X>, acceso: Abril del 2015.
- [Seyit A, 2009] Seyit A. Akdağ' Ali Dinler, A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications, *Energy Conversion and Management*. Volume 50, Issue 7, July 2009, Pages 1761–1766. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890409000934>, acceso: Abril del 2015.
- [Ton Van de W., 2006] Ton van de Wekken, Fred Wien, KEMA, Consulting, *Power Quality and Utilisation Guide*, <http://www.sier.ro/wind.pdf>. 2006, acceso: Abril del 2015.
- [Thomas A., 2005] Thomas Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. ISBN 0-470-85508-8

- (HB),2005, [http://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/wind\\_power\\_in\\_power\\_systems.pdf](http://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/wind_power_in_power_systems.pdf), acceso: Abril del 2015.
- [Tony Burton, 2007] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins and Ervin Bossanyi, Wind energy handbook, John Wiley and Sons, 2007, p 511-527.
- [Torres. C, 2007] Torres, C. J. Generación de energía eólica en el Estado de Zacatecas. Comisión Nacional del Agua, Dirección Local Zacatecas. Presentada en la Semana Internacional de Energía Fotovoltaica (Taller de Medición y Mapeo del Recurso Solar), Zacatecas, 7 de Junio del 2007.
- [Van der Hoven,2007] Van der Hoven, I, (2007). Power spectrum of horizon wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour. J.Met., 14, 160-4.
- [Villsboll. N, 2006 ] Villsboll, N; L. Pinegin; Goussarov, D; Bugge, J; Designing and Testing a 20 kW multi-pole permanent magnet alternator for use in wind turbines. Wind Engineering, 2006, Vol.: 20, Iss: 3 pp. 107-114.
- [Villarrubia.M, 2004] Villarrubia. M. Energía Eólica. ISBN: 84-329-1062-7. Ediciones Ceac, 2004. Barcelona.
- [W. Fengxiang, 2011 ] W. Fengxiang;W. Yiquan;W. Xiangheng. A novel square wave permanent magnet wind generator. Department of Electrical Engineering, Shenyang University.2011. ICEM92, vol. 3, pp 1039-1042.
- [Weisser. D, 2003] Weisser. D, 2003, A wind energy analysis of Grenada: an estimation using the „Weibull“ density function, Journal Renewable energy September .2003, Pages 1803–1812, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148103000168>, acceso: Mayo 2014.
- [Weis-Taylor.P, 2006] Weis-Taylor P.2006.International Energy Agency. *IEA wind energy annual report 2006*.. Executive Committee for the Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems of the International Energy Agency. Boulder, CO, PWT Communications, 2007. 272 p. [http://www.ieawind.org/AnnualReports\\_PDF/2006\\_AR\\_IEA\\_Wind/2006\\_IEAWind\\_AR.indd.pdf](http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2006_AR_IEA_Wind/2006_IEAWind_AR.indd.pdf), acceso: Enero 2015.
- [W. Leonhard, 2006 ] W. Leonhard, Control of electrical drives, Springer, 2006.
- [Wizelius. Tore.2007] Wizelius, Tore.2007. *Developing wind power projects: theory and practice*. London, Sterling, VA, Earthscan, 2007. 290 p.p. 277-280.TJ825.W59 2007
- [WEDE, 2015] Wind energy data for Ecuador - General data, [http://www.thewindpower.net/country\\_en\\_56\\_ecuador.php](http://www.thewindpower.net/country_en_56_ecuador.php). 2015, acceso: Abril del 2015.
- [CPE, 2007] Wind Energy, The Facts, La Capacidad de Penetración de la energía Eólica, 2007. <http://www.wind-energy-the-facts.org/wind-energy-penetration-and->

- integration.html, acceso: Abril del 2015.
- [WEE, 2010] Wind energy in Ecuador: Plans to install 200 MW in five years. April 13, 2010, <http://www.evwind.es/2010/04/13/wind-energy-in-ecuador-plans-to-install-200-mw-in-five-years/5179>, acceso: Abril del 2015
- [WT, 2012] Wind turbines 2012, [http://www.wind-turbine-market.com/pdf/WKA\\_Leseprobe/files/assets/downloads/page0015.pdf](http://www.wind-turbine-market.com/pdf/WKA_Leseprobe/files/assets/downloads/page0015.pdf), acceso: Septiembre del 2014.
- [Zhang Z, 1996 ] Zhang Z, Profumo F et al. "Axial Flux versus Radial Flux Permanente magnet motors. Electromotion, Vol. 3, 1996, pp. 133-137.
- [Z. Chen, 1998] Z. Chen, E.Spooner, Grid interface options for variable-speed, permanent-magnet generators, IEE Proceedings Electric. Power Appl., Vol.145, No-4, Julio 1998, pp. 273-283.

## ANEXOS

### Anexo. 1: Producción, Demanda y Compra Energética de la Provincia de Chimborazo en el Periodo 2008-20012

#### EERSA. 2008

##### EERSA 2008

Mes	ALAO			RIO BLANCO			NIZAG		
	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Energía Disponible (MWh)
ENERO	7.256,67	7,60	7.249,07	-	-	-	204,28	-	204,28
FEBRERO	6.456,44	6,90	6.449,54	602,44	1,38	601,06	119,30	-	119,30
MARZO	7.470,51	6,70	7.463,81			-			-
ABRIL	6.727,05	6,50	6.720,55	892,13	1,85	890,28			-
MAYO	7.013,65	6,45	7.007,20	2.285,57	3,43	2.282,14			-
JUNIO	6.640,49	6,80	6.633,69	2.176,62	4,18	2.172,44			-
JULIO	7.484,93	7,05	7.477,88	1.042,60	1,95	1.040,65			-
AGOSTO	7.138,91	6,90	7.132,01	-	-	-	-	-	-
SEPTIEMBRE	6.862,83	6,70	6.856,13			-			-
OCTUBRE	7.140,23	6,75	7.133,48			-			-
NOVIEMBRE	6.883,06	6,26	6.876,80	-	-	-	-	-	-
DICIEMBRE	6.338,20	6,40	6.331,80	955,93	2,92	953,01	-	-	-

##### EERSA 2008

Mes	RIOBAMBA			PRODUCCIÓN TOTAL (MWh) Por mes (1)	FACTURACION (Demanda) TOTAL (MWh) Por mes (2)	TOTAL MWh COMPRADO Por mes (3)	PÉRDIDAS DEL SISTEMA (MWh) = (3-2)
	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares (MWh)	Energía Disponible (MWh)				
ENERO	4,16		4,16	7.457,50	14.113,55	17.084,54	2.970,99
FEBRERO	0,06	0,00	0,06	7.169,97	14.081,09	16.387,29	2.306,20
MARZO			-	7.463,81	13.701,02	17.322,94	3.621,92
ABRIL			-	7.610,82	14.119,72	17.101,62	2.981,90
MAYO			-	9.289,34	14.416,85	18.050,37	3.633,52
JUNIO			-	8.806,13	14.135,94	18.483,17	4.347,23
JULIO			-	8.518,53	14.227,11	17.697,33	3.470,22
AGOSTO	-	-	-	7.132,01	14.122,78	17.009,60	2.886,82
SEPTIEMBRE	23,73	0,12	23,61	6.879,74	16.886,68	19.979,98	3.093,30
OCTUBRE	130,89	4,49	126,39	7.259,87	16.863,16	20.477,59	3.614,43
NOVIEMBRE	37,77	5,46	32,31	6.909,11	18.224,84	20.398,91	2.174,07
DICIEMBRE	159,10	5,70	153,40	7.438,21	18.545,17	22.239,69	3.694,52

## Anexo. 1: Continuación

EERSA.2009

EERSA 2009

Mes	ALAO			RIO BLANCO			NIZAG		
	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)
ENERO	7.131,59	6,86	7.124,74	1.810,61	4,75	1.805,86	-	-	-
FEBRERO	6.675,02	5,95	6.669,07	1.658,68	3,99	1.654,69	-	-	-
MARZO	6.140,81	6,70	6.134,11	1.445,87	3,50	1.442,36	-	-	-
ABRIL	6.296,48	6,30	6.290,18	1.186,84	3,16	1.183,68	-	-	-
MAYO	6.997,97	6,65	6.991,32	1.300,75	3,02	1.297,72	98,42	-	98,42
JUNIO	7.159,01	6,50	7.152,51	1.315,39	2,93	1.312,46	39,70	-	39,70
JULIO	6.380,61	6,65	6.373,96	1.364,18	3,01	1.361,18	152,77	-	152,77
AGOSTO	7.492,33	6,75	7.485,58	1.320,92	3,08	1.317,85	70,73	-	70,73
SEPTIEMBRE	7.144,80	7,00	7.137,80	1.558,02	3,00	1.555,02	78,55	-	78,55
OCTUBRE	7.150,71	6,75	7.143,96	1.509,10	2,94	1.506,16	135,03	-	135,03
NOVIEMBRE	4.770,24	6,35	4.763,89	820,76	2,83	817,93	154,70	-	154,70
DICIEMBRE	5.806,70	6,65	5.800,05	940,86	2,90	937,96	174,63	-	174,63
TOTAL AÑO	79.146,27	79,11	79.067,16	16.231,97	39,09	16.192,87	904,53	-	904,53

EERSA 2009

Mes	RIOBAMBA			PRODUCCIÓN TOTAL (MWh)	FACTURACIÓN (Demanda) TOTAL (MWh)	TOTAL MWh COMPRADO Por mes	PÉRDIDAS DEL SISTEMA (MWh) = (3-2)
	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)				
ENERO	105,74	5,30	100,44	9.031,03	18.283,49	21.851,67	3.568,18
FEBRERO	28,85	4,69	24,16	8.347,92	17.626,88	20.087,87	2.460,99
MARZO	115,63	2,01	113,63	7.690,10	17.921,37	21.950,01	4.028,64
ABRIL	220,60	4,37	216,23	7.690,10	18.250,38	20.977,82	2.727,44
MAYO	121,45	4,73	116,72	8.504,18	19.126,29	22.689,61	3.563,32
JUNIO	186,67	5,28	181,39	8.686,05	18.884,82	21.918,52	3.033,70
JULIO	190,96	6,04	184,92	8.072,83	18.735,91	21.990,36	3.254,45
AGOSTO	243,24	4,61	238,63	9.112,78	18.879,76	21.756,64	2.876,89
SEPTIEMBRE	323,11	4,93	318,18	9.089,55	18.390,10	21.571,42	3.181,32
OCTUBRE	317,67	3,41	314,27	9.099,42	19.059,82	22.455,92	3.396,10
NOVIEMBRE	410,26	5,07	405,19	6.141,71	16.603,78	18.571,65	1.967,87
DICIEMBRE	529,22	4,03	525,19	7.437,83	18.310,87	20.953,60	2.642,74
TOTAL AÑO	2.793,40	54,46	2.738,94	98.903,51	220.073,46	256.775,10	36.701,64

## Anexo. 1: Continuación

EERSA.2010

EERSA 2010

Mes	ALAO			RIO BLANCO			NIZAG		
	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)
ENERO	5.493,85	6,25	5.487,60	1.965,32	2,86	1.962,46	128,91	-	128,91
FEBRERO	6.344,98	5,75	6.339,23	1.443,78	2,59	1.441,19	148,91	-	148,91
MARZO	6.006,58	6,32	6.000,26	1.856,32	4,52	1.851,80	52,36	-	52,36
ABRIL	6.123,32	3,12	6.120,20	1.789,22	4,63	1.784,59	98,23	-	98,23
MAYO	7.236,52	6,89	7.229,63	1.689,21	2,59	1.686,62	45,23	-	45,23
JUNIO	7.102,65	6,98	7.095,67	1.569,22	2,12	1.567,10	56,23	-	56,23
JULIO	6.989,32	6,45	6.982,87	1.458,21	2,55	1.455,66	65,22	-	65,22
AGOSTO	6.548,23	6,32	6.541,91	1.489,33	2,36	1.486,97	36,21	-	36,21
SEPTIEMBRE	6.578,25	6,21	6.572,04	1.233,55	2,66	1.230,89	64,66	-	64,66
OCTUBRE	6.023,12	6,27	6.016,85	1.203,85	3,66	1.200,19	36,33	-	36,33
NOVIEMBRE	5.698,21	6,88	5.691,33	1.326,69	3,98	1.322,71	44,52	-	44,52
DICIEMBRE	5.785,21	6,33	5.778,88	1.477,88	2,14	1.475,74	51,11	-	51,11
TOTAL AÑO 20	75.930,24	73,77	75.856,47	18.502,58	36,65	18.465,93	827,92	-	827,92

EERSA 2010

Mes	RIOBAMBA						
	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Energía Disponible (MWh)	PRODUCCIÓN TOTAL (MWh) Por mes	FACTURACIÓN (Demanda) TOTAL (MWh) Por mes	TOTAL MWh COMPRADO Por mes	PÉRDIDAS DEL SISTEMA (MWh) = (3-2)
ENERO	402,93	3,54	399,39	7.978,36	18.965,23	21.602,15	2.636,92
FEBRERO	378,11	4,10	374,02	8.303,35	18.235,63	20.430,10	2.194,47
MARZO	356,23	4,52	351,71	8.256,13	17.569,22	22.401,44	4.832,22
ABRIL	452,36	4,36	448,00	8.451,02	17.652,27	21.842,99	4.190,72
MAYO	563,23	4,21	559,02	9.520,50	18.965,39	21.569,33	2.603,94
JUNIO	265,32	4,65	260,67	8.979,67	18.693,36	22.332,24	3.638,88
JULIO	331,21	5,12	326,09	8.829,84	18.998,14	23.011,23	4.013,09
AGOSTO	356,21	5,32	350,89	8.415,98	18.566,33	21.456,96	2.890,63
SEPTIEMBRE	398,66	5,96	392,70	8.260,29	18.798,96	22.963,45	4.164,49
OCTUBRE	345,11	5,85	339,26	7.592,63	19.663,78	22.311,21	2.647,43
NOVIEMBRE	452,36	4,12	448,24	7.506,80	19.023,69	21.456,63	2.432,94
DICIEMBRE	565,21	4,22	560,99	7.866,72	19.568,33	22.365,64	2.797,31
TOTAL AÑO 20	4.866,94	55,96	4.810,98	99.961,30	224.700,33	263.743,38	39.043,05

## Anexo. 1: Continuación

EERSA.2011

EERSA 2011							
MES	DEMANDA(KW/H)			PRODUCCION		DE CARGA	DIAS
	MAXIMA	MINIMA	PROMEDIO	KW	KWH		
ENERO	52.089	42.114	49.235	1.526.280	24.087.378	62,15	31
FEBRERO	52.067	46.530	49.238	1.378.669	21.795.924	62,29	28
MARZO	52.121	46.083	49.704	1.540.822	24.187.436	62,37	31
ABRIL	51.840	45.598	48.951	1.468.542	23.155.908	62,04	30
MAYO	50.788	44.081	48.774	1.511.994	23.871.727	63,18	31
JUNIO	52.047	45.504	49.129	1.473.880	23.282.266	62,13	30
JULIO	49.940	42.270	47.274	1.465.486	23.764.822	63,96	31
AGOSTO	50.733	42.279	47.523	1.473.202	23.549.421	62,39	31
SEPTIEMBR	52.405	45.958	49.712	1.491.355	23.462.957	62,18	30
OCTUBRE	53.157	43.177	49.578	1.536.929	23.950.112	60,56	31
NOVIEMBRE	53.687	47.200	51.134	1.534.030	24.405.325	63,14	30
DICIEMBRE	54.968	46.090	52.042	1.613.315	25.934.927	63,42	31

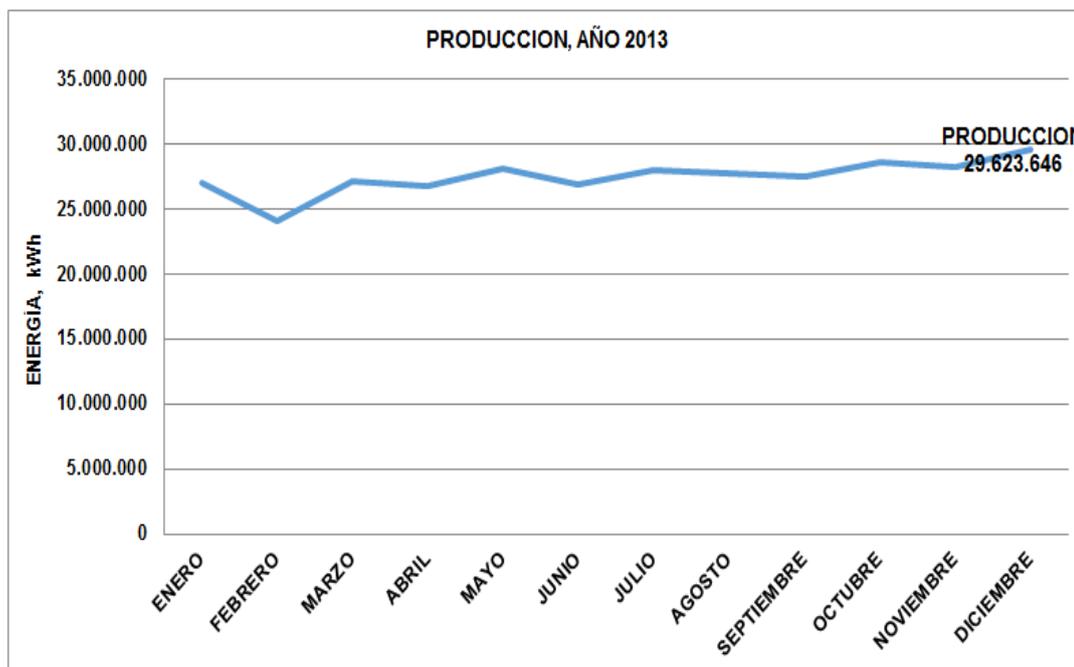
EERSA.2012

EERSA 2012							
MES	DEMANDA MW			PRODUCCION		Factor de carga %	DIAS
	MAX	MIN	PROMEDIO	KW	KWH		
ENERO	54.607	43.139	51.704	1.602.831	25.628.753	63,08	31
FEBRERO	54.716	48.497	52.330	1.517.582	24.363.518	63,98	29
MARZO	54.976	50.139	52.675	1.632.937	25.928.335	63,39	31
ABRIL	55.605	47.974	52.580	1.577.407	25.088.124	62,67	30
MAYO	55.242	45.293	52.614	1.631.030	26.015.611	63,30	31
JUNIO	55.947	50.021	53.104	1.593.127	25.295.619	62,80	30
JULIO	55.999	46.785	52.104	1.615.228	25.754.907	61,82	31
AGOSTO	53.645	45.566	51.476	1.595.761	25.367.660	63,56	31
SEPTIEMBRE	56.192	50.286	53.762	1.612.875	25.210.384	62,31	30
OCTUBRE	57.431	49.645	54.167	1.679.182	26.151.443	61,20	31
NOVIEMBRE	57.256	47.476	54.524	1.635.730	25.558.441	62,00	30
DICIEMBRE	58.617	49.658	54.630	1.693.524	26.552.826	60,89	31

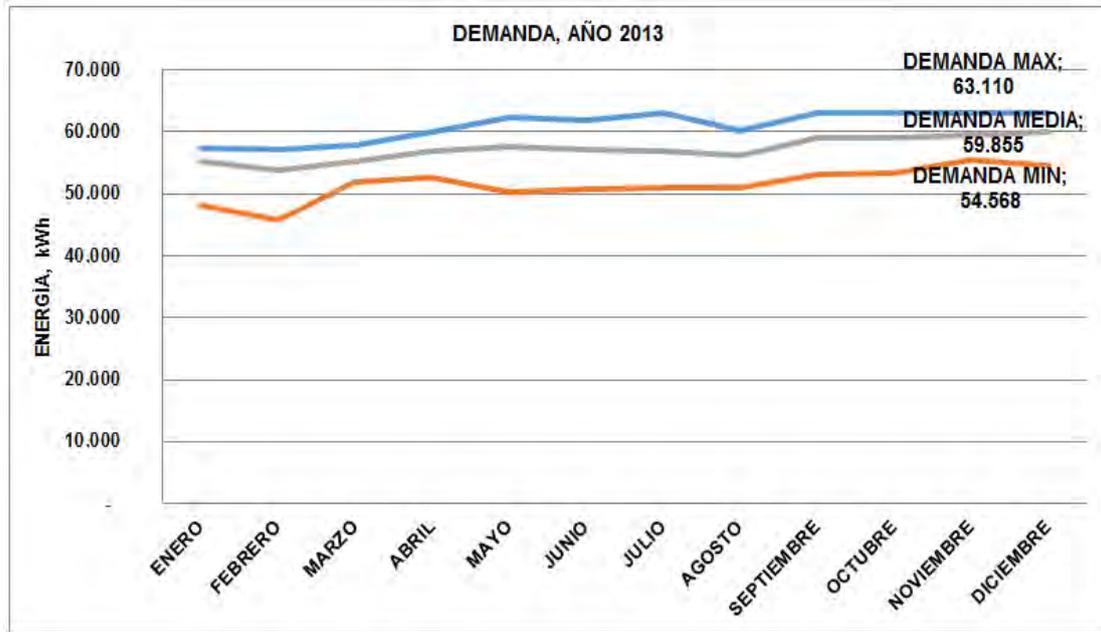
**Anexo. 1: Continuación**

EERSA.2013

EERSA 2013									
MES	DEMANDA			PRODUCCION		ENERGIA		Factor de carga %	DIAS
	MAX	MIN	MEDIA	KW	KWH	ENTREGADA AL MEM	RECIBIDA AL MEM KWh		
ENERO	57.294	48.114	55.158	1.709.901	26.983.149	8.588.753	26.683.080	63,30	31
FEBRERO	57.074	45.682	53.911	1.509.501	24.103.578	7.966.358	23.712.942	62,85	28
MARZO	57.854	51.946	55.247	1.712.648	27.152.576	9.064.975	26.715.011	63,08	31
ABRIL	60.038	52.730	56.861	1.705.845	26.762.437	8.608.874	26.401.339	61,91	30
MAYO	62.233	50.358	57.611	1.785.941	28.149.639	8.686.130	27.745.070	60,80	31
JUNIO	61.877	50.818	57.025	1.710.738	26.825.057	8.949.531	26.642.265	60,21	30
JULIO	63.071	51.057	56.973	1.766.158	27.921.281	8.054.513	27.911.272	59,50	31
AGOSTO	60.134	51.059	56.134	1.740.165	27.720.988	7.666.228	27.711.506	61,96	31
SEPTIEMBRE	62.990	53.153	58.995	1.769.853	27.543.348	2.944.964	27.539.011	60,73	30
OCTUBRE	63.059	53.424	59.030	1.829.939	28.534.578	8.604.984	28.525.150	60,82	31
NOVIEMBRE	63.100	55.415	59.605	1.788.147	28.279.364	6.369.937	28.266.544	62,25	30
DICIEMBRE	63.110	54.568	59.855	1.855.501	29.623.646	7.018.389	29.314.567	63,09	31



Anexo. 1: Continuación

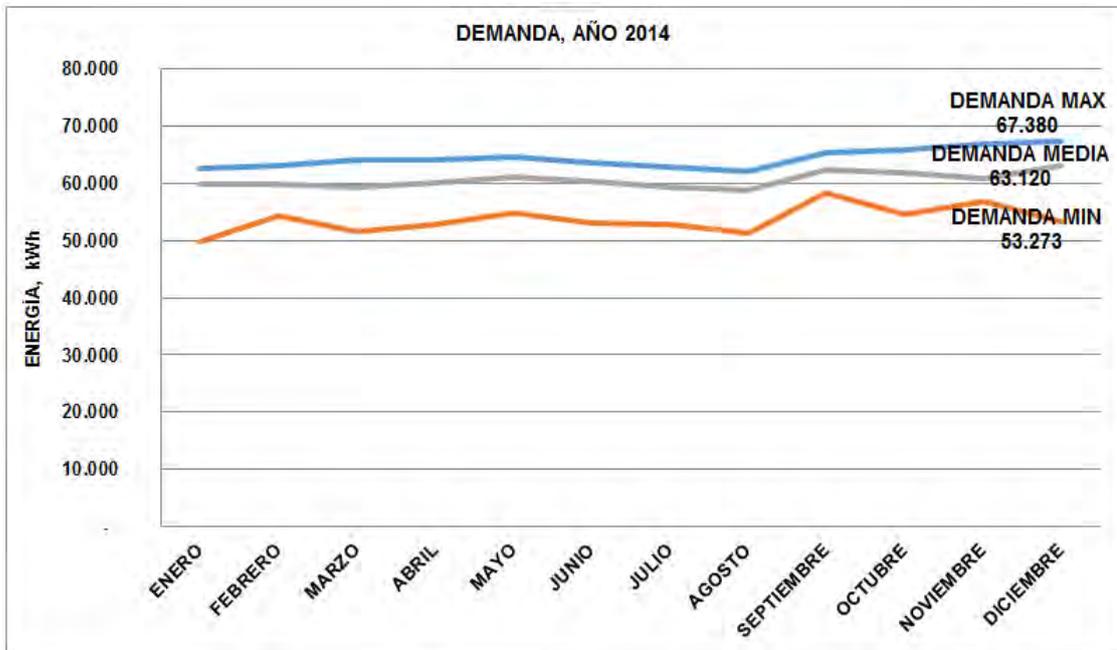
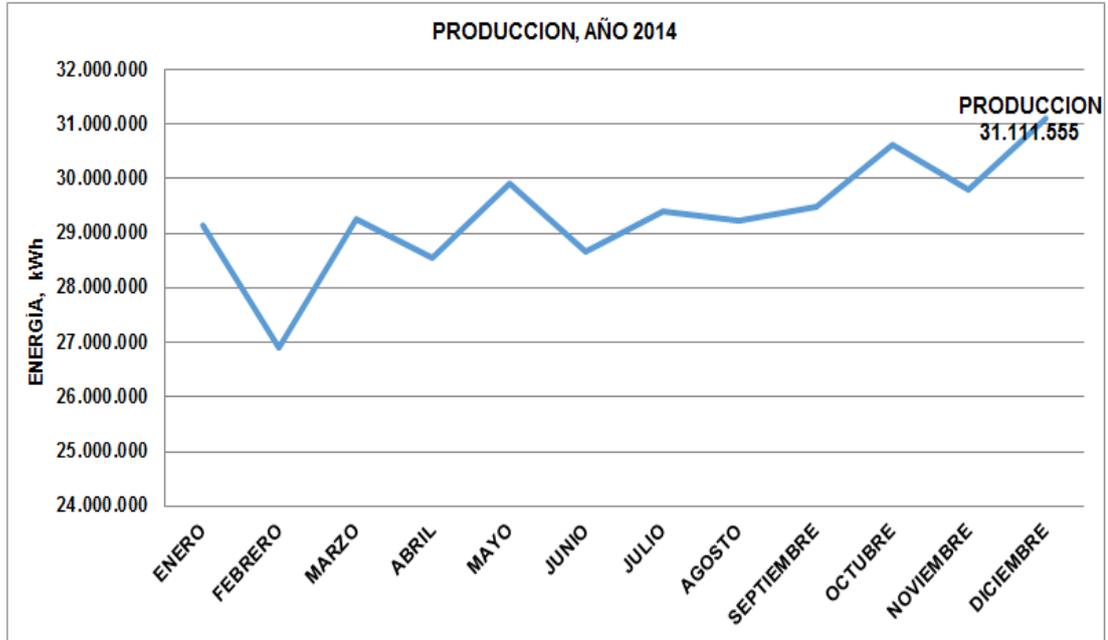


EERSA.2014

EERSA 2014									
MES	DEMANDA			PRODUCCION		ENERGIA		Factor de carga %	DIAS
	MAX	MIN	MEDIA	KW	KWH	ENTREGADA AL MEM KWh	RECIBIDA AL MEM KWh		
ENERO	62.671	49.815	59.723	1.851.424	29.137.634	7.863.245	28.731.318	62,49	31
FEBRERO	63.128	54.371	59.911	1.677.513	26.896.060	5.973.319	26.655.647	63,40	28
MARZO	64.136	51.547	59.223	1.835.916	29.259.691	8.546.068	28.876.577	61,32	31
ABRIL	64.056	52.828	60.087	1.802.613	28.546.207	8.735.741	28.113.998	61,90	30
MAYO	64.508	54.712	61.046	1.892.430	29.922.502	9.555.169	29.472.710	62,35	31
JUNIO	63.583	53.107	60.270	1.808.087	28.671.860	8.795.613	28.148.541	62,63	30
JULIO	62.917	52.907	59.398	1.841.348	29.417.305	7.878.381	29.207.643	62,84	31
AGOSTO	61.991	51.402	58.818	1.823.345	29.235.709	9.331.395	29.227.646	63,39	31
SEPTIEMBRE	65.387	58.238	62.213	1.866.380	29.486.977	8.553.521	29.416.174	62,63	30
OCTUBRE	65.954	54.453	61.824	1.916.530	30.637.403	9.432.492	30.247.016	62,44	31
NOVIEMBRE	66.821	56.863	60.727	1.882.522	29.805.975	7.493.846	29.342.954	59,95	30
DICIEMBRE	67.380	53.273	63.120	1.956.713	31.111.555	8.198.143	30.936.968	64,13	31

## Anexo. 1: Continuación

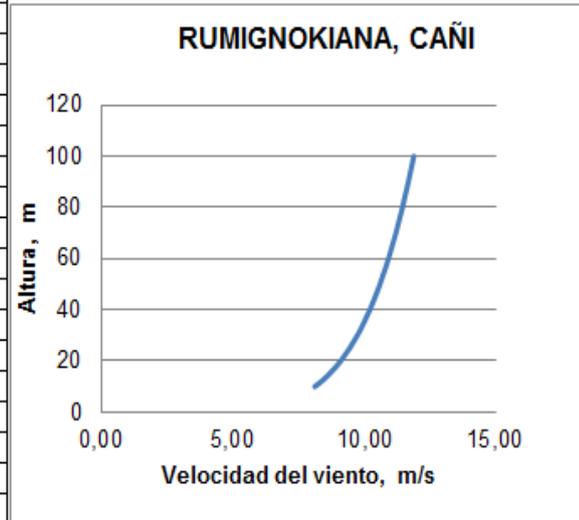
EERSA.2014



## Anexo. 2: Variación de la Velocidad del Viento con Respecto a la Altura

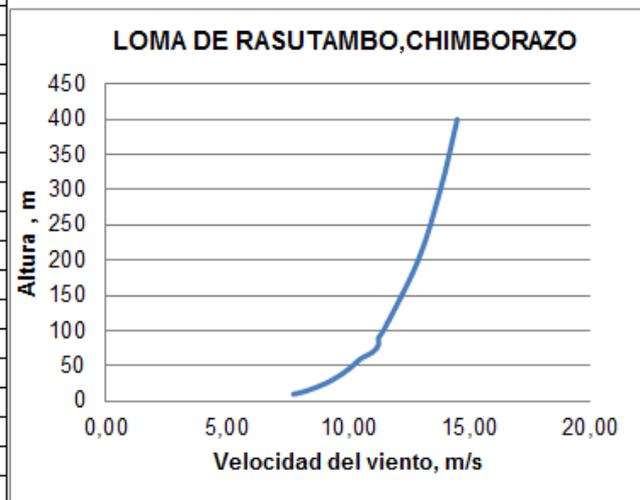
### 1. RUMIGNOKIANA-CAÑI

Coeficiente de fricción(alfa)	
0,166	
Velocidad, m/s	Altura, m
8,12	10
8,31	11,5
8,69	15
9,11	20
9,45	25
9,74	30
9,82	31,5
9,99	35
10,22	40
10,28	41,5
10,42	45
10,60	50
10,93	60
11,21	70
11,46	80
11,69	90
11,89	100



### 2. LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO

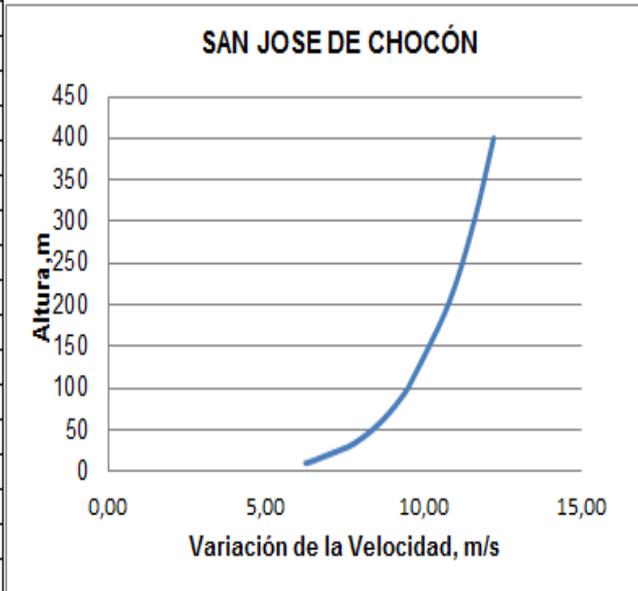
Coeficiente de fricción(alfa)	
0,170	
Velocidad. m/s	Alturas, m
7,75	10
7,93	11,5
8,30	15
8,72	20
9,05	25
9,34	30
9,42	31,5
9,59	35
9,81	40
9,87	41,5
10,00	45
10,18	50
10,50	60
11,03	70
11,25	80
11,25	90
11,46	100
12,89	200
13,81	300
14,50	400



## Anexo. 2: Continuación

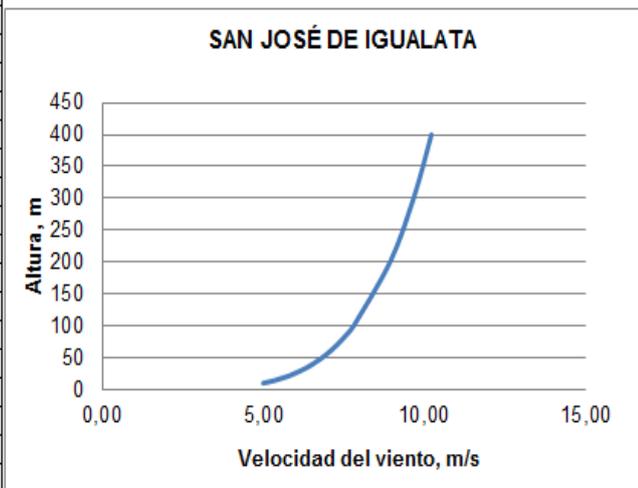
### 3. SAN JOSE DE CHOCON

Coeficiente de fricción (alfa)	
0,181	0,162
Velocidad, m/s	Altura, m
6,26	10
6,42	11,5
7,64	30
7,71	31,5
7,86	35
8,05	40
8,10	41,5
8,38	50
8,66	60
8,91	70
9,13	80
9,32	90
9,50	100
10,77	200
11,59	300
12,21	400



### 4. SAN JOSE DE IGUALATA

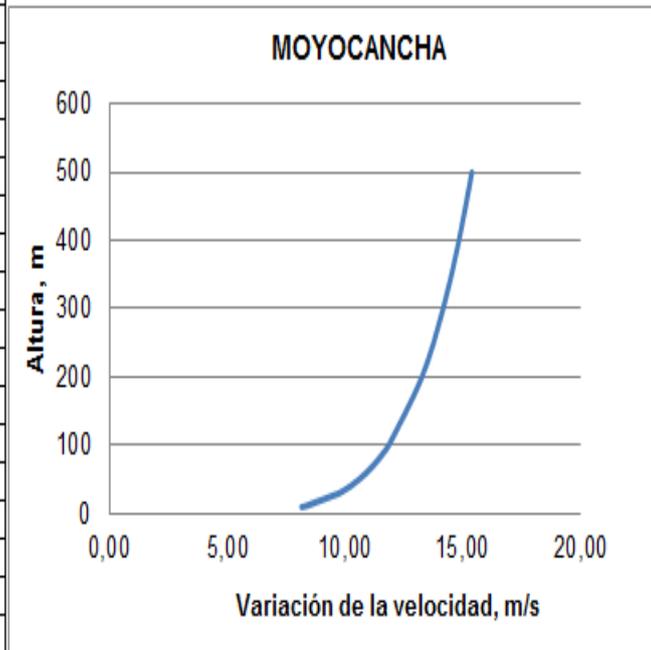
Coeficiente de fricción(alfa)	
0,194	
Velocidad, m/s	Alturas, m
5,00	10
5,13	11,5
5,40	15
5,71	20
5,97	25
6,18	30
6,24	31,5
6,37	35
6,54	40
6,58	41,5
6,69	45
6,83	50
7,07	60
7,29	70
7,48	80
7,65	90
7,81	100
8,93	200
9,66	300
10,22	400



**Anexo. 2: Continuación**

**5. AÑA MOYOCANCHA**

Coeficiente de fricción(alfa)	
0,162	
Velocidad, m/s	Alturas,m
8,15	10
8,34	11,5
9,75	30
9,83	31,5
9,99	35
10,21	40
10,28	41,5
10,59	50
10,91	60
11,19	70
11,43	80
11,65	90
11,85	100
13,27	200
14,17	300
14,85	400
15,39	500



## Anexo. 3 Características Técnicas de Gamesa

### Gamesa 850 kW

La plataforma Gamesa 850 kW basa su tecnología en el control de velocidad y paso variable, incorporando a su vez las últimas tecnologías para extraer la máxima energía del viento con la mayor eficiencia:

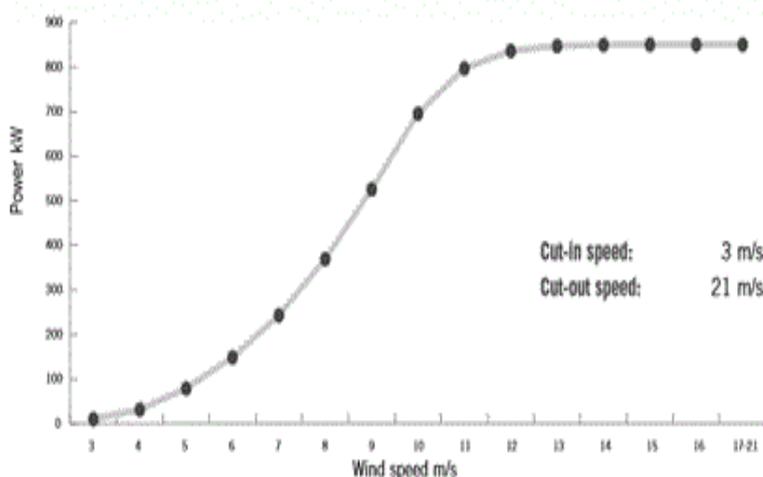
- ▶ Fabricación de palas más ligeras mediante el empleo de fibra de vidrio y preimpregnados.
- ▶ Sistema de control remoto Gamesa WindNet®.
- ▶ Mantenimiento predictivo Gamesa SMP.
- ▶ Control de ruido Gamesa NRS®.
- ▶ Soluciones para una óptima conexión a red.

Modelo	G52-850 kW	G58-850 kW
IEC	IA <sup>(6)</sup>	IIA / IIIB
Potencia unitaria	850 kW <sup>(6)</sup>	850 kW <sup>(6)</sup>
Certificado tipo disponible	✓	✓
Altura de torre	44, 55, 65 m	44 <sup>(6)</sup> , 49, 55, 65, 74 <sup>(6)</sup> m
Conexión a red	✓	✓
Med. Amb. / Opc. <sup>(3)</sup>	✓	✓
50 Hz / 60 Hz	✓	✓

#### Power Curve Gamesa G58-850 kW (for an air density of 1.225 kg/m<sup>3</sup>)

Power curve calculation based on NACA 63.XXX and FFA-W3 airfoils.

Calculation parameters: 50 Hz grid frequency; tip angle pitch regulated, 10% turbulence intensity and a variable rotor speed ranging from 14.6 - 30.8 rpm.



Speed (m/s)	Power (kW)
3	9.7
4	31.2
5	78.4
6	148.2
7	242.7
8	368.8
9	525.3
10	695.0
11	796.6
12	835.9
13	846.8
14	849.3
15	849.9
16	850.0
17-21	850.0

### Anexo. 3: Continuación

G52-850 kW	G58-850 kW
52 m	58 m
2.214 m <sup>2</sup>	2.642 m <sup>2</sup>
19,44 - 30,8 rpm	19,44 - 30,8 rpm
3	3
25,3 m	28,3 m
NACA 63.XXX + FFA-W3	NACA 63.XXX + FFA-W3
Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy	Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy
Tubular troncocónica de acero	Tubular troncocónica de acero
44, 55 y 65 m	44, 49, 55, 65 y 74 m
1 etapa planetaria 2 etapas de ejes paralelos	1 etapa planetaria 2 etapas de ejes paralelos
1:61,74 (50 Hz) 1:74,5 (60 Hz)	1:61,74 (50 Hz) 1:74,5 (60 Hz)
Generador doblemente alimentado	Generador doblemente alimentado
850 kW	850 kW
690 V AC	690 V AC
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
IP 54	IP 54
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 *

### 1. Densidades del aire en kg/m<sup>3</sup> y las curvas de Potencia de los diferentes lugares de Estudio

Velocidad del viento		Densidad del aire, Kg/m <sup>3</sup>				
		S.J.de CHOCON	S.J.de IGUALATA	MOYOCANCHA	CAÑI	RASUTAMBO
m/s	1225	0,869	0,821	0,817	0,764	0,736
3	9,7	6,88	6,50	6,47	6,05	5,83
4	31,2	22,13	20,91	20,81	19,46	18,75
5	78,4	55,616	52,54	52,29	48,90	47,10
6	148,2	105,13	99,32	98,84	92,43	89,04
7	242,7	172,17	162,66	161,87	151,37	145,82
8	368,8	261,62	247,17	245,97	230,01	221,58
9	525,3	372,64	352,06	350,34	327,62	315,61
10	695	493,02	465,79	463,52	433,45	315,61
11	796,6	565,10	533,88	531,28	496,82	478,61
12	835,9	592,98	560,22	557,49	521,33	502,22
13	846,8	600,71	567,53	564,76	528,13	508,77
14	849,3	602,48	569,20	566,43	529,69	510,27
15	849,9	602,91	569,61	566,83	530,06	510,63
16	850	602,98	569,67	566,90	530,12	510,69
17	850	602,98	569,67	566,90	530,12	510,69
18	850	602,98	569,67	566,90	530,12	510,69
19	850	602,98	569,67	566,90	530,12	510,69
20	850	602,98	569,67	566,90	530,12	510,69

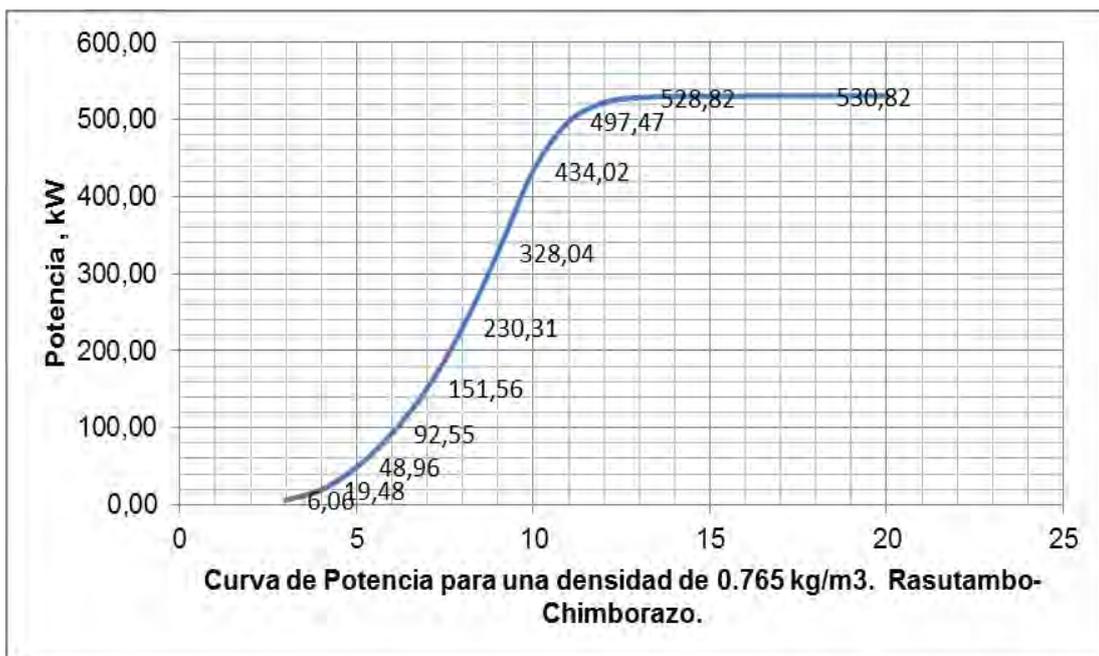
### Anexo. 3: Continuación

## 2. Curvas de Potencia

### 5.3 RUMIGNOKIANA-CAÑI



### 2.2 LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO



### Anexo. 3: Continuación

#### 2.3 SAN JOSE DE CHOCÓN

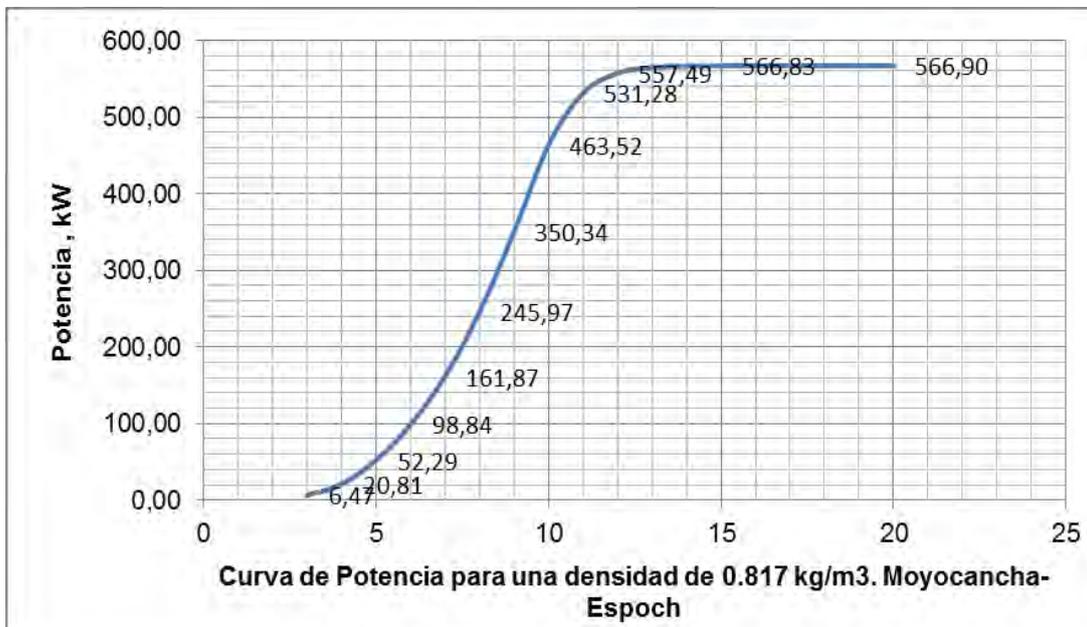


#### 2.4 SAN JOSE DE IGUALATA



### Anexo. 3: Continuación

#### 2.5 MOYOCANCHA-ESPOCH



Características Potenciales del aerogenerador a instalar		
1.	Modelo:	G58-850kW
2.	Origen:	
3.	Datos de Funcionamiento:	
3.1	Potencia Nominal:	850 kW
3.2	Velocidad de Conexión:	3 m/s
3.3	Velocidad Nominal del Viento:	16 m/s
3.4	Velocidad de desconexión:	21 m/s
3.5	Categoría Eólica:	IEC (IIA viento medio e IEC IIIB viento extremo)
3.6	Rango de temperaturas de funcionamiento:	Rango normal -20°C a 40°C
3.7	Diámetro del rotor:	58 m
3.8	Superficie de barrido:	2642 m <sup>2</sup> .
3.9	Frecuencia:	50 Hz/60 Hz
3.10	Generador asincrónico con rotor bobinado, anillos partidos	
3.11	Tipo de ejes	Horizontales
3.12	Pala Longitud:	28.3 m
3.13	Peso de palas	2400 kg/pala
3.14	Número de palas	3
3.15	Torre Alturas de buje:	44/49/55/65/74 m
3.17	Distancia mínima entre torres:	174 m en promedio
3.18	Tensión de generación:	690 V
3.19	Tensión de salida nominal entre:	31,5 kV

### Anexo. 3: Continuación

equipment used	Number	Function	Characteristics
anemometers	3	Data Acquisition wind speed	Mark FISCHER, measurement range of 0-70 m / s with a maximum load of 100 m / s with feed 12-30 Vdc, with certification MEASNET (The International Measuring Network of wind Energy Institute).
weathervanes	3	Data Acquisition wind speed	Mark FISCHER range 360°, maximum load of 100m/s and feed 12 - 30 Vdc.

equipment used	Number	Function	Characteristics
Datalogger	1	Each sensor sends data every 6 hour period of 10 min. And everything is stored in the datalogger.	Theodor Friedrich & Co. Mark Combitog Type LT 1021 with 512KB of memory and feed of 10-30 Vdc.
Solar Charge Controller	1	Controls the storage of energy generated by the solar panel.	Mark Steca, I <sub>max</sub> input 20 A. Operating Voltage 12V dc
Solar Panel	1	generates the necessary voltage for equipment	Mark Kyocera, 8Wp.12Vdc.
Solar Battery	1	stores energy to be delivered	Mark Classic, 60 Ah. 12 Vdc.
Tower	1	Positioning equipment for measurements	40 m in height, triangular, tubular steel supported.

## Anexo. 4: Cálculo Energético Eólico y determinación del Número de aerogeneradores para un emplazamiento eólico en la Provincia de Chimborazo-Ecuador.

### 1. Cantidad de Energía eléctrica a Producir

$$\begin{aligned} \text{Demanda Energética total} - \text{Energía total producida} &= 58517.653 - 26552826 = \\ &= 31964827 \text{ MWh / año} \end{aligned}$$

(Fuente: Empresa Eléctrica Riobamba. S.A-Ecuador). Ver Anexo.1

Velocidad anual del viento: 8,18 m/s.

Se selecciona el aerogenerador modelo G58-850 kW, del catálogo de productos del fabricante Gamesa. Anexo.3

### 2. Potencia Efectiva

#### 2.1 Calculamos la potencia efectiva del aerogenerador Gamesa modelo G58-850 kW:

$$P = C_p \left( \frac{\rho}{2} \right) (\pi) \left( \frac{D^2}{4} \right) (v^3)$$

Dónde:

$C_p$ .- el coeficiente de potencia igual a 0,45 para el aerogenerador G58-850kW.

$\rho$ .- densidad del aire igual a 0,86 kg/m<sup>3</sup>, región de Palmira y Totorillas.

$D$ .- el diámetro de las hélices igual a 58 m para el aerogenerador Gamesa G58.

$V$ .- velocidad promedio anual del viento: 8,18 m/s.

$$P = 2817398 \text{ kW} = 281,74 \text{ MW}$$

La potencia efectiva que se proyecta entregar en cada aerogenerador G58 del parque eólico es: 0,282 MW. Energía que cada aerogenerador produce durante el lapso de un año [Villaurrutia. M, 2004].

### 3. Horas de funcionamiento en el año

$$8760 \text{ (horas/año)} \times 0.4564 = 3998064 \text{ (Horas de trabajo)}$$

### 4. Electricidad Proyectada por cada turbina en el año

$$\text{Potencia efectiva} \times \text{Horas de funcionamiento (trabajo)} = 279.68 \times 3998.064 = 1117211.69 \text{ MWh}$$

### 5. Número de Turbinas

$$\frac{\text{Energía eléctrica proyectada}}{\text{Cantidad de energía eléctrica a producir (Demanda)}} = \frac{1117211.69 \text{ MWh}}{31964.83 \text{ MWh}} = 35 \text{ aerogeneradores.}$$

El parque eólico debe contar con 35 aerogeneradores modelo G58 - 850kW, con potencia nominal 850 KW cada uno.

### 6. Potencia Nominal del Parque aerogenerador

$$\text{Número de aerogeneradores} \times \text{potencia nominal} = 35 \times 0,850 = 29,75 \text{ MW}$$

### 7. Electricidad Generada del Parque por año con Potencia Nominal

$$29,75 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/año} \times 0,456 = 118.838,16 \text{ MWh} = 118,84 \text{ GWh.}$$

### 8. Potencia Efectiva del Parque aerogenerador

$$\text{Potencia efectiva de cada aerogenerador} \times \text{número de aerogeneradores} = \\ = 118838,16 \times 35 = 9788,92 \text{ MW}.$$

#### 9. Horas equivalentes a plena carga, HE

$$HE = 8760 \text{ h/año} \times FC = 8760 \times 0,95 = 8322 \text{ horas/año}$$

FC .- Factor de capacidad: 0,95. Características técnicas de Gamesa [Gamesa, 2010].

#### 10. Objetivo de Potencia Eléctrica del Parque Eólico

$$\frac{\text{Cantidad de energía eléctrica a producir (Demanda)}}{\text{Horas de funcionamiento}} = \frac{31965,0 \text{ MWh}}{3998,064 \text{ h}} = 8,0 \text{ MW}.$$

#### 11. Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) evitado por año

$$31965,0 \text{ MWh} \times 0,75 = 23973,75 \text{ (t/CO}_2\text{)}$$

$$23973,75 \text{ (t/CO}_2\text{)} \times 25 \text{ años} = 599343,75 \text{ (t/CO}_2\text{)} = 599,35 \text{ (Kt/CO}_2\text{)}$$

#### 12. Económico

$$118.838,16 \text{ MWh/año} \times 90,0 \text{ USD/MWh} = 10680.546,1 \text{ USD}.$$

La TMR (tarifa media referencial actual) vigente es de 9,0 c\$/kWh, según CONELET (Corporación Nacional de Electrificación-Ecuador) [SE, 2010].

#### 13. Ingreso anual: 1.068.0546,1 USD

## Anexo 4: continuación

### Características Técnicas y Tecnológicas del aerogenerador

#### 1. RUMIGNOKIANA-KAÑI

RUMIGNOKIANA-CAÑI			
<b>CALCULO DEL NUMERO DE TURBINAS</b>			
Potencia Disponible	W/m2	204,52	
Potencia Efectiva	Kw	243	
Potencia Efectiva	MW	0,24	
Coficiente de Potencia, Game	Cp	0,45	
Densidad del aire, Ro	local	0,764	
Constante pi		3	
Diámetro	Gamesa	m	58
Constante		0,5	
Constante		0,25	
Velocidad Media Anual de viento, m/s		8,12	
<b>CANTIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA A PRODUCIR:</b>			<b>MWh/año</b>
			<b>37694,8</b>
<b>Demanda Actual de Energía Total -Producción Actual de Energía Total:</b>			<b>37.695</b>
<b>Demanda promedio Actual de Energía Total :</b>			<b>MW</b>
			<b>54.630</b>
<b>% de Aumento de energía por año</b>			<b>MW</b>
<b>Producción Actual de Energía Total:</b>			<b>MW</b>
			<b>16.935</b>
<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO EN EL AÑO DE LA TURBINA</b>			<b>Horas/Trab</b>
			<b>7805,16</b>
<b>% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento</b>			<b>0,891</b>
<b>Horas que tiene el año</b>			<b>hr</b>
			<b>8760</b>

#### Anexo. 4: continuación

<b>POTENCIA EFECTIVA DEL PARQUE AEROGENERADOR.</b>			<b>MW</b>	<b>4,83</b>
Potencia efectiva de cada aerogenerador			<b>KW</b>	<b>243</b>
Número de aerogeneradores				<b>20</b>
<b>HORAS EQUIVALENTES EN CARGA COMPLETA</b>			<b>HE</b>	<b>8322</b>
Horas del año				<b>8760</b>
Factor de Capacidad o de Carga			<b>FC</b>	<b>0,95</b>
<b>OBJETIVO DE POT.ELECTRICA A PRODUCIR DEL PARQUE</b>			<b>MW</b>	<b>4,8</b>
Cantidad de Energía Eléctrica a Producir			<b>MW</b>	<b>37.695</b>
Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador				<b>7805,16</b>
<b>DIOXIDO DE CARBONO (CO2) EVITADO POR AÑO</b>			<b>(t/CO2)</b>	<b>98.876,15</b>
			<b>(Kt/CO2)</b>	<b>2471,90</b>
Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal				<b>131834,9</b>
1 MWh equivale a (0.75 t/CO2)				<b>0,75</b>
Para el tiempo en años				<b>25</b>
<b>ECONOMICO</b>				
Ingreso Anual			<b>USD</b>	<b>11865138,4</b>
TMR ( Tarifa media referencial actual) es de 9 (c\$/kWh)				
Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal				<b>131834,9</b>
1 MWh es equivalente en dólares:			<b>USD</b>	<b>90</b>

<b>ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR CADA TURBINA EN EL AÑO</b>			<b>MWh/año</b>	<b>1896,93</b>
Potencia Efectiva X Horas de funcionamiento en el año			<b>MWh/año</b>	<b>1896,93</b>
Factor de Planta. CF				<b>0,25</b>
<b>CALCULO DEL NUMERO DE AEROGENERADORES</b>				<b>20</b>
Cantidad de Energía Eléctrica a Producir (Demanda) MWh			<b>MWh</b>	<b>37694,8</b>
Energía Electrica Proyectada de cada turbina			<b>MWh</b>	<b>1.897</b>
<b>POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE</b>			<b>MW</b>	<b>17</b>
Número de Aerogeneradores				<b>20</b>
Potencia Nominal Gamesa			<b>MW</b>	<b>0,85</b>
<b>ELECTRICIDAD GENERADA DEL PARQUE EÓLICO POR AÑO CON POTENCIA NOMINAL, MWh</b>				<b>131834,9</b>
			<b>GWh</b>	<b>131,83</b>
Potencia Nominal del Parque			<b>MW</b>	<b>17</b>
Horas del año			<b>hr</b>	<b>8760</b>
Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador de la turbina				<b>7805,16</b>
% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento				<b>0,891</b>

## Anexo. 4: Continuación

### 2. LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO

LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO			
<b>CALCULO DEL NUMERO DE TURBINAS</b>			
Potencia Disponible	W/m <sup>2</sup>	174,62	
Potencia Efectiva	kW	208	
Potencia Efectiva	MW	0,21	
Coefficiente de Potencia, $C_p$	$C_p$	0,45	
Densidad del aire, $\rho$	local	0,765	
Constante $\pi$		3	
Diámetro Gamesa	m	58	
Constante		0,5	
Constante		0,25	
Velocidad Media Anual de viento, m/s		7,7	
<b>CANTIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA A PRODUCIR:</b>			
	MWh/año	37694,8	
Demanda Actual de Energía Total -Producción Actual de Energía Total:			
		37.695	
Demanda promedio Actual de Energía Total :	MW	54.630	
% de Aumento de energía por año	MW		
Producción Actual de Energía Total:	MW	16.935	
<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO EN EL AÑO DE LA TURBINA</b>			
	Horas/Trab	6815,28	
% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento			
		0,778	
Horas que tiene el año	hr	8760	
<b>ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR CADA TURBINA EN EL AÑO</b>			
	MWh/año	1414,25	
Potencia Efectiva X Horas de funcionamiento en el año			
	MWh/año	1414,25	
Factor de Planta. CF		0,19	
<b>CALCULO DEL NUMERO DE AEROGENERADORES</b>			
		27	
Cantidad de Energía Eléctrica a Producir (Demanda)	MWh	37694,8	
Energía Eléctrica Proyectada de cada turbina	MWh	1.414	
<b>POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE</b>			
	MW	23	
Número de Aerogeneradores			
		27	
Potencia Nominal Gamesa	MW	0,85	
<b>ELECTRICIDAD GENERADA DEL PARQUE EÓLICO POR AÑO CON POTENCIA NOMINAL, MWh</b>			
	GWh	154,40	
Potencia Nominal del Parque	MW	23	
Horas del año	hr	8760	
Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador de la turbina		6815,28	
% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento			
		0,778	
<b>POTENCIA EFECTIVA DEL PARQUE AEROGENERADOR.</b>			
	MW	5,53	
Potencia efectiva de cada aerogenerador			
	kW	208	
Número de aerogeneradores		27	

#### Anexo. 4: Continuación

<b>HORAS EQUIVALENTES EN CARGA COMPLETA</b>			<b>HE</b>	<b>8322</b>
Horas del año				<b>8760</b>
<b>Factor de Capacidad o de Carga</b>			<b>FC</b>	<b>0,95</b>
<b>OBJETIVO DE POT.ELECTRICA A PRODUCIR DEL PARQUE</b>			<b>MW</b>	<b>5,5</b>
<b>Cantidad de Energía Eléctrica a Producir</b>			<b>MW</b>	<b>37.695</b>
<b>Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador</b>				<b>6815,28</b>
<b>DIOXIDO DE CARBONO (CO2) EVITADO POR AÑO</b>			<b>(t/CO2)</b>	<b>115.802,89</b>
			<b>(Kt/CO2)</b>	<b>2895,07</b>
<b>Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal</b>				<b>154403,9</b>
<b>1 MWh equivale a (0.75 t/CO2)</b>				<b>0,75</b>
<b>Para el tiempo en años</b>				<b>25</b>
<b>ECONOMICO</b>				
<b>Ingreso Anual</b>			<b>USD</b>	<b>13896346,8</b>
<b>TMR ( Tarifa media referencial actual) es de 9 (c\$/kWh)</b>				
<b>Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal</b>				<b>154403,9</b>
<b>1 MWh es equivalente en dólares:</b>			<b>USD</b>	<b>90</b>

### 3. SAN JOSÉ DE CHOCÓN

<b>SAN JOSE DE CHOCÓN</b>			
<b>CALCULO DEL NUMERO DE TURBINAS</b>			
<b>Potencia Disponible</b>	<b>W/m2</b>	<b>106,59</b>	
<b>Potencia Efectiva</b>	<b>Kw</b>	<b>127</b>	
<b>Potencia Efectiva</b>	<b>MW</b>	<b>0,13</b>	
<b>Coefficiente de Potencia, Game</b>	<b>Cp</b>	<b>0,45</b>	
<b>Densidad del aire, Ro</b>	<b>local</b>	<b>0,869</b>	
<b>Constante pi</b>		<b>3</b>	
<b>Diámetro</b>	<b>Gamesa</b>	<b>m</b>	<b>58</b>
<b>Constante</b>			<b>0,5</b>
<b>Constante</b>			<b>0,25</b>
<b>Velocidad Media Anual de viento, m/s</b>		<b>6,26</b>	
<b>CANTIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA A PRODUCIR:</b>			<b>MWh/año</b>
			<b>37694,8</b>
<b>Demanda Actual de Energía Total -Producción Actual de Energía Total:</b>			<b>37.695</b>
<b>Demanda promedio Actual de Energía Total :</b>			<b>MW</b>
			<b>54.630</b>
<b>% de Aumento de energía por año</b>			<b>MW</b>
<b>Producción Actual de Energía Total:</b>			<b>MW</b>
			<b>16.935</b>
<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO EN EL AÑO DE LA TURBINA</b>			<b>Horas/Trab</b>
			<b>6219,6</b>
<b>% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento</b>			<b>0,71</b>
<b>Horas que tiene el año</b>			<b>hr</b>
			<b>8760</b>

## Anexo. 4: Continuación

ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR CADA TURBINA EN EL AÑO		MWh/año	787,80
Potencia Efectiva X Horas de funcionamiento en el año		MWh/año	787,80
Factor de Planta. CF			0,11
CALCULO DEL NUMERO DE AEROGENERADORES			48
Cantidad de Energía Eléctrica a Producir (Demanda) MWh		MWh	37694,8
Energía Eléctrica Proyectada de cada turbina		MWh	788
POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE		MW	41
Número de Aerogeneradores			48
Potencia Nominal Gamesa		MW	0,85
ELECTRICIDAD GENERADA DEL PARQUE EÓLICO POR AÑO CON POTENCIA NOMINAL, MWh			252958,3
			GWh 252,96
Potencia Nominal del Parque			MW 41
Horas del año			hr 8760
Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador de la turbina			6219,6
% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento			0,71
POTENCIA EFECTIVA DEL PARQUE AEROGENERADOR.		MW	6,06
Potencia efectiva de cada aerogenerador		kW	127
Número de aerogeneradores			48
HORAS EQUIVALENTES EN CARGA COMPLETA		HE	8322
Horas del año			8760
Factor de Capacidad o de Carga		FC	0,95
OBJETIVO DE POT.ELECTRICA A PRODUCIR DEL PARQUE		MW	6,1
Cantidad de Energía Eléctrica a Producir		MW	37.695
Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador			6219,6
DIOXIDO DE CARBONO (CO2) EVITADO POR AÑO		(t/CO2)	189.718,74
		(Kt/CO2)	4742,97
Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal			252958,3
1 MWh equivale a (0.75 t/CO2)			0,75
Para el tiempo en años			25
ECONOMICO			
Ingreso Anual		USD	22766248,9
TMR ( Tarifa media referencial actual) es de 9 (c\$/kWh)			
Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal			252958,3
1 MWh es equivalente en dólares:		USD	90

## Anexo. 4: Continuación

### 4. SAN JOSÉ DE IGUALATA

<b>SAN JOSE DE IGUALATA</b>			
<b>CALCULO DEL NUMERO DE TURBINAS</b>			
Potencia Disponible	W/m <sup>2</sup>	51,31	
Potencia Efectiva	Kw	61	
Potencia Efectiva	MW	0,06	
Coefficiente de Potencia, Game	Cp	0,45	
Densidad del aire, Ro	local	0,821	
Constante pi		3	
Diámetro	Gamesa	m	58
Constante		0,5	
Constante		0,25	
Velocidad Media Anual de viento, m/s		5	
<b>CANTIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA A PRODUCIR:</b>			<b>MWh/año</b>
Demanda Actual de Energía Total -Producción Actual de Energía Total:			37.695
Demanda promedio Actual de Energía Total :			<b>MW</b>
% de Aumento de energía por año			<b>MW</b>
Producción Actual de Energía Total:			<b>MW</b>
			16.935
<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO EN EL AÑO DE LA TURBINA</b>			<b>Horas/Trab</b>
			4380
% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento			0,5
Horas que tiene el año			hr
			8760
<b>ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR CADA TURBINA EN EL AÑO</b>			<b>MWh/año</b>
			267,08
Potencia Efectiva X Horas de funcionamiento en el año			<b>MWh/año</b>
Factor de Planta. CF			0,04
<b>CALCULO DEL NUMERO DE AEROGENERADORES</b>			
			141
Cantidad de Energía Eléctrica a Producir (Demanda) MWh			<b>MWh</b>
Energía Eléctrica Proyectada de cada turbina			<b>MWh</b>
			37694,8
			267
<b>POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE</b>			<b>MW</b>
			120
Número de Aerogeneradores			141
Potencia Nominal Gamesa			<b>MW</b>
			0,85

## Anexo. 4: Continuación

<b>ELECTRICIDAD GENERADA DEL PARQUE EÓLICO POR AÑO CON POTENCIA NOMINAL, MWh</b>					<b>525458,7</b>	
				<b>GWh</b>	<b>525,46</b>	
<b>Potencia Nominal del Parque</b>					<b>MW</b>	<b>120</b>
<b>Horas del año</b>					<b>hr</b>	<b>8760</b>
<b>Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador de la turbina</b>						<b>4380</b>
<b>% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento</b>						<b>0,5</b>
<b>POTENCIA EFECTIVA DEL PARQUE AEROGENERADOR.</b>					<b>MW</b>	<b>8,61</b>
<b>Potencia efectiva de cada aerogenerador</b>					<b>kW</b>	<b>61</b>
<b>Número de aerogeneradores</b>						<b>141</b>
<b>HORAS EQUIVALENTES EN CARGA COMPLETA</b>					<b>HE</b>	<b>8322</b>
<b>Horas del año</b>						<b>8760</b>
<b>Factor de Capacidad o de Carga</b>					<b>FC</b>	<b>0,95</b>
<b>OBJETIVO DE POT.ELECTRICA A PRODUCIR DEL PARQUE</b>					<b>MW</b>	<b>8,6</b>
<b>Cantidad de Energía Eléctrica a Producir</b>					<b>MW</b>	<b>37.695</b>
<b>Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador</b>						<b>4380</b>
<b>DIOXIDO DE CARBONO (CO2) EVITADO POR AÑO</b>					<b>(t/CO2)</b>	<b>394.094,02</b>
					<b>(Kt/CO2)</b>	<b>9852,35</b>
<b>Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal</b>						<b>525458,7</b>
<b>1 MWh equivale a (0.75 t/CO2)</b>						<b>0,75</b>
<b>Para el tiempo en años</b>						<b>25</b>
<b>ECONOMICO</b>						
<b>Ingreso Anual</b>					<b>USD</b>	<b>47291281,8</b>
<b>TMR ( Tarifa media referencial actual) es de 9 (c\$/kWh)</b>						
<b>Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal</b>						<b>525458,7</b>
<b>1 MWh es equivalente en dólares:</b>					<b>USD</b>	<b>90</b>

## Anexo. 4: Continuación

### 5. MOYOCANCHA-ESPOCH

MOYOCANCHA-ESPOCH			
<b>CALCULO DEL NUMERO DE TURBINAS</b>			
Potencia Disponible	W/m <sup>2</sup>		42,96
Potencia Efectiva	Kw		51
Potencia Efectiva	MW		0,05
Coeficiente de Potencia, $C_p$			0,45
Densidad del aire, $\rho$	local		0,817
Constante $\pi$			3
Diámetro Gamesa	m		58
Constante			0,5
Constante			0,25
Velocidad Media Anual de viento, m/s			4,72
<b>CANTIDAD DE ENERGÍA ELECTRICA A PRODUCIR:</b>			<b>MWh/año</b>
			<b>37694,8</b>
<b>Demanda Actual de Energía Total -Producción Actual de Energía Total:</b>			<b>37.695</b>
<b>Demanda promedio Actual de Energía Total :</b>		<b>MW</b>	<b>54.630</b>
<b>% de Aumento de energía por año</b>		<b>MW</b>	
<b>Producción Actual de Energía Total:</b>		<b>MW</b>	<b>16.935</b>
<b>HORAS DE FUNCIONAMIENTO EN EL AÑO DE LA TURBINA</b>			<b>Horas/Trab</b>
			<b>4012,08</b>
<b>% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento</b>			<b>0,458</b>
<b>Horas que tiene el año</b>		<b>hr</b>	<b>8760</b>
<b>ELECTRICIDAD PRODUCIDA POR CADA TURBINA EN EL AÑO</b>			<b>MWh/año</b>
			<b>204,80</b>
<b>Potencia Efectiva X Horas de funcionamiento en el año</b>		<b>MWh/año</b>	<b>204,80</b>
<b>Factor de Planta. CF</b>			<b>0,03</b>
<b>CALCULO DEL NUMERO DE AEROGENERADORES</b>			
			<b>184</b>
<b>Cantidad de Energía Eléctrica a Producir (Demanda) MWh</b>		<b>MWh</b>	<b>37694,8</b>
<b>Energía Eléctrica Proyectada de cada turbina</b>		<b>MWh</b>	<b>205</b>
<b>POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE</b>			
		<b>MW</b>	<b>156</b>
<b>Número de Aerogeneradores</b>			<b>184</b>
<b>Potencia Nominal Gamesa</b>		<b>MW</b>	<b>0,85</b>
<b>ELECTRICIDAD GENERADA DEL PARQUE EÓLICO POR AÑO CON POTENCIA NOMINAL, MWh</b>			
			<b>627687,8</b>
		<b>GWh</b>	<b>627,69</b>
<b>Potencia Nominal del Parque</b>		<b>MW</b>	<b>156</b>
<b>Horas del año</b>		<b>hr</b>	<b>8760</b>
<b>Horas de funcionamiento en el año del aerogenerador de la turbina</b>			<b>4012,08</b>
<b>% de tiempo de viento para el trabajo del aerog. De la Curva de duración del viento</b>			<b>0,458</b>

**Anexo. 4: continuación**

<b>DIOXIDO DE CARBONO (CO2) EVITADO POR AÑO</b>				<b>(t/CO2)</b>	<b>470.765,86</b>
				<b>(Kt/CO2)</b>	<b>11769,15</b>
<b>Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal</b>					<b>627687,8</b>
<b>1 MWh equivale a (0.75 t/CO2)</b>					<b>0,75</b>
<b>Para el tiempo en años</b>					<b>25</b>
<b>ECONOMICO</b>					
<b>Ingreso Anual</b>				<b>USD</b>	<b>56491902,8</b>
<b>TMR ( Tarifa media referencial actual) es de 9 (c\$/kWh)</b>					
<b>Electricidad generada por año por el parque con potencia nominal</b>					<b>627687,8</b>
<b>1 MWh es equivalente en dólares:</b>				<b>USD</b>	<b>90</b>

## Anexo. 5: Cálculos energéticos de las cinco estaciones de la Provincia de Chimborazo

### 1. RUMIGNOKIANA-CAÑI

RUMIGNOKIANA-CAÑI	
PARÁMETROS DEL LUGAR	PROMEDIO
VELOCIDAD MEDIA MENSUAL(m/s)	8,50
VELOC. MED. ANUAL (m/s)	8,1
Pd MENSUAL(W/m2)	299,21
Pd. PROM. ANUAL(W/m2)	264,6
TEMPERATURA MENSUAL(grad.cent)	6
TEMP. PROM. ANUAL(grad.cent.)	6,61

CALCULOS PRESIÓN Y DENSIDAD.	
EXP.CONST.	5,256
CONST.	1013,25
TEMPERATURA. (K)	279,76
DENSIDAD(Kg/m3)	0,862
ALTURA(m)	4.328,000
CONST.D GAS. R".J/kg.K	287,04
PRESIÓN( mbar)	590,32
PRESION ABSOLUTA(Pa)	69207

CALCULOS EOLICOS	VALORES
	GAMA
Varianza mediana(k)	2,68
1,373311912	0,97836
Parámetro (c)	8,30
2,119935735	1,058822
Factor de Energía (Fe)	1,13
1,320439545	0,89464
1,327770134	0,89338
1,337220907	0,89222
1,332156834	0,89338
1,368720529	0,88931
1,335618079	0,89338
1,326560742	0,89338
1,359991796	0,89018
1,350541023	0,89115
1,343210434	0,89222
1,323900791	0,89464
Vm(m/s),moda	6,97
Vmp(m/s)	11,21
Veficaz(m/s)	8,46

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo de la variación de la Variación de la Velocidad con la altura		
Lugar: RUMIGNOKIANA, CAÑI		
	Coeficiente de fricción(alfa)	
Coeficiente de fricción(alfa)	0,166	
	Velocidad, m/s	Altura, m
V10(m/s);	8,12	10
V11.5(m/s);	8,31	11,5
V15(m/s);	8,69	15
V20(m/s);	9,11	20
V25(m/s);	9,45	25
V30(m/s);	9,74	30
V31.5(m/s);	9,82	31,5
V35(m/s);	9,99	35
V40(m/s);	10,22	40
V41.5(m/s);	10,28	41,5
V45(m/s);	10,42	45
V50(m/s);	10,60	50
V60 (m/s)	10,93	60
V70(m/s)	11,21	70
V80(m/s)	11,46	80
V90(m/s)	11,69	90
V100(m/s)	11,89	100
Coeficiente (Beta)	0,184	

Cálculo de la variación de los Parámetros de Weibul con la altura		
Factor de forma		
K10(m/s); h=10 m		2,68
K11.5(m/s); h=11.5 m		2,71
K15(m/s); h=15 m		2,78
K20(m/s); h=20 m		2,85
K25(m/s); h=25 m		2,91
K30(m/s); h=30 m		2,97
K31.5(m/s); h=31.5 m		2,98
K35(m/s); h=35 m		3,01
K40(m/s); h=40 m		3,05
K41.5(m/s); h=41.5 m		3,06
K45(m/s); h=45 m		3,09
K50(m/s); h=50 m		3,12
Factor de carga		

### Anexo. 5: Continuación

C 10(m/s); h=10 m	9,10	
C 11.5(m/s); h=11.5 m	9,34	
C 15(m/s); h=15 m	9,81	
C 20(m/s); h=20 m	10,34	
C 25(m/s); h=25 m	10,77	
C 30(m/s); h=30 m	11,14	
C 31.5(m/s); h=31.5 m	11,24	
C 35(m/s); h=35 m	11,46	
C 40(m/s); h=40 m	11,74	
C 41.5(m/s); h=41.5 m	11,82	
C 45(m/s); h=45 m	12,00	
C 50(m/s); h=50 m	12,2	
Cálculo de las velocidades a partir del cálculo de los parám. Weibull.		
	v, m/s	v <sup>3</sup> , m/s
v10(m/s); h=10 m	8,15	541,34
v11.5(m/s) h=11.5m	8,30	572,81
v15(m/s) h=15m	8,73	665,12
v20(m/s) h=20m	9,21	781,98
v25(m/s) h=25m	9,61	887,53
v30(m/s); h=30 m	9,95	985,21
v31.5(m/s); h=31.5 m	10,04	1012,07
v35(m/s); h=35 m	10,24	1072,60
v40(m/s); h=40 m	10,49	1154,53
v41.5(m/s); h=41.5 m	10,56	1178,20
v45(m/s); h=45 m	10,74	1237,21
v50(m/s); h=50 m	10,95	1311,20

Cálculo Potencial Eólico disponible con la altura respecto al suelo.	W/m <sup>2</sup>	Pd, Kw/m <sup>2</sup>	Potencia Aprovechada por unidad de área Pa/(W/m <sup>2</sup> )	Energía producida por unidad de kWh/m <sup>2</sup> /año
Pd/A(W/m.c), h= 10m	263,75	0,264	118,69	1039,71
Pd/A(W/m.c), h= 11.5m	279,08	0,279	125,59	1100,14
Pd/A(W/m.c), h= 15m	324,06	0,324	145,83	1277,43
Pd/A(W/m.c), h= 20m	380,99	0,381	171,45	1501,88
Pd/A(W/m.c), h= 25m	432,42	0,432	194,59	1704,61
Pd/A(w/m.c), h=30m	480,01	0,480	216,01	1892,21
Pd/A(w/m.c), h=31.5m	493,10	0,493	221,89	1943,80
Pd/A(w/m.c), h=35m	522,59	0,523	235,16	2060,05
Pd/A(w/m.c), h=40m	562,51	0,563	253,13	2217,42
Pd/A(w/m.c), h=41.5m	574,04	0,574	258,32	2262,88
Pd/A(w/m.c), h=45m	602,79	0,603	271,26	2376,20
Pd/A(w/m.c), h=50m	638,84	0,639	287,48	2518,31

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo de la Densidad de Energía Eólica disponible.	Wh/m <sup>2</sup>	Densidad de Potencia Disponible. Pd/A	Densidad de Energía Eólica Disponible. Ed(kWh/año)
Horas año	8760		
Pd/A(wh/mc), h=10m	2310473,47	2310,47	7254,9
Pd/A(wh/mc), h=11.5m	2444758,56	2444,76	7676,54
Pd/A(wh/mc), h=15m	2838740,24	2838,74	55710,28
Pd/A(wh/mc), h=20m	3337509,99	3337,51	261994,53
Pd/A(wh/mc), h=25m	3788016,98	3788,02	669058,50
Pd/A(wh/mc), h=30m	4204911,73	4204,91	2347275,17
Pd/A(wh/mc), h=31.5m	4319549,13	4319,55	2786521,95
Pd/A(wh/mc), h=35m	4577878,38	4577,88	3992927,26
Pd/A(wh/mc), h=40m	4927593,43	4927,59	5783330,253
Pd/A(wh/mc), h=41.5m	5028622,28	5028,62	6528235,66
Pd/A(wh/mc), h=45m	5280453,32	5280,45	4791800,17
Pd/A(wh/mc), h=50m	5596249,14	5596,25	12031602,99

Potencia Eólica disponible	Pd (W)	Pd(Kw)
h=10m	828,18	0,83
h=11.5m	876,32	0,88
h=15m	6359,62	6,36
h=20m	29908,05	29,91
h=25m	76376,54	76,38
h=30m	267953,79	267,95
h=31.5m	318096,11	318,10
h=35m	455813,61	455,81
h=40m	660197,52	660,20
h=41.5m	745232,38	745,23
h=45m	547009,15	547,01
h=50m	1373470,661	1373,47

Selección de alturas,m	Alturas,m	Diámetros,m	Radios,m	Areas,m <sup>2</sup>
Altura de la torre, h=10m	10	2	1	3,14
altura del buje h(m)=11.5m	11,5	2,00	1,00	3,14
h(m)=15	15	5	2,5	19,6
h(m)=20	20	10	5	78,5
h(m)=25	25	15	7,5	176,625
h(m)=30m	30	26,67	13,33	558,22
h(m)=31.5m	31,5	28,67	14,33	645,10
h(m)=35m	35	33,33	16,67	872,22
h(m)=40m	40	38,67	19,33	1173,66
h(m)=41.5m	41,5	40,67	20,33	1298,22
h(m)=45m	45	34,00	17,00	907,46
h(m)=50m	50	52,33	26,17	2149,94

## Anexo. 5: Continuación

Selección de $a= (10-15) m$ : para calcular el diámetro, $a$		$a$	
para $h=11.5m, \dots, 35m$ . $a=10m$	9,375	10	
Para $h= 40m, \dots, 50m$ . $a=11m$	10,75	11	
Potencia Eólica Aprovechada	$P_a(W)$	Potencia Eólica Aprove.	Energía producida
$P_a= C_p.P_d$		$P_a(kW)$	$E_a, kWh/año$
$P_a (W), h=10m$	372,68	0,37	3264,70
$P_a (W), h=11.5 m$	394,34	0,394	3454,44
$P_a (W), h=15 m$	2861,83	2,862	25069,62
$P_a (W), h=20 m$	13458,62	13,459	117897,54
$P_a (W), h=25 m$	34369,44	34,369	301076,32
$P_a(W), h=30m$	120579,20	120,58	1056273,83
$P_a (W), h=31.5m$	143143,25	143,14	1253934,88
$P_a(W), h=35m$	205116,13	205,12	1796817,27
$P_a (W), h= 40m$	297088,88	297,09	2602498,61
$P_a (W), h= 41.5m$	335354,57	335,35	2937706,05
$P_a (W), h= 45m$	246154,12	246,15	2156310,08
$P_a (W), h=50m$	618061,80	618,06	5414221,35
Coefficiente de Potencia, $C_p=$	0,45		
Potencia útil.	$P_u(W)$	$P_u (Kw)$	Energía Util,(kwh/año)
$P_u= r_t.m.P_a$			
$P_u (W), h=10m$	318,64	0,32	2791,32
$P_u (W), h=11.5m$	337,16	0,337	2953,55
$P_u (W), h=15m$	2446,86	2,447	21434,53
$P_u (W), h=20m$	11507,12	11,507	100802,40
$P_u (W), h=25m$	29385,87	29,386	257420,26
$P_u(W), h=30m$	103095,22	103,10	903114,12
$P_u(W), h=31.5m$	122387,48	122,39	1072114,32
$P_u(W), h=35m$	175374,29	175,37	1536278,76
$P_u (W), h=40m$	254010,99	254,01	2225136,31
$P_u (W), h=41.5m$	286728,16	286,73	2511738,67
$P_u (W), h=45m$	210461,77	210,46	1843645,12
$P_u (W), h=50m$	528442,84	528,44	4629159,25
Rendimiento de transmisión $ht=$	0,95		
Rendimiento gener.elect $hm=$	0,9		
Coefic.de Pot.para condic.nominals			
$C_pN= 0.15-0.25$	0,1737		

Velocid.Nominal(m/s)	$V_n, m/s$	$V_{n3}, m/s$
Por fórmula: $V_n= 1.7*V$	1,7	
Velocid.Nominal, $V_n, h=10m$	13,86	2659,62
Velocid.Nominal, $V_n, h=11.5m$	14,12	2814,20
Velocid.Nominal, $V_n, h=15m$	14,84	3267,72
Velocid.Nominal, $V_n, h=20m$	15,66	3841,86
Velocid.Nominal, $V_n, h=25m$	16,34	4360,44
Velocid.Nominal, $V_n, h=30 m$	16,92	4840,34
Velocid.Nominal, $V_n, h= 31.5m$	17,07	4972,30
Velocid.Nominal, $V_n, h=35 m$	17,40	5269,66
Velocid.Nominal, $V_n, h=40 m$	17,83	5672,23
Velocid.Nominal, $V_n, h= 41.5m$	17,96	5788,52
Velocid.Nominal, $V_n, h= 45m$	18,25	6078,41
Velocid.Nominal, $V_n, h= 50 m$	18,61	6441,92

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo Poten. Nominal, Pn(Kw)	Pn(Kw)
Pot.nominal, Pn, h=10m	0,63
Pot.nominal, Pn, h=11.5m	0,66
Pot.nominal, Pn, h=15m	4,80
Pot.nominal, Pn, h=20m	22,57
Pot.nominal, Pn, h=25m	57,65
Pot.nominal, Pn, h=30 m	202,25
Pot.Nominal, Pn, h= 31.5m	240,09
Pot.nominal, Pn, h=35 m	344,04
Pot.nominal, Pn, h=40 m	578,18
Pot.nominal, Pn, h= 41.5m	652,66
Pot.nominal, Pn, h= 45m	412,87
Pot.nominal, Vn, h= 50 m	1202,85
CpN= 0.15-0.25	0,1737
Cálculo del Factor de Capacidad	%
FC= Pu/Pn, %	
FC, h=10 m	0,51
FC, h=11.5 m	0,51
FC, h=15 m	0,51
FC, h=20 m	0,51
FC, h=25 m	0,51
FC, h=30 m	0,51
FC, h=31.5 m	0,51
FC, h=35 m	0,51
FC, h=40m	0,44
FC, h=41.5m	0,44
FC, h=45m	0,51
FC, h=50m	0,44

## 2. LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO

<b>LOMA DE RASUTAMBO-CHIMBORAZO</b>	
PARÁMETROS DEL LUGAR	PROMEDIO
VELOCIDAD MEDIA MENSUAL(m/s)	9,00
VELOC. MED. ANUAL AL CUBO.(m/s)	7,7
Pd MENSUAL(W/m <sup>2</sup> )	484,51
Pd. PROM. ANUAL(W/m <sup>2</sup> )	334
TEMPERATURA MENSUAL(grad.cent)	6,45
TEMP. PROM. ANUAL(grad.cent.)	7,10
CALCULOS PRESIÓN Y DENSIDAD.	
EXP.CONST.	5,26
CONST.	1013,25
TEMPERATURA. (K)	280,25
DENSIDAD(Kg/m <sup>3</sup> )	0,860
ALTURA(m)	4.302,000
CONST.D GAS. R'.J/kg.K	287,04
PRESIÓN( mbar)	592,35
PRESION ABSOLUTA(Pa)	69207

**Anexo. 5: Continuación**

CALCULOS EOLICOS	valores Gamma
Varianza mediana(k)	2,6
1,382180037	0,99964
Parámetro (c)	7,8
2,146540112	1,081350
1,382180037	0,887850
Factor de Energía (Fe)	1,55
Gama(1,31948)	0,89464
1,345231681	0,89338
1,382180037	0,88785
1,340047309	0,89338
1,377479586	0,88931
1,368543498	0,89018
1,35886822	0,89115
1,351363491	0,89222
1,343590778	0,89338
1,331595142	0,89464
1,331595142	0,89464
Vm(m/s),moda	6,45
Vmp(m/s)	10,84
Veficaz(m/s)	8,96

Cálculo de la variación de la velocidad con la altura.m/s	Velocidad. m/s	Alturas. m
	Coeficiente de fricción(alfa)	
Coeficiente de fricción(alfa)	0,170	
V10(m/s);	7,75	10
V11.5(m/s);	7,93	11.5
V15(m/s);	8,30	15
V20(m/s);	8,72	20
V25(m/s);	9,05	25
V30(m/s);	9,34	30
V31.5(m/s);	9,42	31.5
V35(m/s);	9,59	35
V40(m/s);	9,81	40
V41.5(m/s);	9,87	41.5
V45(m/s);	10,00	45
V50(m/s);	10,18	50
V60(m/s)	10,50	60
V70(m/s)	11,03	70
V80(m/s)	11,25	80
V90(m/s)	11,25	90
V100(m/s)	11,46	100
V200(m/s)	12,89	200
V300(m/S)	13,81	300
V400(m/s)	14,50	400
Coeficiente (Beta)	0,19	

**Anexo. 5: Continuación**

Cálculo de la variación de los Parámetros k, c de Weibul con la altura			
		K	
K10(m/s);	h=10 m	2,6	
K11.5(m/s);	h=11.5 m	2,65	
K15(m/s);	h=15 m	2,71	
K20(m/s);	h=20 m	2,79	
K25(m/s);	h=25 m	2,85	
K30(m/s);	h=30 m	2,90	
K31.5(m/s);	h=31.5 m	2,91	
K35(m/s);	h=35 m	2,94	
K40(m/s);	h=40 m	2,98	
K41.5(m/s);	h=41.5 m	2,99	
K45(m/s);	h=45 m	3,02	
K50(m/s);	h=50 m	3,05	
C10(m/s);	h=10 m	8,7	
C11.5(m/s);	h=11.5 m	8,96	
C15(m/s);	h=15 m	8,42	
C20(m/s);	h=20 m	9,95	
C25(m/s);	h=25 m	9,95	
C30(m/s);	h=30 m	10,75	
C31.5(m/s);	h=31.5 m	10,85	
C35(m/s);	h=35 m	11,07	
C40(m/s);	h=40 m	11,35	
C41.5(m/s);	h=41.5 m	11,43	
C45(m/s);	h=45 m	11,61	
C50(m/s);	h=50 m	11,8	
Cálculo de las velocidades a partir del cálculo de los parám.Weibull.			
		V(m/s)	v3(m/s)
v10(m/s);	h=10 m	8,2	542,3
v11.5(m/s)	h=11.5m	7,97	506,20
v15(m/s)	h=15m	7,50	421,68
v20(m/s)	h=20m	8,87	698,00
v25(m/s)	h=25m	8,88	700,52
v30(m/s);	h=30 m	9,60	885,88
v31.5(m/s);	h=31.5 m	9,69	910,83
v35(m/s);	h=35 m	9,89	967,14
v40(m/s);	h=40 m	10,14	1043,54
v41.5(m/s);	h=41.5 m	10,23	1070,16
v45(m/s);	h=45 m	10,39	1120,65
v50(m/s);	h=50 m	10,60	1189,94

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo Potencial Eólico disponible con la altura respecto al suelo.	Potencia Aprovechada			Energía producida
	Pd, W/m <sup>2</sup>	Pd, Kw/m <sup>2</sup>	por nidad de área. Pa/(W/m <sup>2</sup> )	por unidad de área Ea (kWh/m <sup>2</sup> /año)
Pd/A(W/mc), h=10m	360,43	0,360	144,17	1262,94
Pd/A(W/mc), h=11.5m	336,44	0,336	134,58	1178,88
Pd/A(W/mc), h=15m	280,26	0,280	112,10	982,04
Pd/A(W/mc), h= 20 m	463,91	0,464	185,56	1625,55
Pd/A(W/mc), h=25m	465,59	0,466	186,23	1631,41
Pd/A(w/mc), h=30m	588,78	0,589	235,51	2063,09
Pd/A(w/mc), h=31.5m	605,37	0,605	242,15	2121,20
Pd/A(w/mc), h=35m	642,79	0,643	257,12	2252,34
Pd/A(w/mc), h=40m	693,57	0,694	277,43	2430,27
Pd/A(w/mc), h=41.5m	711,26	0,711	284,50	2492,26
Pd/A(w/mc), h=45m	744,82	0,745	297,93	2609,85
Pd/A(w/mc), h=50m	790,87	0,791	316,35	2771,20

Cálculo de la Densidad de Energía Eólico disponible.	Wh/m <sup>2</sup>	Densidad de Energía Disponible, kWh/m <sup>2</sup>	Densidad de Energía Eólica Disponible, kWh/año
Horas año	8760		
Pd/A(wh/mc), h=10m	3157355,8	3157,36	
Pd/A(wh/mc), h=11.5m	2947194,3	2947,19	18572,6
Pd/A(wh/mc), h=15m	2455094,2	2455,09	36553,6
Pd/A(wh/mc), h= 20 m	4063869,9	4063,87	567135,6
Pd/A(wh/mc), h= 25m	4078525,9	4078,53	1280657,1
Pd/A(wh/mc), h=30m	5157714,1	5157,71	3061909,2
Pd/A(wh/mc), h=31.5m	5303002,5	5303,00	3622726,3
Pd/A(wh/mc), h=35m	5630861,1	5630,86	5159999,9
Pd/A(wh/mc), h=40m	6075663,8	6075,66	7254251,4
Pd/A(wh/mc), h=41.5m	6230647,1	6230,65	8221868,4
Pd/A(wh/mc), h=45m	6524612,8	6524,61	10525911,4
Pd/A(wh/mc), h=50m	6927997,5	6928,00	14894782,9

Potencia Eólica disponible	Pd (W)	Pd(kW)		
h=10m	2546,43	2,55		
h=11.5m	2120,17	2,12		
h=15m	4172,79	4,17		
h= 20m	64741,51	64,74		
h= 25m	146193,74	146,19		
h=30m	349533,01	349,53		
h=31.5m	413553,23	413,55		
h=35m	589041,08	589,04		
h=40m	828110,89	828,11		
h=41.5m	938569,45	938,57		
h= 45m	1201588,06	1201,59		
h=50m	1700317,679	1700,32		

Selección de alturas, m	Alturas,m	Diámetros,m	Radios,m	Areas,m <sup>2</sup>
Altura de la torre, h=10m	10	3	1,5	7,1
Para la altura del buje h=11.5m	11,5	2,83	1,42	6,30
h(m)=15m	15	6,67	3,33	14,89
h(m)=20m	20	13,33	6,67	139,56
h(m)=25m	25	20	10	314
h(m)=30m	30	27,50	13,75	593,66
h(m)=31.5m	31,5	29,50	14,75	683,15
h(m)=35m	35	34,17	17,08	916,38
h(m)=40m	40	39,00	19,50	1193,99
h(m)=41.5m	41,5	41,00	20,50	1319,59
h(m)= 45m	45	45,33	22,67	1613,26
h(m)=50m	50	52,33	26,17	2149,94

**Anexo. 5: Continuación**

Selección de a= (10-15) m:			
para h=11.5m,...,35m. a=10m	9,375	10	
Para h= 40m,...50m. a=11m	10,75	11	
Potencia Eólica Aprovechada Pa= Cp.Pd	Pa(W)	Potencia Eolica Aprov. Pa(	Energía producida Ea, kWh/año
Pa (W), h=10m	1018,57	1,02	8922,69
Pa (W), h=11.5 m	848,07	0,848	7429,06
Pa (W), h=15 m	1669,12	1,669	14621,45
Pa (W), h= 20 m	25896,60	25,897	226854,25
Pa (W), h= 25 m	58477,49	58,477	512262,85
Pa(W), h=30m	139813,21	139,81	1224763,68
Pa (W), h=31.5m	165421,29	165,42	1449090,51
Pa(W), h=35m	235616,43	235,62	2063999,94
Pa (W), h= 40m	331244,36	331,24	2901700,57
Pa (W), h= 41.5m	375427,78	375,43	3288747,37
Pa (W), h= 45m	480635,22	480,64	4210364,55
Pa (W), h=50m	680127,07	680,13	5957913,15
Coficiente de Potencia, Cp=	0,4		
Potencia útil. Pu= rt.rm.Pa	Pu(W)	Potencia Pu (Kw)	Cálculo de la Energía Útil, Eu(kWh/año)
Pu (W), h=10m	870,88	0,871	7628,90
Pu (W), h=11.5m	725,10	0,725	6351,84
Pu (W), h=15m	1427,09	1,427	12501,34
Pu (W), h= 20m	22141,60	22,142	193960,38
Pu (W), h=25m	49998,26	49,998	437984,74
Pu(W), h=30m	119540,29	119,54	1047172,95
Pu(W), h=31.5m	141435,20	141,44	1238972,38
Pu(W), h=35m	201452,05	201,45	1764719,95
Pu (W), h=40m	283213,93	283,21	2480953,99
Pu (W), h=41.5m	320990,75	320,99	2811879,00
Pu (W), h=45m	410943,12	410,94	3599861,69
Pu (W), h=50m	581508,65	581,51	5094015,74
Rendimiento de transmisión $\eta\tau=$	0,95		
Rendimiento gener.elect $\eta\mu=$	0,9		
Coefic.de Pot.para condic.nominals CpN= 0.15-0.25	0,1737	0,1737	

Velocid.Nominal(m/s)	Vn, m/s	Vn3,m/s
Por fórmula: $Vn= 1.7*V$	1,7	
Velocid.Nominal, Vn, h=10m	13,86	2664,32
Velocid.Nominal, Vn, h=11.5m	13,55	2486,98
Velocid.Nominal, Vn, h=15m	12,75	2071,72
Velocid.Nominal, Vn, h= 20m	15,08	3429,28
Velocid.Nominal, Vn, h= 25m	15,10	3441,65
Velocid.Nominal, Vn, h=30 m	16,33	4352,32
Velocid.Nominal, Vn, h= 31.5m	16,48	4474,92
Velocid.Nominal, Vn, h=35 m	16,81	4751,58
Velocid.Nominal, Vn, h=40 m	17,24	5126,92
Velocid.Nominal, Vn, h= 41.5m	17,39	5257,71
Velocid.Nominal, Vn, h= 45m	17,66	5505,77
Velocid.Nominal, Vn, h= 50 m	18,01	5846,16

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo Poten. Nominal, Pn(Kw)	Pn(Kw)
Pot.nominal, Pn, h=10 m	1,41
Pot.nominal, Pn, h=11.5m	1,17
Pot.nominal, Pn, h=15m	2,30
Pot.nominal, Pn, h= 20m	35,76
Pot.nominal, Pn, h= 25m	80,75
Pot.nominal, Pn, h=30 m	193,06
Pot.Nominal, Pn, h= 31.5m	228,42
Pot.nominal, Pn, h=35 m	325,35
Pot.nominal, Pn, h=40 m	457,39
Pot.nominal, Pn, h= 41.5m	518,40
Pot.nominal, Pn, h= 45m	663,67
Pot.nominal, Vn, h= 50 m	939,14
CpN= 0.15-0.25	0,1737
Cálculo del Factor de Capacidad	%
FC= Pu/Pn, %	
FC, h=11.5 m	0,62
FC, h= 15 m	0,62
FC, h= 20 m	0,62
FC, h= 25 m	0,62
FC, h=30 m	0,62
FC, h=31.5 m	0,62
FC, h=35 m	0,62
FC, h=40m	0,62
FC, h=41.5m	0,62
FC, h=45m	0,62
FC, h=50m	0,62

### 3. SAN JOSÉ DE CHOCÓN

SAN JOSÉ DE CHOCÓN	
PARÁMETROS DEL LUGAR	PROMEDIO
VELOCIDAD MEDIA MENSUAL(m/s)	7,00
VELOCIDAD MEDIA ANUAL(m/s)	6,26
Pd MENSUAL(W/m2)	224,36
Pd ANUAL(W/m2)	351,69
TEMPERATURA MENSUAL(grad.ce)	8,25
TEMPERATURA ANUAL(grad.cent.)	8,86
VELOCIDAD MEDIA CUBICA(m/s)	660,28
DENSIDAD(Kg/m3)	0,872
ALTURA(M)	2940
DENSIDAD(Kg/m3)	0,872
PRESIÓN( mbar)	706,308
PRESION ABSOLUTA(Pa)	70600
CONST.D GAS. R`·J/kg.K	287,04
EXP.CONST.	5,256
CONST.	1013,25
TEMPERATURA. (K)	282,01

**Anexo. 5: Continuación**

CALCULOS EOLICOS		
Varianza mediana(k)	2,35	
Gama(1.37313)	0,945110	
Parámetro (c)	6,63	
Gama(2.11940)	1,050280	
Gama(1.3733)	0,891450	
Factor de Energía (Fe)	1,5	
Gama(1.32)	0,89464	
Gama(1.32711)	0,89401	
Gama(1.37313)	0,89134	
Gama(1.3322)	0,89486	
Gama(1.36900)	0,88975	
Gama(1.33545)	0,89280	
Gama(1.3267)	0,89401	
Vm(m/s),moda	5,24	
Vmp(m/s)	9,13	
Veficaz(m/s)	0,00	
Cálculo de la variación de la velocidad con la altura,m/s	Coefficiente de fricción (alfa)	
Coefficiente de fricción (alfa)	0,181	0,162
	Velocidad, m/s	Altura, m
V10	6,26	10
V11.5	6,42	11,5
V30	7,64	30
V31.5	7,71	31,5
V35	7,86	35
V40	8,05	40
V41.5	8,10	41,5
V50	8,38	50
V60	8,66	60
V70	8,91	70
V80	9,13	80
V90	9,32	90
V100	9,50	100
V200	10,77	200
V300	11,59	300
V400	12,21	400
Coefficiente (Beta)	0,20	

**Anexo. 5: Continuación**

Cálculo de Parámetros de Weibul		
K10(m/s); h=10 m	2,35	2,68
K11.5(m/s); h=11.5 m	2,71	2,71
K30(m/s); h=30 m	2,60	2,97
K31.5(m/s); h=31.5 m	2,98	2,98
K35(m/s); h=35 m	3,01	3,01
K40(m/s); h=40 m	2,68	3,06
K41.5(m/s); h=41.5 m	3,06	3,06
K50(m/s); h=50 m	2,74	3,13
C10(m/s); h=10 m	7,03	9,15
C11.5(m/s); h=11.5 m	7,23	9,4
C30(m/s); h=30 m	8,79	11,09
C31.5(m/s); h=31.5 m	8,87	11,18
C35(m/s); h=35 m	9,07	11,39
C40(m/s); h=40 m	9,32	11,66
C41.5(m/s); h=41.5 m	9,39	11,74
C50(m/s); h=50 m	9,75	12,12
Cálculo de las velocidades a partir del cálculo de los parám. Weibull.	m/s	m/s
v10(m/s); h=10 m	8,15	8,15
v11.5(m/s); h=11.5m	8,36	8,35
v30(m/s); h=30 m	9,91	9,93
v31.5(m/s); h=31.5 m	9,98	9,99
v35(m/s); h=35 m	8,11	10,22
v40(m/s); h=40 m	10,42	10,44
v41.5(m/s); h=41.5 m	10,50	10,5
v50(m/s); h=50 m	10,84	10,87

**Anexo. 5: Continuación**

					Energía produc
Cálculo Potencial Eólico disponible			Potencia Aprovechada		por unidad de
con la altura respecto al suelo.W/m <sup>2</sup>		Pd, Kw/m <sup>2</sup>	por unidad de área.	Pa,W/m <sup>2</sup>	área. Ea
					kwh/m <sup>2</sup> /año
Pd/A(W/mc), h=10m	160,66	0,161	Pa/A(W/mc), h=10m	52,52	460,07
Pd/A(W/mc), h=11.5m	382,68	0,383	Pa/A(W/mc), h=11.5 m	125,10	1095,87
Pd/A(w/mc), h=30m	637,50	0,638	Pa/A(w/mc), h=30m	208,40	1825,58
Pd/A(w/mc), h=31.5m	650,50	0,650	Pa/A(w/mc), h=31.5m	212,65	1862,80
Pd/A(w/mc), h=35m	349,41	0,349	Pa/A(w/mc), h=35m	114,22	1000,58
Pd/A(w/mc), h=40m	740,94	0,741	Pa/A(w/mc), h=40m	242,21	2121,78
Pd/A(w/mc), h=41.5m	756,29	0,756	Pa/A(w/mc), h=41.5m	247,23	2165,76
Pd/A(w/mc), h=50m	833,90	0,834	Pa/A(w/mc), h=50m	272,60	2387,98
Cálculo de la Densidad de		Cálculo de la Densidad de		Cálculo de la densidad de	
Energía Eólico disponible,wh/m <sup>2</sup>		Energía Eólico disponible,kwh/m <sup>2</sup>		la Energía eólica,kWh/año	
Horas año	8760				
Pd/A(wh/mc), h=10m	1407363,74	Pd/A(kwh/mc), h=10m	1407,36	Pd(kwh/año)=	
Pd/A(wh/mc), h=11.5m	3352303,80	Pd/A(kwh/mc), h=11.5m	3352,30	Pd(kwh/año)=	21125,57
Pd/A(wh/mc), h=30m	5584507,89	Pd/A(kwh/mc), h=30m	5584,51	Pd(kwh/año)=	3315278,01
Pd/A(wh/mc), h=31.5m	5698375,92	Pd/A(wh/mc), h=31.5m	5698,38	Pd(kwh/año)=	3892824,14
Pd/A(wh/mc), h=35m	3060807,31	Pd/A(kwh/mc), h=35m	3060,81	Pd(kwh/año)=	2804857,93
Pd/A(wh/mc), h=40m	6490616,09	Pd/A(kwh/mc), h=40m	6490,62	Pd(kwh/año)=	7749698,25
Pd/A(wh/mc), h=41.5m	6625132,39	Pd/A(wh/mc), h=41.5m	6625,13	Pd(kwh/año)=	8742425,33
Pd/A(wh/mc), h=50m	7304927,93	Pd/A(kwh/mc), h=50m	7304,93	Pd(kwh/año)=	15705160,82

Potencia Eólica disponible	Pd, W		Potencia Eólica disponible	Pd, kW
Pd (W), h=10m			Pd (kW), h=10m	
Pd (W), h=11.5m	2411,59		Pd (kW), h=11.5m	2,41
Pd (W), h=30m	378456,39		Pd (kW), h=30m	378,46
Pd (W), h=31.5m	444386,32		Pd (kW), h=31.5m	444,39
Pd (W), h=35m	320189,26		Pd (kW), h=35m	320,19
Pd (W), h=40m	884668,75		Pd (kW), h=40m	884,67
Pd (W), h=41.5m	997993,76		Pd (W), h=41.5m	997,99
Pd (W), h=50m	1792826,578		Pd (kW), h=50m	1792,83

	Alturas,m	Diámetros,m	Areas,m <sup>2</sup>
Altura de la torre, h=10m	10		
Para la altura del buje h=11.5m	11,5	2,83	6,30
Alturas de la torre			
Altura seleccionada h(m)=30m	30	27,50	593,66
Altura seleccionada h(m)=31.5m	31,5	29,50	683,15
Altura seleccionada h(m)=35m	35	34,17	916,38
Altura seleccionada h(m)=40m	40	39,00	1193,99
Altura seleccionada h(m)=41.5m	41,5	41,00	1319,59
Altura seleccionada h(m)=50m	50	52,33	2149,94

### Anexo. 5: Continuación

Selección de a= (10-15) m:				
para h=11.5m,...,35m. a=10m	9,375	10		
Para h= 40m,...50m. a=11m	10,75	11	14.95	
				Energía producida
Potencia Eólica Aprovechada Pa(W)		Potencia Eólica Aprovechada Pa(KW)		Ea,kWh/año
Pa= Cp.Pd				
Pa (W), h=10m	0	Pa(kW),	0	0
Pa (W), h=11.5 m	788,35	Pa(kW),	0,788	6905,95
Pa(W), h=30m	123717,40	Pa(kW),	123,72	1083764,38
Pa (W), h=31.5m	145269,89	Pa(kW),	145,27	1272564,21
Pa(W), h=35m	104669,87	Pa(kW),	104,67	916908,06
Pa (W), h= 40m	289198,21	Pa(kW),	289,20	2533376,36
Pa (W), h= 41.5m	326244,16	Pa(kW),	326,24	2857898,84
Pa (W), h=50m	586075,01	Pa(kW),	586,08	5134017,07
Coefficiente de Potencia, Cp=	0,3269	0.3269	0,3854	0,38406

Potencia útil, Pu (W)	Pu, W		Potencia útil, Pu(KW)	Pu, Kw
Pu= rt.m.Pa				
Pu (W), h=10m	0		h=10 m =	0
Pu (W), h=11.5m	674,04		h=11.5 m =	0,674
Pu(W), h=30m	105778,37		h=30 m =	105,78
Pu(W), h=31.5m	124205,75		h=31.5 m =	124,21
Pu(W), h=35m	89492,74		h=35 m =	89,49
Pu (W), h=40m	247264,47		h=40 m =	247,26
Pu (W), h=41.5m	278938,76		h= 41.5m =	278,94
Pu (W), h=50m	501094,13		h=50 m =	501,09
Rendimiento de transmisión ht=	0,95			
Rendimiento gener.elect hm=	0,9			
Coeffic.de Pot.para condic.nominals				
CpN= 0.15-0.25	0,1737	0.1795		

Velocid.Nominal(m/s)	Vn, m/s	Vn3,m/s	Cálculo de la Energía Útil (kWh/año)	
Por fórmula: Vn= 1.7*V	1,7			
Velocid.Nominal, Vn, h=10m	13,86	2664,32	Pu(kWh), h=10 m =	0
Velocid.Nominal, Vn, h=11.5m	14,22	2874,27	Pu(kWh), h=11.5 m =	5904,59
Velocid.Nominal, Vn, h= 30 m	16,85	4788,16	Pu(kWh), h=30 m =	926618,55
Velocid.Nominal, Vn, h= 31.5m	16,97	4885,79	Pu(kWh), h=31.5 m =	1088042,40
Velocid.Nominal, Vn, h=35 m	17,37	5244,44	Pu(kWh), h=35 m =	783956,39
Velocid.Nominal, Vn, h=40 m	17,75	5590,47	Pu(kWh), h=40 m =	2166036,79
Velocid.Nominal, Vn, h= 41.5m	17,84	5680,39	Pu(kWh), h=41.5 m =	2443503,51
Velocid.Nominal, Vn, h= 50 m	18,479	6310,09	Pu(kWh), h=50 m =	4389584,60

**Anexo. 5: Continuación**

Cálculo Poten. Nominal, Pn(Kw)	Pn,Kw
Pot.nominal, Pn, h=11.5m	1,37
Pot.nominal, Pn, h=30 m	215,31
Pot.Nominal, Pn, h= 31.5m	252,82
Pot.nominal, Pn, h=35 m	364,03
Pot.nominal, Pn, h=40 m	579,72
Pot.nominal, Pn, h= 41.5m	651,01
Pot.nominal, Vn, h= 50 m	1178,23
CpN= 0.15-0.25	0,1737
Cálculo del Factor de Capacidad	%
FC= Pu/Pn, %	
FC, h=11.5 m	0,49
FC, h=30 m	0,49
FC, h=31.5 m	0,49
FC, h=35 m	0,25
FC, h=40m	0,43
FC, h=41.5m	0,43
FC, h=50m	0,43

**4. SAN JOSÉ DE IGUALATA**

<b>SAN JOSE DE IGUALATA</b>	
PARÁMETROS DEL LUGAR	PROMEDIO
VELOCIDAD MEDIA MENSUAL(m/s)	5,30
VELOC. MED. ANUAL AL CUBO.(m/s)	5,0
Pd MENSUAL(W/m <sup>2</sup> )	100,64
Pd. PROM. ANUAL(W/m <sup>2</sup> )	86
TEMPERATURA MENSUAL(grad.cent)	6,4
TEMP. PROM. ANUAL(grad.cent.)	6,33
CALCULOS PRESIÓN Y DENSIDAD.	
EXP.CONST.	5,26
CONST.	1013,25
TEMPERATURA. (K)	279,48
DENSIDAD(Kg/m <sup>3</sup> )	0,875
ALTURA(m)	3.599,000
CONST.D GAS. R°.J/kg.K	287,04
PRESIÓN( mbar)	702.054
PRESION ABSOLUTA(Pa)	70200

**Anexo. 5: Continuación**

CALCULOS EOLICOS	valores Gamma
Varianza mediana(k)	2.1
1.475957501	0.97999
Parámetro (c)	5.1
2.427872503	1.081350
1.475957501	0.887850
Factor de Energía (Fe)	1.55
Gama(1.31948)	0.89464
1.429942938	0.89338
1.475957501	0.88785
1.423486451	0.89338
1.470103676	0.89441
1.458974895	0.89018
1.446925544	0.89115
1.437579342	0.89222
1.427899398	0.89338
1.412960332	0.89464
1.412960332	0.89464
Vm(m/s).moda	3.75
Vmp(m/s)	7.74
Veficaz(m/s)	5.78

Cálculo de la variación de la velocidad con la altura,m/s	Velocidad, m/s	Alturas, m
	Coeficiente de fricción(alfa)	
Coeficiente de fricción(alfa)	0,194	
	Velocidad, m/s	
	Alturas, m	
V10(m/s):	5.00	10
V11.5(m/s):	5.13	11.5
V15(m/s):	5.40	15
V20(m/s):	5.71	20
V25(m/s):	5.97	25
V30(m/s):	6.18	30
V31.5(m/s):	6.24	31.5
V35(m/s):	6.37	35
V40(m/s):	6.54	40
V41.5(m/s):	6.58	41.5
V45(m/s):	6.69	45
V50(m/s):	6.83	50
V60(m/s):	7.07	60
V70(m/s)	7.29	70
V80(m/s)	7.48	80
V90(m/s)	7.65	90
V100(m/s)	7.81	100
V200(m/s)	8.93	200
V300(m/s)	9.66	300
V400(m/s):	10.22	400
Coeficiente (Beta)	0.23	

**Anexo. 5: Continuación**

Cálculo de la variación de los Parámetros k, c de Weibull con la altura		
		K
K10(m/s);	h=10 m	2,1
K11.5(m/s);	h=11.5 m	2,13
K15(m/s);	h=15 m	2,18
K20(m/s);	h=20 m	2,24
K25(m/s);	h=25 m	2,29
K30(m/s);	h=30 m	2,33
K31.5(m/s);	h=31.5 m	2,34
K35(m/s);	h=35 m	2,36
K40(m/s);	h=40 m	2,39
K41.5(m/s);	h=41.5 m	2,40
K45(m/s);	h=45 m	2,42
K50(m/s);	h=50 m	2,45
K60(m/s);	h=60 m	2,49
K70(m/s);	h=70 m	3,11
C10(m/s);	h=10 m	5,6
C11.5(m/s);	h=11.5 m	5,81
C15(m/s);	h=15 m	4,89
C20(m/s);	h=20 m	6,58
C25(m/s);	h=25 m	6,58
C30(m/s);	h=30 m	7,22
C31.5(m/s);	h=31.5 m	7,30
C35(m/s);	h=35 m	7,47
C40(m/s);	h=40 m	7,70
C41.5(m/s);	h=41.5 m	7,77
C45(m/s);	h=45 m	7,91
C50(m/s);	h=50 m	8,1
C60(m/s);	h=60 m	8,4
C70(m/s);	h=70 m	13,0

Cálculo de las velocidades a partir del cálculo de los parám.Weibull.	V(m/s)	v3(m/s)
v10(m/s);	h=10 m	197,5
v11.5(m/s)	h=11.5m	140,18
v15(m/s)	h=15m	82,70
v20(m/s)	h=20m	202,00
v25(m/s)	h=25m	202,73
v30(m/s);	h=30 m	268,13
v31.5(m/s);	h=31.5 m	277,18
v35(m/s);	h=35 m	297,77
v40(m/s);	h=40 m	326,07
v41.5(m/s);	h=41.5 m	335,75
v45(m/s);	h=45 m	354,76
v50(m/s);	h=50 m	381,10

Anexo. 5: Continuación

			Potencia Aprovechada	Energía producida
Cálculo Potencial Eólico disponible			por nidad de área.	por unidad de área
con la altura respecto al suelo.	Pd, W/m2	Pd, Kw/m2	Pa/(W/m2)	Ea (kWh/m2/año)
Pd/A(W/mc), h=10m	133,54	0,134	53,42	467,93
Pd/A(W/mc), h=11.5m	94,76	0,095	37,91	332,05
Pd/A(W/mc), h=15m	55,91	0,056	22,36	195,90
Pd/A(W/mc), h= 20 m	136,56	0,137	54,62	478,49
Pd/A(W/mc), h=25m	137,05	0,137	54,82	480,22
Pd/A(w/mc), h=30m	181,26	0,181	72,50	635,14
Pd/A(w/mc), h=31.5m	187,38	0,187	74,95	656,57
Pd/A(w/mc), h=35m	201,29	0,201	80,52	705,33
Pd/A(w/mc), h=40m	220,43	0,220	88,17	772,38
Pd/A(w/mc), h=41.5m	226,97	0,227	90,79	795,31
Pd/A(w/mc), h=45m	239,82	0,240	95,93	840,33
Pd/A(w/mc), h=50m	257,63	0,258	103,05	902,74
Cálculo de la Densidad de Energía Eólico disponible.	Wh/m2	Densidad de Energía Disponible, kWh	Cálculo de la Densidad de Energía Eólica Disponible, kWh/año	
Horas año	8760			
Pd/A(wh/mc), h=10m	1169831,1	1169,83		
Pd/A(wh/mc), h=11.5m	830133,8	830,13	5231,3	
Pd/A(wh/mc), h=15m	489759,7	489,76	7292,0	
Pd/A(wh/mc), h= 20 m	1196229,8	1196,23	166940,5	
Pd/A(wh/mc), h= 25m	1200543,9	1200,54	376970,8	
Pd/A(wh/mc), h=30m	1587857,6	1587,86	942641,6	
Pd/A(wh/mc), h=31.5m	1641421,5	1641,42	1121330,9	
Pd/A(wh/mc), h=35m	1763335,1	1763,34	1615882,3	
Pd/A(wh/mc), h=40m	1930940,7	1930,94	2305514,2	
Pd/A(wh/mc), h=41.5m	1988277,4	1988,28	2623701,0	
Pd/A(wh/mc), h=45m	2100818,4	2100,82	3389170,9	
Pd/A(wh/mc), h=50m	2256852,9	2256,85	4852099,5	
Potencia Eólica disponible	Pd (W)	Potencia Eólica Disponible		
h=10m	943,48	Pd(kW)		
h=11.5m	597,19	0,94		
h=15m	832,42	0,60		
h= 20m	19057,14	0,83		
h= 25m	43033,19	19,06		
h=30m	107607,49	43,03		
h=31.5m	128005,81	107,61		
h=35m	184461,45	128,01		
h=40m	263186,55	184,46		
h=41.5m	299509,25	263,19		
h= 45m	386891,66	299,51		
h=50m	553892,6358	386,89		
		553,89		
Selección de alturas, m	Alturas,m	Diámetros,m	Radios,m	Areas,m2
Altura de la torre, h=10m	10	3	1,5	7,1
Para la altura del buje h=11.5m	11,5	2,83	1,42	6,30
h(m)=15m	15	6,67	3,33	14,89
h(m)=20m	20	13,33	6,67	139,56
h(m)=25m	25	20	10	314
h(m)=30m	30	27,50	13,75	593,66
h(m)=31.5m	31,5	29,50	14,75	683,15
h(m)=35m	35	34,17	17,08	916,38
h(m)=40m	40	39,00	19,50	1193,99
h(m)=41.5m	41,5	41,00	20,50	1319,59
h(m)= 45m	45	45,33	22,67	1613,26
h(m)=50m	50	52,33	26,17	2149,94

### Anexo. 5: Continuación

Selección de a= (10-15) m:			
para h=11.5m,...,35m. a=10m	9,375	10	
Para h= 40m,...50m. a=11m	10,75	11	
Potencia Eólica Aprovechada Pa= Cp.Pd	Pa(W)	Potencia Eolica Aprov. Pa(	Energía producida Ea, kWh/año
Pa (W), h=10m	377,39	0,38	3305,94
Pa (W), h=11.5 m	238,87	0,239	2092,54
Pa (W), h=15 m	332,97	0,333	2916,79
Pa (W), h= 20 m	7622,85	7,623	66776,20
Pa (W), h= 25 m	17213,28	17,213	150788,31
Pa(W), h=30m	43042,99	43,04	377056,63
Pa (W), h=31.5m	51202,33	51,20	448532,37
Pa(W), h=35m	73784,58	73,78	646352,93
Pa (W), h= 40m	105274,62	105,27	922205,67
Pa (W), h= 41.5m	119803,70	119,80	1049480,41
Pa (W), h= 45m	154756,66	154,76	1355668,36
Pa (W), h=50m	221557,05	221,56	1940839,80
Coeficiente de Potencia, Cp=	0,4		
Potencia útil. Pu= rt.rm.Pa	Pu(W)	Potencia Pu (Kw)	Cálculo de la Energía Útil, Eu(kWh/año)
Pu (W), h=10m	322,67	0,323	2826,58
Pu (W), h=11.5m	204,24	0,204	1789,12
Pu (W), h=15m	284,69	0,285	2493,86
Pu (W), h= 20m	6517,54	6,518	57093,66
Pu (W), h=25m	14717,35	14,717	128924,01
Pu(W), h=30m	36801,76	36,80	322383,42
Pu(W), h=31.5m	43777,99	43,78	383495,18
Pu(W), h=35m	63085,82	63,09	552631,75
Pu (W), h=40m	90009,80	90,01	788485,85
Pu (W), h=41.5m	102432,16	102,43	897305,75
Pu (W), h=45m	132316,95	132,32	1159096,45
Pu (W), h=50m	189431,28	189,43	1659418,03
Rendimiento de transmisión $\eta_{\tau}$ =	0,95		
Rendimiento gener.elect $\eta_{\mu}$ =	0,9		
Coefic.de Pot.para condic.nominals CpN= 0.15-0.25	0,1737	0,1737	

Velocid.Nominal(m/s)	Vn, m/s	Vn3,m/s
Por fórmula: $Vn= 1.7*V$	1,7	
Velocid.Nominal, Vn, h=10m	9,90	970,53
Velocid.Nominal, Vn, h=11.5m	8,83	688,71
Velocid.Nominal, Vn, h=15m	7,41	406,32
Velocid.Nominal, Vn, h= 20m	9,97	992,44
Velocid.Nominal, Vn, h= 25m	9,99	996,01
Velocid.Nominal, Vn, h=30 m	10,96	1317,34
Velocid.Nominal, Vn, h= 31.5m	11,08	1361,78
Velocid.Nominal, Vn, h=35 m	11,35	1462,93
Velocid.Nominal, Vn, h=40 m	11,70	1601,98
Velocid.Nominal, Vn, h= 41.5m	11,82	1649,55
Velocid.Nominal, Vn, h= 45m	12,03	1742,91
Velocid.Nominal, Vn, h= 50 m	12,33	1872,37

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo Poten. Nominal, Pn(Kw)	Pn(Kw)
Pot.nominal, Pn, h=10 m	0,52
Pot.nominal, Pn, h=11.5m	0,33
Pot.nominal, Pn, h=15m	0,46
Pot.nominal, Pn, h= 20m	10,53
Pot.nominal, Pn, h= 25m	23,77
Pot.nominal, Pn, h=30 m	59,43
Pot.Nominal, Pn, h= 31.5m	70,70
Pot.nominal, Pn, h=35 m	101,88
Pot.nominal, Pn, h=40 m	145,37
Pot.nominal, Pn, h= 41.5m	165,43
Pot.nominal, Pn, h= 45m	213,69
Pot.nominal, Vn, h= 50 m	305,93
CpN= 0.15-0.25	0,1737
Cálculo del Factor de Capacidad	%
FC= Pu/Pn, %	
FC, h=11.5 m	0,62
FC, h=15 m	0,62
FC, h= 20 m	0,62
FC, h= 25 m	0,62
FC, h=30 m	0,62
FC, h=31.5 m	0,62
FC, h=35 m	0,62
FC, h=40m	0,62
FC, h=41.5m	0,62
FC, h=45m	0,62
FC, h=50m	0,62

### 5. MOYOCANCHA-ESPOCH

MOYOCANCHA-ESPOCH	
PARÁMETROS DEL LUGAR	PROMEDIO
VELOCIDAD MEDIA MENSUAL(m/s)	5,25
VELOC. MED. ANUAL (m/s)	4,7
Pd MENSUAL(W/m2)	69,85
Pd. PROM. ANUAL(W/m2)	52,2
TEMPERATURA MENSUAL(grad.cent)	8
TEMP. PROM. ANUAL(grad.cent.)	9,23
CALCULOS PRESIÓN Y DENSIDAD.	
EXP.CONST.	5,256
CONST.	1013,25
TEMPERATURA. (K)	282,38
DENSIDAD(Kg/m3)	0,854
ALTURA(m)	3.822,000
CONST.D GAS. R".J/kg.K	287,04
PRESIÓN( mbar)	630,67
PRESION ABSOLUTA(Pa)	69207

## Anexo. 5: Continuación

CALCULOS EOLICOS	VALORES	
	GAMA	
Varianza mediana(k)	2,04	
1,489840347	0,97836	
Parámetro (c)	4,82	
2,46952104	1,058822	
Factor de Energía (Fe)	1,13	
1,420463996	0,89464	
1,430082811	0,89338	
1,44248362	0,89222	
1,435838808	0,89338	
1,483815775	0,88931	
1,440380473	0,89338	
1,428495909	0,89338	
1,472362388	0,89018	
1,459961579	0,89115	
1,450342764	0,89222	
1,425005661	0,89464	
Vm(m/s),moda	3,47	
Vmp(m/s)	7,39	
Veficaz(m/s)	4,91	
Cálculo de la variación de la Variación de la Velocidad con la altura		
Lugar: MOYOCANCHA-ESPOCH		
	Coeficiente de fricción(alfa)	
Coeficiente de fricción(alfa)	0,214	
	Velocidad, m/s	Altura, m
V10(m/s);	4,72	10
V11.5(m/s);	4,86	11,5
V15(m/s);	5,14	15
V20(m/s);	5,47	20
V25(m/s);	5,74	25
V30(m/s);	5,96	30
V31.5(m/s);	6,03	31,5
V35(m/s);	6,16	35
V40(m/s);	6,34	40
V41.5(m/s);	6,39	41,5
V45(m/s);	6,50	45
V50(m/s);	6,65	50
V60 (m/s)	6,91	60
V70(m/s)	7,15	70
V80(m/s)	7,35	80
V90(m/s)	7,54	90
V100(m/s)	7,71	100
Coeficiente (Beta)	0,232	

## Anexo. 5: Continuación

Cálculo de la variación de los Parámetros de Weibull con la altura		
Factor de forma		
K10(m/s); h=10 m		2,04
K11.5(m/s); h=11.5 m		2,07
K15(m/s); h=15 m		2,12
K20(m/s); h=20 m		2,17
K25(m/s); h=25 m		2,22
K30(m/s); h=30 m		2,26
K31.5(m/s); h=31.5 m		2,27
K35(m/s); h=35 m		2,29
K40(m/s); h=40 m		2,33
K41.5(m/s); h=41.5 m		2,33
K45(m/s); h=45 m		2,35
K50(m/s); h=50 m		2,38
Factor de carga		
C10(m/s); h=10 m		5,29
C11.5(m/s); h=11.5 m		5,46
C15(m/s); h=15 m		5,81
C20(m/s); h=20 m		6,21
C25(m/s); h=25 m		6,54
C30(m/s); h=30 m		6,82
C31.5(m/s); h=31.5 m		6,90
C35(m/s); h=35 m		7,07
C40(m/s); h=40 m		7,29
C41.5(m/s); h=41.5 m		7,35
C45(m/s); h=45 m		7,49
C50(m/s); h=50 m		7,7
Cálculo de las velocidades a partir del cálculo de los parám. Weibull.		
	v, m/s	v <sup>3</sup> , m/s
v10(m/s); h=10 m	8,15	541,34
v11.5(m/s) h=11.5m	4,86	114,50
v15(m/s) h=15m	5,17	138,12
v20(m/s) h=20m	5,53	169,23
v25(m/s) h=25m	5,83	198,32
v30(m/s); h=30 m	6,09	225,98
v31.5(m/s); h=31.5 m	6,16	233,77
v35(m/s); h=35 m	6,31	251,52
v40(m/s); h=40 m	6,51	275,97
v41.5(m/s); h=41.5 m	6,57	283,12
v45(m/s); h=45 m	6,70	300,78
v50(m/s); h=50 m	6,87	323,62

### Anexo. 5: Continuación

			Potencia Aprovechada	Energía producida
Cálculo Potencial Eólico disponible			por unidad de área	por unidad de
con la altura respecto al suelo.	W/m2	Pd, Kw/m2	Pa/A(W/m2)	kwh/m2/año
Pd/A(W/mc), h=10m	261,30	0,261	117,58	1030,04
Pd/A(W/mc), h=11.5m	55,27	0,055	24,87	217,87
Pd/A(W/mc), h=15m	66,67	0,067	30,00	262,81
Pd/A(W/mc), h=20m	81,69	0,082	36,76	322,00
Pd/A(W/mc), h=25m	95,73	0,096	43,08	377,35
Pd/A(w/mc), h=30m	109,08	0,109	49,08	429,98
Pd/A(w/mc), h=31.5m	112,84	0,113	50,78	444,81
Pd/A(w/mc), h=35m	121,41	0,121	54,63	478,59
Pd/A(w/mc), h=40m	133,21	0,133	59,94	525,11
Pd/A(w/mc), h=41.5m	136,66	0,137	61,50	538,71
Pd/A(w/mc), h=45m	145,18	0,145	65,33	572,30
Pd/A(w/mc), h=50m	156,21	0,156	70,29	615,76

Cálculo de la Densidad de		Densidad de Potencia Eólica	Densidad de Energía Eólica
Energía Eólico disponible.	Wh/m2	Disponible. Pd/A(kWh/m2)	Disponible. Ed(kWh/año)
Horas año	8760		
Pd/A(wh/mc), h=10m	2288981,96	2288,98	7187,4
Pd/A(wh/mc), h=11.5m	484158,52	484,16	1520,26
Pd/A(wh/mc), h=15m	584021,99	584,02	11461,43
Pd/A(wh/mc), h=20m	715561,94	715,56	56171,61
Pd/A(wh/mc), h=25m	838566,05	838,57	148111,73
Pd/A(wh/mc), h=30m	955520,35	955,52	533392,69
Pd/A(wh/mc), h=31.5m	988463,99	988,46	637653,72
Pd/A(wh/mc), h=35m	1063530,88	1063,53	927635,27
Pd/A(wh/mc), h=40m	1166914,51	1166,91	1369563,477
Pd/A(wh/mc), h=41.5m	1197144,32	1197,14	1554151,38
Pd/A(wh/mc), h=45m	1271781,96	1271,78	1154091,26
Pd/A(wh/mc), h=50m	1368364,86	1368,36	2941903,101

Potencia Eólica disponible	Pd (W)	Pd(Kw)
h=10m	820,48	0,82
h=11.5m	173,55	0,17
h=15m	1308,38	1,31
h=20m	6412,28	6,41
h=25m	16907,73	16,91
h=30m	60889,58	60,89
h=31.5m	72791,52	72,79
h=35m	105894,44	105,89
h=40m	156342,86	156,34
h=41.5m	177414,54	177,41
h=45m	131745,58	131,75
h=50m	335833,6874	335,83

Selección de alturas,m	Alturas,m	Diámetros,m	Radios,m	Areas,m2
Altura de la torre, h=10m	10	2	1	3,14
altura del buje h(m)=11.5m	11,5	2,00	1,00	3,14
h(m)=15	15	5	2,5	19,6
h(m)=20	20	10	5	78,5
h(m)=25	25	15	7,5	176,625
h(m)=30m	30	26,67	13,33	558,22
h(m)=31.5m	31,5	28,67	14,33	645,10
h(m)=35m	35	33,33	16,67	872,22
h(m)=40m	40	38,67	19,33	1173,66
h(m)=41.5m	41,5	40,67	20,33	1298,22
h(m)=45m	45	34,00	17,00	907,46
h(m)=50m	50	52,33	26,17	2149,94

## Anexo. 5: continuación

Selección de $a = (10-15)$ m: para calcular el diámetro, $a$		$a$	
para $h=11.5m, \dots, 35m$ . $a=10m$	9,375	10	
Para $h= 40m, \dots, 50m$ . $a=11m$	10,75	11	
Potencia Eólica Aprovechada	$P_a(W)$	Potencia Eólica Aprove.	Energía producida
$P_a = C_p \cdot P_d$		$P_a(kW)$	$E_a, kWh/año$
$P_a (W), h=10m$	369,22	0,37	3234,33
$P_a (W), h=11.5 m$	78,10	0,078	684,12
$P_a (W), h=15 m$	588,77	0,589	5157,64
$P_a (W), h=20 m$	2885,53	2,886	25277,23
$P_a (W), h=25 m$	7608,48	7,608	66650,28
$P_a(W), h=30m$	27400,31	27,40	240026,71
$P_a (W), h=31.5m$	32756,18	32,76	286944,18
$P_a(W), h=35m$	47652,50	47,65	417435,87
$P_a (W), h= 40m$	70354,29	70,35	616303,56
$P_a (W), h= 41.5m$	79836,54	79,84	699368,12
$P_a (W), h= 45m$	59285,51	59,29	519341,06
$P_a (W), h=50m$	151125,16	151,13	1323856,40
Coeficiente de Potencia, $C_p=$	0,45		
Potencia útil.	$P_u(W)$	$P_u (Kw)$	Energía Util,(kwh/año)
$P_u = r_t \cdot r_m \cdot P_a$			
$P_u (W), h=10m$	315,68	0,32	2765,35
$P_u (W), h=11.5m$	66,77	0,067	584,92
$P_u (W), h=15m$	503,40	0,503	4409,79
$P_u (W), h=20m$	2467,13	2,467	21612,03
$P_u (W), h=25m$	6505,25	6,505	56985,99
$P_u(W), h=30m$	23427,26	23,43	205222,84
$P_u(W), h=31.5m$	28006,54	28,01	245337,27
$P_u(W), h=35m$	40742,88	40,74	356907,67
$P_u (W), h=40m$	60152,92	60,15	526939,55
$P_u (W), h=41.5m$	68260,24	68,26	597959,74
$P_u (W), h=45m$	50689,11	50,69	444036,61
$P_u (W), h=50m$	129212,01	129,21	1131897,22
Rendimiento de transmisión $h_t=$	0,95		
Rendimiento gener.elect $h_m=$	0,9		
Coefic.de Pot.para condic.nominals			
$C_pN= 0.15-0.25$	0,1737		
Velocid.Nominal(m/s)	$V_n, m/s$	$V_{n3}, m/s$	
Por fórmula: $V_n = 1.7 \cdot V$	1,7		
Velocid.Nominal, $V_n, h=10m$	13,86	2659,62	
Velocid.Nominal, $V_n, h=11.5m$	8,26	562,55	
Velocid.Nominal, $V_n, h=15m$	8,79	678,59	
Velocid.Nominal, $V_n, h=20m$	9,40	831,43	
Velocid.Nominal, $V_n, h=25m$	9,91	974,35	
Velocid.Nominal, $V_n, h=30 m$	10,35	1110,24	
Velocid.Nominal, $V_n, h= 31.5m$	10,47	1148,52	
Velocid.Nominal, $V_n, h=35 m$	10,73	1235,74	
Velocid.Nominal, $V_n, h=40 m$	11,07	1355,86	
Velocid.Nominal, $V_n, h= 41.5m$	11,16	1390,99	
Velocid.Nominal, $V_n, h= 45m$	11,39	1477,71	
Velocid.Nominal, $V_n, h= 50 m$	11,67	1589,93	

**Anexo. 5: continuación**

Cálculo Poten. Nominal, Pn(Kw)	Pn(Kw)
Pot.nominal, Pn, h=10m	0,62
Pot.nominal, Pn, h=11.5m	0,13
Pot.nominal, Pn, h=15m	0,99
Pot.nominal, Pn, h=20m	4,84
Pot.nominal, Pn, h=25m	12,76
Pot.nominal, Pn, h=30 m	45,96
Pot.Nominal, Pn, h= 31.5m	54,94
Pot.nominal, Pn, h=35 m	79,93
Pot.nominal, Pn, h=40 m	138,21
Pot.nominal, Pn, h= 41.5m	156,83
Pot.nominal, Pn, h= 45m	99,44
Pot.nominal, Vn, h= 50 m	296,88
CpN= 0.15-0.25	0,1737
Cálculo del Factor de Capacidad	%
FC= Pu/Pn, %	
FC, h=10 m	0,51
FC, h=11.5 m	0,51
FC, h=15 m	0,51
FC, h=20 m	0,51
FC, h=25 m	0,51
FC, h=30 m	0,51
FC, h=31.5 m	0,51
FC, h=35 m	0,51
FC, h=40m	0,44
FC, h=41.5m	0,44
FC, h=45m	0,51
FC, h=50m	0,44

Anexo. 6: Tabla de costo de inversión eólica

<b>HOJA DE COSTOS DE INVERSIÓN EOLICA</b>	
<b>1.- COSTO DE PRODUCCION</b>	<b>\$ 1.782.295</b>
Depreciación Aerogeneradores	\$ 1.696.020
Depreciación Subestación	\$ 86.275
<b>2.- COSTOS DE ADMINISTRACION</b>	<b>\$ 2.600</b>
Administrador	\$ 800
Jefes de energía eólica	\$ 1.800
<b>3.- COSTOS FINANCIEROS</b>	<b>\$ 9.686.784,92</b>
Costo Financiero (Amortización)	\$ 9.686.784,92
<b>COSTO TOTAL DE PRODUCCION</b>	<b>\$ 11.471.680</b>
Fuente: Proyecto de Prefactibilidad	
Elaboración: Lorenzo Enríquez	

## Anexo. 7: Amortización del préstamo eólico

El estudio financiero del proyecto se basa en una tasa atractiva del 13% la cual será proyectada para 10 años para de esta manera saber en qué tiempo podemos obtener una rentabilidad aceptable en lo que se refiere a la propuesta de un emplazamiento eólico para la Provincia de Chimborazo-Ecuador.

En esta tabla se identifica claramente el valor anual que debemos pagar en cuanto al capital y al interés generado.

AMORTIZACION DEL PRESTAMO				
<b>CAPITAL:</b>		\$ 54.063.899,00		
<b>INTERES:</b>			13%	
<b>AÑOS:</b>			10	
No de Periodo (ANUAL)	CAPITAL	INTERES A PAGAR	PAGO TOTAL	SALDO
				\$ 54.063.899,00
1	\$ 2.822.740,94	\$ 6.864.043,98	\$ 9.686.784,92	\$51,241,158.06
2	\$ 3.212.370,88	\$ 6.474.414,04	\$ 9.686.784,92	\$ 48.028.787,18
3	\$ 3.655.782,40	\$6,031.002,52	\$ 9.686.784,92	\$ 44.373.004,78
4	\$ 4.160.399,12	\$ 5.526.385,80	\$ 9.686.784,92	\$ 40.212.605,66
5	\$ 4.734.669,34	\$ 4.952.115,58	\$ 9.686.784,92	\$ 35.477.936,32
6	\$ 5.388.207,49	\$ 4.298.577,43	\$ 9.686.784,92	\$ 30.089.728,83
7	\$ 6.131.955,15	\$ 3.554.829,77	\$ 9.686.784,92	\$ 23.957.773,68
8	\$ 6.978.364,13	\$ 2.708.420,79	\$ 9.686.784,92	\$ 16.979.409,55
9	\$ 7.941.605,05	\$ 1.745.179,87	\$ 9.686.784,92	\$ 9.037.804,50
10	\$ 9.037.804,50	\$ 648.980,42	\$ 9.686.784,92	\$ 0,00
Fuente: Proyecto de Prefactibilidad				
Elaboración: Lorenzo Enríquez				

Anexo. 8: Tabla de depreciación de la subestación eólica

<b>DEPRECIACION SUBESTACION EOLICA</b>			
Años de vida útil:		<b>20</b>	
<b>Valor Histórico</b>			<b>\$ 1.725.500</b>
<b>AÑO</b>	<b>Dep. Anual</b>	<b>Dep. Acumulada</b>	<b>Valor en Libros</b>
1	\$ 86,28	\$ 86,28	\$ 1.639.225
2	\$ 86,28	\$ 172,55	\$ 1.552.950
3	\$ 86,28	\$ 258,83	\$ 1.466.675
4	\$ 86,28	\$ 345,10	\$ 1.380.400
5	\$ 86,28	\$ 431,38	\$ 1.294.125
6	\$ 86,28	\$ 517,65	\$ 1.207.850
7	\$ 86,28	\$ 603,93	\$ 1.121.575
8	\$ 86,28	\$ 690,20	\$ 1.035.300
9	\$ 86,28	\$ 776,48	\$ 949.025,00
10	\$ 86,28	\$ 862,75	\$ 862,75
11	\$ 86,28	\$ 949,03	\$ 776,48
12	\$ 86,28	\$ 1.035.300	\$ 690,20
13	\$ 86,28	\$ 1.121.575	\$ 603,93
14	\$ 86,28	\$ 1.207.850	\$ 517,65
15	\$ 86,28	\$ 1.294.125	\$ 431,38
16	\$ 86,28	\$ 1.380.400	\$ 345,10
17	\$ 86,28	\$ 1.466.675	\$ 258,83
18	\$ 86,28	\$ 1.552.950	\$ 172,55
19	\$ 86,28	\$ 1.639.225	\$ 86,28
20	\$ 86,28	\$ 1.725.500	\$ 0
Fuente: Proyecto de Prefactibilidad			
Elaboración: Lorenzo Enríquez			

## Anexo.9: Curriculum

### CURRICULUM

#### DATOS PERSONALES

Nombre y Apellidos: Lorenzo Alfredo Enríquez García

D.N.I.: 1200983292 Lugar y fecha de expedición: Riobamba 14/06/2004

Nacimiento (provincia y localidad): Guayas-Guayaquil

Domicilio: Av. Antonio J de Sucre y Vicente Ramón Roca, Portón San Antonio.16

Teléfono/s: 00593 32 366-365; 0992060686

#### 1. REQUISITO PREVIO

(Titulación requerida para la plaza en el anexo I de la convocatoria y de la que se adjuntará una copia escaneada a este anexo III)

TÍTULO	UNIVERSIDAD Y CENTRO DE EXPEDICIÓN	ORGANISMO Y FECHA DE EXPEDICIÓN	CALIFICACIÓN (si la hubiere)
• Ingeniero en Mandos Eléctricos y Automatización de empresas industriales.	• Instituto Politécnico de Járkov-República de Ucrania.	• Unión de Repúblicas Socialistas, Febrero 25 de 1985.	Cuatro/cinco

#### 2. FORMACIÓN ACADÉMICA

a) Expediente académico correspondiente a la titulación requerida.

Se adjuntará a este anexo III una copia escaneada de la certificación académica personal

c) Título de Master universitario oficial, en el área o áreas afines a la materia de la tutoría.  
(El DEA, CAP y Títulos propios no son master oficiales y **no** se deben incluir en este apartado)

TÍTULO	UNIVERSIDAD Y CENTRO DE EXPEDICIÓN	ORGANISMO Y FECHA DE EXPEDICIÓN	CALIFICACIÓN (si la hubiere)
--------	------------------------------------	---------------------------------	------------------------------

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Doctorando: Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control.</li> <li>• Magister en ciencias de la ingeniería</li> <li>• Magister en Ciencias</li> </ul>	<p>UNED, 2005</p> <p>Instituto Politécnico de Járkov Ucrania</p> <p>Escuela Superior Politécnica de Chimborazo</p>	<p>Actualidad</p> <p>Febrero 25 de 1985</p> <p>Enero 9 de 1997</p>	
d) Título de doctor en el área o áreas afines a la materia de la tutoría.			
TÍTULO	UNIVERSIDAD Y CENTRO DE EXPEDICIÓN	ORGANISMO Y FECHA DE EXPEDICIÓN	CALIFICACIÓN (si la hubiere)
e) Cursos de formación sobre medios y técnicas de la enseñanza a distancia.			
TÍTULO	UNIVERSIDAD Y CENTRO DE EXPEDICIÓN	ORGANISMO Y FECHA DE EXPEDICIÓN	CALIFICACIÓN (si la hubiere)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Experto en procesos Elearning.</li> </ul>	FATLA	FATLA. 2010	
f) Otras titulaciones académicas distintas a las alegadas para el ejercicio de la tutoría. (El DEA, CAP y Títulos propios no son master oficiales y <b>no</b> se deben incluir en este apartado)			
TÍTULO	UNIVERSIDAD Y CENTRO DE EXPEDICIÓN	ORGANISMO Y FECHA DE EXPEDICIÓN	CALIFICACIÓN (si la hubiere)
<b>3. EXPERIENCIA DOCENTE</b>			
a) En Universidades no presenciales (En figuras docentes reconocidas LRU y LOMLOU) (No se reflejará la experiencia por tiempo inferior a 1 año y tiempo completo o 2 años a tiempo parcial)			
UNIVERSIDAD	MATERIAS IMPARTIDAS Y DEDICACIÓN	FECHA NOMBRAMIENTO O CONTRATO	FECHA CESE O TERMINACIÓN
	<ul style="list-style-type: none"> <li>•</li> </ul>		

b) En otras Universidades (en figuras docentes reconocidas LRU y LOMLOU), en otras enseñanzas de educación superior y en enseñanza secundaria postobligatoria. (No se reflejará la experiencia por tiempo inferior a 1 año y tiempo completo o 2 años a tiempo parcial)			
UNIVERSIDAD O CENTRO	MATERIAS IMPARTIDAS Y DEDICACIÓN	FECHA NOMBRAMIENTO O CONTRATO	FECHA CESE O TERMINACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> <li>Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba-Ecuador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Física, Circuitos Eléctricos</li> <li>Geometría- Trigonometría</li> <li>Análisis Matemático I,II,III</li> <li>Geometría Analítica.</li> </ul>	Nombramiento: 21 de Diciembre de 1985.	Actualidad.
c) En enseñanza universitaria no presencial en ejercicio de la función tutorial			
UNIVERSIDAD	MATERIAS IMPARTIDAS Y DEDICACIÓN	FECHA NOMBRAMIENTO O CONTRATO	FECHA CESE O TERMINACIÓN

d) Participación en proyectos de redes de innovación docente			
UNIVERSIDAD O CENTRO	ACTIVIDAD	FECHA INICIO DE PROYECTO	FECHA FIN DE PROYECTO

<b>4. PUBLICACIONES</b>			
a) Artículos en revistas (*) con índice de impacto relevante y libros con indicios de calidad acreditados, relacionados con la materia de la tutoría			
TÍTULO	EDITORIAL	FECHA DE PUBLICACION ES	PÁGINAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>Simplified Analysis of the Electric Power Losses for On-Shore Wind Farms Considering Weibull Distribution Parameters.</li> </ul>	Energías 2014, 7, 6856-6885;doi:10.3390/en711656	28 Octob.2014	28
<ul style="list-style-type: none"> <li>A Methodology for Assessing Islanding of Microgrids:Between Utility Dependence and Off-Grid Systems.</li> </ul>	Energías 2015, 8, 4436-4454;doi:10.3390/en8054436	18May 2015	17
(*) Indicar trabajos en proceso de edición, justificando su aceptación por la empresa editora.			
b) Artículos en otras revistas (*) y libros, capítulos de libros, publicaciones en congresos, material informático y audiovisual, y otras publicaciones, relacionados con la materia de la tutoría			
TÍTULO	EDITORIAL	FECHA DE PUBLICACION ES	PÁGINAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>Estudio del Potencial Energético de la Provincia de Chimborazo, apoyado únicamente con</li> </ul>	ISBN-578-959-7213-02-4	Marzo 2013	20

<p>Energía renovables.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Using micro wind energy in hybrid systems</li> <li>Estudio del Potencial Energético de la Provincia de Chimborazo, a partir del empleo de la energía eólica.</li> </ul>	<p>ISBN-987-3-940683-7213-07-6</p> <p>ISSN:1390--7204</p>	<p>Marzo 2013</p> <p>Abril 2014</p>	<p>17</p> <p>9</p>
---	---	-------------------------------------	--------------------

(\*) Indicar trabajos en proceso de edición, justificando su aceptación por la empresa editora.

c) Otras Publicaciones

(Que no estén relacionadas con la materia de la tutoría)

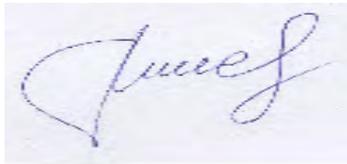
TÍTULO	EDITORIAL	FECHA DE PUBLICACIONES	PÁGINAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicación de la Energía Magnética a Sustancias</li> </ul>	Poliavance	2001	7
<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicaciones del Magnetismo en las incrustaciones de las Calderas y en los intercambiadores de Calor.</li> </ul>	Poliavance	2003	8
<ul style="list-style-type: none"> <li>Texto Básico: Ejercicios de Geometría. Cómo resolverlos y Trigonometría Aplicada.</li> </ul>	Epoch	2001	100
<ul style="list-style-type: none"> <li>Texto Básico: Matemática Básica</li> </ul>	Epoch	2004	120
<ul style="list-style-type: none"> <li>Texto Básico: Introducción al Cálculo Diferencial.</li> </ul>	Epoch	2001	120
<ul style="list-style-type: none"> <li>Fundamento teórico del proceso del Tratamiento de la Materia aplicando Magnetismo.</li> </ul>	Epoch	2003	25
<ul style="list-style-type: none"> <li>Procesamiento de Señales Digitales.</li> </ul>	Poliavance	2007	25
<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipos para el tratamiento electromagnético</li> </ul>	Poliavance	2003	25
<ul style="list-style-type: none"> <li>Texto Básico: de Geometría Analítica.</li> </ul>	Epoch	1998	120
<ul style="list-style-type: none"> <li>Fundamentos Axiomáticos y Aplicaciones Algebraicos – Problemas Geométricos</li> </ul>	Epoch	1998	80

**5. EXPERIENCIA PROFESIONAL NO DOCENTE(\*)**

(\*) Deberá indicar la relación con las asignaturas a impartir

6. EXPERIENCIA DISCENTE UNIVERSITARIA CON METODOLOGÍA DE ENSEÑANZA A DISTANCIA

(Los cursos de formación sobre medios y técnicas de la enseñanza a distancia: FIT, EEES, WEBCT, AVIP, y ALF; se

incluirán en el apartado 2.e)		
UNIVERSIDAD O CENTRO	ESTUDIOS	DURACIÓN
<b>7. ADECUACIÓN DEL CANDIDATO AL PERFIL ACADÉMICO DE LA TUTORÍA OTROS MÉRITOS</b>		
DILIGENCIA DE REFRENDO DE CURRÍCULUM		
El abajo firmante D./ D.ª		
Se responsabiliza de la veracidad de los datos contenidos en el presente "Curriculum" y de la documentación acreditativa relacionada, comprometiéndose a aportar, en su caso, las pruebas documentales originales que le sean requeridas.		
a,            20            de,            Agosto            del 2015		
		
Fdo.: Lorenzo A Enríquez García		