

**ESTUDIO Y EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN  
COLOMBIA PARA SU APROVECHAMIENTO COMO  
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CASO DE ESTUDIO: GALERAZAMBA (BOLÍVAR)**

**LUÍS GUILLERMO RICARDO RICARDO  
YEISON VENEZIA NUÑEZ**



**UNIVERSIDAD DE CARTAGENA  
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.  
2011**

**ESTUDIO Y EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN  
COLOMBIA PARA SU APROVECHAMIENTO COMO  
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CASO DE ESTUDIO: GALERAZAMBA (BOLÍVAR)**

**LUIS GUILLERMO RICARDO RICARDO  
YEISON VENECIA NUÑEZ**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero Químico

**Director:**  
**ALVARO REALPE JIMÉNEZ**  
Ingeniero Químico  
Ph.D. en Ingeniería Química  
Docente de planta de la Universidad de Cartagena



**UNIVERSIDAD DE CARATGENA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
CARTAGENA DE INDIAS**

**2011**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

Firma de presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Cartagena de Indias D.T. y C. 25 de abril de 2011

Dedico este trabajo de grado:

- ✓ **A DIOS**, por darme la vida, por ser mi guía, mostrando e iluminando siempre el camino correcto, por ser mi fortaleza en los momentos de desanimo y mi roca firme en las turbulencias, por ser mi mejor amigo y compañía, y por todas las bendiciones que ha derramado en mi vida, mi familia y mis amigos.
- ✓ **A MI MAMÁ**, Floricelda, por estar siempre a mi lado apoyándome, dándome ánimos, aconsejándome, brindándome todos los recursos necesarios para llevar a cabo mis proyectos, por la comprensión paciencia y especialmente por su amor que me da fortaleza para ser un luchador.
- ✓ **A MI PAPÁ**, Ramón, por su compañía incondicional, por la formación en valores que me ha brindado desde que era un niño, por su amor y comprensión, por sus buenos consejos y por todo el apoyo de padre que siempre me ha brindado.
- ✓ **A MIS HERMANOS**, Eduard, Julio y Adriana por el cariño y aprecio que en los momentos de compañía siempre me brindaron. A Eduard le doy gracias por todas las enseñanzas que me dejó.
- ✓ **A MIS FAMILIARES**, Sobrinos, Primos, Tíos y demás familiares, que siempre has estado allí aportando su granito de arena en mi vida.
- ✓ **A ALIANZA UNIVERSITARIA**, por el cariño, ánimo y experiencias edificantes vividas.
- ✓ **A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS** de clases que durante estos últimos años hemos compartido sus experiencias y conocimientos.

**Luis Guillermo**

*Dedico este trabajo de grado:*

- ✓ **Principalmente a Dios**, fuente de amor y sabiduría, por iluminarme durante esta etapa de mi vida en la consecución de este logro.
- ✓ **A mi mamá**, Sofía, por sus sacrificios y esfuerzos, por su ternura y amor incansables. Gracias mamá por tus sabios consejos, por preocuparte siempre de mi y estar a mi lado cada día de mi vida. Gracias por tu testimonio de vida y por enseñarme a amar a Dios.
- ✓ **A mi papá**, José, por sus esfuerzos incalculables, por su compañía y apoyo siempre. Por ser un gran ejemplo para mí y para la sociedad. Estoy muy orgulloso de ti.
- ✓ **A mis hermanos**, Yesid y José David, Gracias por su amistad sincera, por su amor, por todas las experiencias compartidas. Comparto este importante logro con ustedes.
- ✓ **A Katherine**, por llegar a mi vida, por su valiosa compañía, por todos los momentos compartidos, por su comprensión, paciencia y amor. Eres una gran bendición de Dios. Te amo.
- ✓ **A la Iglesia Católica Universal** y en especial a la Renovación Carismática de Cartagena, por instruirme con amor y enseñarme cada día a ser un mejor discípulo de Jesús.
- ✓ **A MIS AMIGOS**, por su amistad, comprensión y compañía.

A todas las personas que me han apoyado, y que de alguna u otra forma han hecho de mí, lo que soy hasta el día de hoy.

**Yeison**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos:

A **DIOS** por habernos iluminado, acompañado y regalado las facultades y perseverancia necesarias para emprender y culminar este ciclo de nuestras vidas.

A nuestros **PADRES Y FAMILIARES** por su apoyo, valiosos consejos, amor incondicional.

Al director del programa **AVARO REALPE** por la oportunidad brindada, por su orientación, sus conocimientos compartidos, su tiempo, paciencia, dedicación y amables explicaciones.

A todo el cuerpo de Docentes del Programa Ingeniería Química, Gessira de Avila, Adalberto Matute, Maximiliano Ceballos, José Colina, Luis Pérez, María Teresa Acevedo, Lesly Tejada, Candelaria Tejada, Miguel Ángel Mueses y todos los docentes que contribuyeron en nuestro proceso de formación.

A Mabel y a Angie por su colaboración y buena atención.

## CONTENIDO

	Página
<b>HOJA DE ACEPTACIÓN</b>	<b>i</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>ii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>xvi</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>3</b>
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	5
1.4 OBJETIVOS	7
1.4.1 Objetivo General	7
1.4.2 Objetivos Específicos	7
<b>2. MARCO DE REFERENCIA</b>	<b>8</b>
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	8
2.1.1 Antecedentes en El Mundo	10
2.1.2 Antecedentes en Colombia	13
2.2 MARCO TEÓRICO	16
2.2.1 Historia y Estado Actual de la Energía Eólica.	16
2.2.2 Origen y Circulación de los Vientos.	19
2.2.3 Valoración del Viento	21
2.2.4 Generalidades de los Aerogeneradores	22
2.2.5 Parque Eólico.	24
2.2.6 Aspectos Económicos de un Parque eólico.	28
2.2.7 Generalidades de la Galerazamba – Bolívar	29

<b>3</b>	<b>DISEÑO METODOLÓGICO</b>	<b>33</b>
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	33
3.2	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	33
3.2.1	Fuentes Primarias	33
3.2.2	Fuentes Secundarias	34
3.3	HIPÓTESIS	34
3.4	HERRAMIENTA PARA PROCESAR LA INFORMACIÓN	35
<b>4.</b>	<b>METODOLOGÍA</b>	<b>36</b>
4.1	CÁLCULO DE LA DENSIDAD DE ENERGÍA EÓLICA ( $W/m^2$ )	36
4.1.1	Parámetros de Weibull.	37
4.1.2	Densidad del Aire	37
4.2	SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	41
4.3	EXTRAPOLACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA	41
4.4	DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN DE WEIBULL A PARTIR DE LOS DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO.	42
4.5	CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UN AEROGENERADOR.	44
4.6	SELECCIÓN DEL TIPO DE AEROGENERADOR	44
4.7	DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO Y OTROS REQUERIMIENTOS DEL PARQUE EÓLICO	45
4.8	CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA Y ANÁLISIS FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO	45
4.9	ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PARQUE EÓLICO	45
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>47</b>
5.1	EVALUACIÓN DE LA DENSIDAD DE ENERGÍA EÓLICA EN 45 ZONAS DE COLOMBIA	47



5.2	SELECCIÓN DE UNA ZONA APROPIADA PARA EVALUAR SU RECURSO VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	49
5.3	SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA A PARTIR DEL VIENTO EN GALERAZAMBA – BOLIVAR.	52
5.3.1	Datos de Velocidad del Viento.	52
5.3.2	Estimación de la Velocidad del Viento a Diferentes Alturas en Galerazamba.	54
5.3.3	Determinación de los Parámetros de la Ecuación de Weibull.	57
5.3.4	Simulación de la Producción de Energía Eléctrica a Partir del Viento en Galerazamba	61
5.4	EVALUACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 12 MW EN GALERAZAMBA.	70
5.4.1	Determinación del Tipo de Aerogenerador a Utilizar para Conformar el Parque Eólico.	70
5.4.2	Espacio Requerido y Distribución de los Aerogeneradores en el Parque Eólico.	75
5.4.3	Análisis económico - financiero de la implementación de un parque eólico de 12 MW en Galerazamba	78
5.5	ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PARQUE EÓLICO	85
5.5.1	Reducción en las Emisiones de CO <sub>2</sub>	85
5.5.2	Beneficios Económicos de la Reducción de Emisiones de CO <sub>2</sub>	87
5.5.3	Evaluación del Impacto Ambiental	88
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>90</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>93</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>95</b>
	<b>GLOSARIO</b>	<b>101</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>106</b>

## LISTA DE FIGURAS

		Página
Figura 1.	Crecimiento anual de energía eólica Instalada a nivel mundial	18
Figura 2	Distribución por regiones de la energía eólica instalada en el mundo	18
Figura 3	Representación del patrón global de circulación de vientos	20
Figura 4.	Vientos de naturaleza local. Brisa marina del día (izquierda) y de la noche (derecha)	20
Figura 5.	Ejemplo de rosa de vientos	21
Figura 6.	Aerogenerador Tipo Darrieus	22
Figura 7.	Aerogenerador de eje Horizontal	23
Figura 8.	Parque eólico dispuesto en una sola fila sobre una elevación.	25
Figura 9.	Configuración del parque eólico en filas alineadas.	25
Figura 10.	Configuración del parque eólico al tresbolillo.	26
Figura 11.	Configuración del parque eólico sobre colinas no alineadas.	26
Figura 12.	Configuración del parque eólico sobre colinas alineadas.	27
Figura 13.	Pérdidas Aerodinámicas de un Parque Eólico	27
Figura 14.	Obtención de sal marina en Galerazamba – Bolívar	30
Figura 15.	Antigua empresa Salinas de Colombia	31

Figura 16.	Espacios deshabitados en Galerazamba – Bolívar.	32
Figura 17.	Rosa de vientos de Galerazamba.	50
Figura 18.	Anemómetro instalado en Galerazamba por EMGESA S.A.	51
Figura 19.	Registro diario de la velocidad del viento a 10 m de altura en Galerazamba – Bolívar (AÑO 2008).	52
Figura 20.	Registro diario de la velocidad del viento a 10 m de altura en Galerazamba – Bolívar (AÑO 2009).	53
Figura 21.	Velocidad del viento (promedio mensual) a cuatro diferentes alturas en Galerazamba (Año 2008.)	55
Figura 22.	Velocidad del viento (promedio mensual) a cuatro diferentes alturas en Galerazamba (Año 2009.)	55
Figura 23.	Perfil de Lysen para Galerazamba ( $Z_0 = 0.03$ m).	56
Figura 24.	Valores diarios de $\ln(v)$ graficados contra $\ln[\ln(1+w(v))]$ para Galerazamba. (Año 2008).	58
Figura 25.	Valores diarios de $\ln(v)$ graficados contra $\ln[\ln(1+w(v))]$ para Galerazamba. (Año 2009).	58
Figura 26.	Distribución de Frecuencia de Weibull en Galerazamba a una altura de 10 m. (Año 2008).	60
Figura 27.	Distribución de Frecuencia de Weibull en Galerazamba a una altura de 10 m. (Año 2009).	60
Figura 28.	Curvas de potencia de los aerogeneradores	61

	seleccionados	
Figura 29.	Energía anual producida como función de la velocidad del viento en Galerazamba (Año 2008).	64
Figura 30.	Energía anual producida como función de la velocidad del viento en Galerazamba (Año 2009).	65
Figura 31.	Energía anual generada en 10, 30, 50 y 70 m usando cinco diferentes tipos de turbinas. (Año 2008).	68
Figura 32.	Energía anual generada en 10, 30, 50 y 70 m usando cinco diferentes tipos de turbinas. (Año 2009).	68
Figura 33.	Costos Iniciales de un Proyecto Eólico	72
Figura 34.	Costo específico de la energía generada por cinco aerogeneradores en Galerazamba (Años 2008 y 2009).	74
Figura 35.	Configuración espacial en filas alineadas, orientadas hacia el noreste (Parque Eólico Jepírachi).	76
Figura 36.	Parque Eólico Tilarán (Costa Rica).	76
Figura 37.	Distribución espacial del parque eólico de 12 MW	78
Figura 38.	Variación del VPN con respecto a la tasa de interés a diferentes precios de venta de la energía.	80
Figura 39.	Variación del Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI) con respecto a la tasa de interés a diferentes precios de venta de la energía.	82

Figura 40. Toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas por diferentes fuentes al generar la misma cantidad de energía que produciría el parque eólico. 86

## LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Evolución histórica del tamaño de los aerogeneradores	17
Tabla 2. Presión corregida para cada mes del año	39
Tabla 3. Temperatura corregida para cada mes del año.	40
Tabla 4. Densidad de energía eólica ( $W/m^2$ ) a una altura de 10 m	48
Tabla 5. Valor máximo, mínimo y promedio anual de la velocidad del viento en Galerazamba – Bolívar	53
Tabla 6. Variación con la altura del valor máximo, mínimo y promedio anual de la velocidad del viento en Galerazamba – Bolívar	57
Tabla 7. Especificaciones de los aerogeneradores seleccionados	62
Tabla 8. Cálculo del factor $[8760 \cdot g(u) \cdot F(u)]$ para diferentes velocidades del viento (Aerogenerador Neg Micon)	63
Tabla 9. Energía producida en Galerazamba por los aerogeneradores, simulados a su altura de buje.	67
Tabla 10. Análisis de la Varianza para la energía producida	70
Tabla 11. Costo de la Energía Producida con la Turbina Vestas 2000.	73
Tabla 12. Valor de la TIR para diferentes precios de venta de la energía.	83
Tabla 13. Análisis Financiero del Proyecto: Parque Eólico de 12 MW en Galerazamba.	85
Tabla 14. Posibles Impactos Ambientales Durante las Diferentes Fases de un Parque Eólico	89

## LISTA DE ANEXOS

		Página
<b>ANEXO A</b>	PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN DE WEIBULL	107
<b>ANEXO B</b>	DENSIDAD PROMEDIO DEL AIRE (KG/M <sup>3</sup> ) A UNA ALTURA DE 10 m	110
<b>ANEXO C</b>	HOMOLOGACIÓN ENTRE LA RUGOSIDAD DEL PERFIL DE LYSEN CON EL USO DE VOCACIÓN DEL SUELO DEL IGAC PARA ASIGNAR EL VALOR DE Z <sub>0</sub> .	111
<b>ANEXO D</b>	PROBABILIDAD ACUMULATIVA (w(v)), PARA LOS DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO (v) ORDEBADOS EN FORMA ASCENDE, CONCERNIENTES A REGISTROS DIARIOS EN GALERAZAMBA ( <b>AÑO 2008</b> ).	112
<b>ANEXO E.</b>	DIMENSIONES E INDICADORES DE LAS VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN.	114

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

$A$	Área de Barrido
$\alpha$	Parámetro de Escala de la Distribución De Weibull
$\beta$	Parámetro de Forma de la Distribución De Weibull
$C_{om}$	Costos de Operación y Mantenimiento
$\rho$	Densidad del Aire
$e$	Tensión de Vapor del Aire
$E$	Energía Cinética
$E_g$	Energía Generada anualmente por el Parque
$E_p$	Potencia Eólica
$\overline{E}_p$	Densidad de energía eólica
$F(v)$	Función de Probabilidad de Weibull
$g(v)$	Curva de Potencia del Aerogenerador
$H_{850}$	Altura geopotencial a 850 hectopascales
$i$	Tasa de Inflación
$I$	Inversión Inicial
$L$	Distancia Horizontal
$m$	Masa del Aire
$n$	Vida Útil del aerogenerador
$N_h$	Número de Horas al Año
$P$	Presión
$P_v$	Precio de Venta del kWh
$P_\infty$	Presión al Nivel del mar
$P_{s0}$	Presión en la Superficie



$R$	Constante de los Gases Ideales
$R^2$	Coefficiente de Correlación
$r$	Tasa de Interés
$S$	Valor de Salvamento
$t$	Tiempo
$TRI$	Tiempo de Retorno de la Inversión
$TIR$	Tasa Interna de Retorno
$V$	Volumen de la Masa de Aire
$v$	Velocidad del Viento
$v_m$	Velocidad de Conexión del Aerogenerador
$v_M$	Velocidad de Corte del Aerogenerador
$v_z$	Velocidad del Viento a la Altura $z$
$v_{ref}$	Velocidad del Viento para la Altura de Referencia $z_{ref}$
$VPN$	Valor Presente Neto
$w(v)$	Probabilidad Acumulativa Empírica
$Z$	Altitud de la Zona
$z$	Altura a la Cual se Desea Determinar la Velocidad del Viento
$z_{ref}$	Altura de Referencia (10 m)
$z_0$	Longitud de Rugosidad

## RESUMEN

En este trabajo se realizó la modelación matemática y simulación de la producción de energía eléctrica generada a partir del viento, así como su evaluación económica y ambiental en el corregimiento de Galerazamba. Para la selección de este lugar se tuvo en cuenta su ubicación en el departamento de Bolívar y algunos antecedentes que manifiestan el atractivo que este representa para el desarrollo de proyectos eólicos. Además, esta zona fue la tercera con mayor densidad de energía eólica (dentro de las 45 zonas del país evaluadas), siendo esta de  $132,6 \text{ W/m}^2$ . En los años 2008 y 2009, Galerazamba presentó promedios anuales de la velocidad del viento de 5,14 y 5,2, respectivamente, aunque durante estos años se registraron valores de velocidad comprendidos entre 1,5 y 11,9 m/s.

Los resultados indican que en Galerazamba es posible generar energía entre 859,45 y 6.610,42 MWh/año, dependiendo de la capacidad del aerogenerador usado en la simulación (entre 1000 y 2750 kW) y su altura de ubicación (entre 10 y 70 m). El análisis económico indica que el aerogenerador Vestas 2000 kW, presentó el más bajo costo de generación (54,09 \$/kWh), por lo cual fue considerado para conformar un parque eólico de 12 MW en Galerazamba. Este parque requeriría de una inversión inicial aproximada de \$35.172.332.307,69 y la energía que produciría anualmente sería cerca de 29.849,03 MWh. Si esta energía se comercializara a un precio de \$192.61 / kWh, los indicadores financieros del proyecto establecen que el valor presente neto (VPN) sería de \$ 10.961.503.497,22, la tasa interna de retorno (TIR) sería de 22,6 % y el tiempo de retorno de la inversión (TRI) de 11 años.

El análisis ambiental del parque eólico, muestra una reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> entre 12.566,44 y 31.968,31 toneladas de CO<sub>2</sub> al año (dependiendo de la fuente de energía considerada, ya sea carbón, diesel o gas natural). Si el proyecto llegase a vender Bonos de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs), los ingresos al parque por este concepto, serían de aproximadamente 68 millones de pesos anuales.

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes alternativas de energía han tenido un gran impulso en este último siglo, destacándose la energía eólica (o energía cinética del viento), cuya capacidad instalada a nivel mundial para el año 2009 fue de 203.000 MW (WWEA, 2009). El aprovechamiento del viento como fuente de energía, se realiza a través de aerogeneradores, en los cuales el viento mueve las hélices que conectadas a un generador, transforman la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Estos equipos son optimizados continuamente, incrementándose su viabilidad económica y permitiéndoles ser instalados en muchos países del mundo como Estados Unidos, China, España, entre otros, con resultados muy favorables.

Sin embargo, antes de proceder a implementar este tipo de tecnologías en un lugar, generalmente se realizan estudios de modelación y simulación del potencial eólico disponible, producción anual de energía que se espera generar y del impacto ambiental. Todo esto, con el fin de estimar, por un lado una zona propicia para una instalación, y por otro su viabilidad económica.

Mediante este proyecto, inicialmente se realizó una evaluación de la densidad de energía eólica ( $W/m^2$ ) en 45 zonas de Colombia. A partir de estas zonas, se seleccionó Galerazamba, teniendo en cuenta además de su densidad de energía eólica, otros criterios de interés como su ubicación geográfica, los antecedentes de la zona referentes a la energía eólica, la dirección del viento y la atracción que presenta la zona para el desarrollo de proyectos eólicos. En la zona seleccionada, se realizó la modelación y simulación de la producción de energía eléctrica (a partir del viento), además de su evaluación económica y ambiental.

Los resultados parciales de esta investigación fueron presentados en el 1er Congreso Internacional de Energías Renovables (UCM, 2010), realizado en la ciudad de Manizales (Colombia).

# 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para el hombre de nuestros días, es indispensable contar con un suministro fiable y continuo de energía eléctrica, que le permita satisfacer todos los requerimientos energéticos del mundo actual. La mayor parte de esta energía se obtiene a partir de combustibles tradicionales, según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), cerca del 56% de la energía eléctrica mundial se obtiene a partir de carbón (41%) y gas natural (15%) (IEA, 2008). Ambos, se caracterizan por ser no renovables (lo cual implica que algún día sus reservas existentes se agotarán) y porque tienen un impacto negativo sobre el medio ambiente, representado principalmente por la emisión de gases provocadores del efecto invernadero. Solo en el año 2006 se estima que las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la producción de energía eléctrica en el mundo, fueron de 10.2 Gigatoneladas (IEA, 2009). Los anteriores aspectos han despertado el interés mundial por disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y han contribuido a la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes energéticas, de modo que se disminuya la contaminación ambiental. La energía eólica es una alternativa renovable y limpia que presentó el mayor crecimiento a nivel mundial con un 31.7% en el año 2009 (WWEA, 2009).

En el caso nacional, la energía eléctrica producida se obtiene mayoritariamente de una fuente renovable, dado que un 66.62% de esta, se genera a partir de centrales hidroeléctricas. Lo anterior no significa que Colombia este exenta a la problemática asociada al uso de combustibles fósiles, ya que el 32.75% de la energía eléctrica total se obtiene a partir de gas natural y carbón. Se estima que en el año 2006 se emitieron en Colombia 50.000 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmosfera

y para el año 2025 se proyecta un incremento en 27 millones. El carbón es el energético con mayor aporte de CO<sub>2</sub>, y pasaría de emitir 6,9 millones de toneladas en el 2006 a 16.5 en el año 2025 (UPME, 2007).

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante para el país desarrollar estudios en torno al desarrollo de las energías renovables, tanto por sus beneficios ambientales, como diversificación y fortalecimiento del sistema energético nacional, de manera que sea capaz de enfrentar posibles inconvenientes en el futuro como la escasez o alza en el precio de los combustibles tradicionales, o el hecho de presentarse inconsistencias en el sistema hidroeléctrico nacional (como la ocurrida en la crisis energética del año 1992, y otros inconvenientes menores provocados por el “fenómeno del niño”).

## **1.2 ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN**

- Todos los resultados expuestos en este trabajo se obtuvieron sin requerir de la compra e implementación real de aerogeneradores, sino más bien del uso y ajuste de datos experimentales suministrados por el IDEAM a modelos matemáticos y su posterior correlación mediante módulos interactivos desarrollados a través de Excel®.
- A pesar de que se realizó un estudio inicial sobre 45 zonas del país (ver sección 4.1), Galerazamba fue el lugar seleccionado para calcular el potencial eólico usando cinco diferentes tipos de aerogeneradores y diferentes alturas, así como el

estudio económico y ambiental. Del mismo modo, la evaluación sobre la implementación de un parque eólico de 12 MW solo se realizó para este lugar.

➤ En la evaluación económica sobre la implementación del parque eólico que se presenta en este trabajo, no se tuvieron en cuenta algunos detalles como el valor de la importación de los aerogeneradores, comercialización y distribución de la energía producida, entre otros aspectos relacionados. Estos se deben tener claros a la hora de instalar y poner en marcha el parque eólico.

### **1.3 JUSTIFICACIÓN**

En la actualidad, la energía eléctrica de origen eólico se constituye como una opción energética real, llegando a representar porcentajes significativos de la producción total de energía en algunos países, como Dinamarca (21,3%) y España (11,8%) (EWEA, 2008). Los avances tecnológicos actuales del sector eólico, permiten la construcción de máquinas de potencia importante y gran fiabilidad de funcionamiento, con las que, en lugares apropiados, pueden construirse parques eólicos de gran potencia que pueden generar cantidades significativas de energía económicamente rentable; al mismo tiempo que su implantación contribuiría a la reducción de las emisiones de gases provocadores del denominado efecto invernadero y en definitiva del cambio climático.

Ante la situación general del desarrollo progresivo de la energía eólica en el mundo y teniendo en cuenta las ventajas energéticas, socioeconómicas y medioambientales que su aprovechamiento genera, y atendiendo a la planificación territorial y sectorial de la energía en Colombia (UPME, 2007), que apuesta clara y decididamente por el aprovechamiento máximo de los recursos renovables y la utilización de energías limpias; resulta especialmente justificado realizar investigaciones en torno al recurso eólico de nuestro país.



Por otro lado, pese a que la mayor parte de las regiones del mundo han optado por la energía eólica como la opción para diversificar y fortalecer sus sistemas energéticos, el crecimiento que presenta América Latina ha sido débil (LAWEA, 2009). Los mayores retos a vencer para la construcción de los proyectos eólicos ha sido el financiamiento apropiado a las condiciones macroeconómicas y políticas de cada país (Kissel & Krauter, 2006) (Lewis & Wiser, 2007). Mientras se mejoran las condiciones que faciliten la incorporación de estas tecnologías en la región, es importante que Colombia, así como la mayoría de países Latinoamericanos, enfoquen sus investigaciones principalmente a cuantificar y cualificar su recurso eólico, así como realizar estimaciones sobre la viabilidad de su aprovechamiento.

Hasta ahora, el estudio más completo realizado en el país es el “*Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*” (IDEAM, 2006). Sin embargo, este documento no reporta modelación matemática ni simulaciones que permitan hacer estimaciones sobre la cantidad de energía eléctrica anual que se podría producir en una determinada zona mediante el uso de distintos tipos de aerogeneradores comerciales. Tampoco presenta evaluación económica ni el impacto ambiental causado por la implementación de este tipo de energía en el país.

La simulación y evaluación del aprovechamiento de este recurso en una determinada zona de Colombia, permitirá analizar su competitividad con respecto a combustibles fósiles y llegar a conclusiones que puedan servir como punto de partida para futuros estudios y posibles instalaciones de parques eólicos en este lugar.

Por último, vale la pena destacar como producto de esta investigación, que el documento final constituirá un referente primario para toda la comunidad académica y científica nacional, a la hora de hacer estudios en torno al desarrollo de este tipo de energía en el país.



## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

Modelar, simular y evaluar la implementación de un sistema de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en una zona de Colombia.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Modelar matemáticamente y evaluar el potencial eólico de Colombia, mediante el análisis de 45 zonas del país y seleccionar una zona apropiada para su aprovechamiento energético.
- Simular la producción de energía eléctrica en la zona seleccionada usando cinco diferentes tipos de turbinas a tres diferentes alturas de ubicación de las mismas.
- Determinar el tipo de aerogenerador a utilizar, la cantidad y su distribución espacial adecuada para la implementación de un parque eólico en este lugar del país.
- Hacer un análisis económico de la implementación de un parque eólico, con el fin de estimar la viabilidad del mismo, en la zona seleccionada.
- Estimar el impacto ambiental que sería generado con la implementación de un parque eólico en esta zona.

## 2 MARCO DE REFERENCIA

### 2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Según Duran (2004), en un futuro próximo la energía eólica sería admitida alrededor del mundo por la sociedad, la industria y la clase política, como una alternativa de energía, práctica, económica y amigable con el medio ambiente. Sin embargo, para que esto suceda, son muchas las investigaciones que se deben realizar para mejorar su nivel de desarrollo y lograr que la energía eólica pueda ser competitiva frente a otras alternativas energéticas tradicionales.

Durante la revisión bibliográfica realizada, se lograron identificar claramente cuatro (4) tendencias o líneas de investigación, en torno al desarrollo de la energía eólica. A continuación se hace una breve descripción de cada una de ellas:

**(1) Diseño de Aerogeneradores más Eficientes y Económicos:** Es un área de investigación fundamental, ya que el costo de la energía producida depende en gran medida del precio del aerogenerador y de su eficiencia. Según publicaciones recientes (Gokcek & Serdar y Blanco, 2009), el costo de un aerogenerador se encuentra alrededor de un 70% del costo total generado por la implementación de un proyecto eólico. Las mejoras sobre un aerogenerador se pueden hacer en distintos aspectos, tales como: el diseño aerodinámico de las aspas (Maheri & otros, 2007; Ameku, 2008); Nuevos materiales para su construcción con mejores propiedades mecánicas y que sean económicos (Habali & Saleh, 2000; Jureczco & otros, 2005); Creación y uso de software para diseñar aerogeneradores (Vitale & Rossi, 2008); Aplicación de nuevas tecnologías para su manejo y control, como la automatización y la electrónica (No & otros, 2009); entre otros.

**(2) Estudios Meteorológicos:** Muchas investigaciones están dirigidas a desarrollar modelos matemáticos que permitan la predicción a corto plazo de ciertas variables meteorológicas que cambian con respecto al tiempo y dependiendo del lugar donde se midan, tales como: velocidad y dirección del viento, densidad del aire, temperatura y presión atmosférica (Losada, 2002) (Férrnandez, 2008). Otros trabajos se destinan a la elaboración de mapas eólicos sobre una región determinada, como por ejemplo el Atlas desarrollado por (Henríquez, 2006) para la región del Biobo en Chile.

**(3) Gestión de Políticas para la Promoción de la Energía Eólica:** En este tipo de investigaciones se proponen mecanismos políticos que faciliten la implementación de las energías renovables en un país (Menz & Vachon, 2006) (Saidur, 2010). Estudios relacionados se han realizado en muchos países como Estados Unidos (Bird, y otros, 2005), Australia (MacGill, 2009), Sudáfrica (Winkler, 2005), Lituania (Markeviciu & otros, 2007), Dinamarca (Agnolucci, 2007), Brasil (Costa & otros, 2008), entre otros. Se destaca el caso de Brasil, que se constituye como el país latinoamericano con mayor crecimiento en energías renovables, hasta el punto que cuenta con compañías locales, manufactureras de equipos eólicos. Todo esto gracias a políticas implementadas, como el Programa de Incentivos de los Recursos Energéticos Alternativos (PROINFA), el cual promueve la generación de energía a partir de tres fuentes renovables: Eólica, Biomasa e Hidroeléctrica (Marquez & Salem, 2008). Otras publicaciones hechas en Brasil, estuvieron enfocadas en adaptar las políticas de otros países europeos que han tenido éxito en el tema de las energías renovables como es el caso de Alemania (Kissel & Krauter, 2006; Wachsmann & Tolmasquim, 2003).

**(4) Evaluación del Potencial Eólico de una Zona Mediante Modelación Matemática y Simulación:** La mayoría de las publicaciones encontradas en esta área, fueron desarrolladas en países en vía de desarrollo, y generalmente se fundamentan en el análisis estadístico de datos sobre variables meteorológicas, recolectados durante un periodo de tiempo. La importancia de este tipo de

investigaciones, radica en que permiten hacer estimaciones sobre la cantidad de energía eléctrica que se puede obtener en una zona, además de analizar su factibilidad económica, previo a la instalación de un parque eólico. Los antecedentes que a continuación se presentan, se refieren a esta línea de investigación, ya que es sobre la cual se desarrolla el presente trabajo.

### 2.1.1 Antecedentes en el Mundo

- Un interesante estudio fue realizado por Shata & Hanitsch (2006), quienes desarrollaron una evaluación del potencial eólico en las costas del mar mediterráneo en **EGIPTO**, a partir de datos mensuales de velocidad del viento, temperatura y presión. En este trabajo se estudiaron varias zonas costeras llegando a la conclusión que la costa norte de Egipto tiene un potencial eólico aprovechable, debido a que las posibilidades de encontrar velocidades menores a 3,1 m/s son pequeñas. También, se llevo a cabo una estimación de análisis de costos para una turbina de 1MW en la estación denominada El Dabaa, donde la energía estimada anual fue de 2.718 MWh/año y el costo específico por kw-h fue 0,02€.
  
- En **ARGELIA**, Ettoumi & otros (2008) evaluaron el potencial eólico en cinco regiones a través de la simulación de nueve aerogeneradores de pequeña y mediana capacidad. Se estimó la energía eólica convertida por las turbinas considerando cuatro alturas: 10, 20, 40 y 60 m en cinco diferentes regiones. Por otro lado, se obtuvo como resultado que cada turbina podría suministrar cerca de 1.000 y 10.000 MWh/año a 60m de altura.
  
- Nouni & Otros (2006), llevaron a cabo una evaluación técnica y económica del potencial eólico en la **INDIA**, simulando aerogeneradores de pequeña potencia. Los principales resultados obtenidos son los siguientes: Energía producida: 765 – 1.770 kWh (turbina de 1kW); Costo específico de la energía producida: entre 0,1 y 1,86 US / kWh.

➤ **CHINA** es el segundo país con mayor capacidad eólica instalada en el mundo (año 2009), con 26.010 MW de potencia (WWEA, 2009). En este país, Zhou & otros (2006) estudiaron el potencial eólico sobre cuatro islas de la región del Río Perla. Los parámetros de la ecuación de Weibull, fueron determinados mediante un análisis estadístico de los promedios mensuales y horarios de velocidad del viento y usando el método de la función Gamma. Además, se determinó la densidad de potencia energética en cada zona, concluyéndose que el potencial eólico varía considerablemente de un sitio a otro. Los mejores resultados se dieron para la zona Waglan Island, donde la velocidad del viento promedio anual fue de 6,9 m/s y se obtuvo una densidad de potencia de 417 W/m<sup>2</sup>. Este trabajo no presenta estudio económico ni evaluación ambiental.

➤ En **ESTADOS UNIDOS**, se destaca el estudio realizado en el norte de Dakota (Knoll & Klink, 2009), donde se evaluó la viabilidad de la implementación de aerogeneradores en esta región, tanto a escala residencial (turbinas de baja potencia) como comercial (turbinas de alta potencia). Teniendo en cuenta las propiedades meteorológicas de catorce sitios, se estimaron para cada uno de ellos, la cantidad de energía eléctrica que podía ser generada en ambas escalas. Para la escala residencial se empleó una turbina de 10 kW marca BWG Excel y para la escala comercial una de 1,5 MW de marca General Electric. En este trabajo también fue necesaria la utilización del atlas eólico de la zona denominado “*North Dakota – Wind Resource Map*”. En este artículo se concluye que Dakota posee un alto potencial eólico y se estimó que la turbina de escala residencial puede proveer más del 90% del promedio anual de energía consumido por las personas en el norte de Dakota; Además, que 6 turbinas de escala comercial eran suficientes para generar la energía eléctrica necesaria para el lugar.

➤ En **GRECIA**, los ingenieros químicos Vogiatzis & otros (2004), realizaron el trabajo titulado: “*Analysis of wind potential and characteristics in NorthAegean,*

Greece". Este trabajo se realizó con el fin de establecer si en esta zona había el suficiente potencial eólico para accionar una unidad de desalinización de agua. Los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  de la ecuación de Weibull fueron calculados por el método de análisis de regresión entre los valores de la variable y su probabilidad acumulativa. A partir de los resultados obtenidos se concluye que la zona no es apta para emplear la energía eólica en mencionado proceso ya que generalmente se presentan velocidades del viento muy bajas, entre 1,48 y 4,28 m/s.

➤ El potencial eólico de Quebec (**CANADÁ**), fue estudiado por Ilinca & otros (2003). En este estudio se presenta el desarrollo de un atlas de viento para la provincia de Quebec. Se requirió la extrapolación de las velocidades del viento a las alturas de 10, 30, Y 50m teniendo en cuenta las propiedades de la zona. En este trabajo se determinaron los parámetros de la ecuación de Weibull mediante el método de la función Gamma y por último se estimó la densidad de potencia en la zona para las distintas alturas.

➤ Elamouri & Amar (2008), determinaron el potencial eólico en **TUNISIA** (País con costas en el mar mediterráneo). Se estudiaron 17 sitios a lo largo del país, y el estudio estuvo basado en los datos suministrados por el Meteorology National Institute (INM). Para el análisis de estos datos se usaron dos métodos estadísticos: el método de Weibull y el método meteorológico. Se realizó una extrapolación de la velocidad del viento a diferentes alturas.

➤ En Latinoamérica, **BRASIL** es pionero en energías renovables. En este país se destacan investigaciones como la realizada por Sadhu (2003), donde se analiza el potencial eólico de varias zonas y se lleva a cabo la simulación de diferentes turbinas comerciales.

➤ En **ARGENTINA** se analizó el potencial eólico, para la producción de hidrógeno en departamentos de la provincia de Córdoba (Rodriguez & otros,



2010), con miras a su aplicación como combustible vehicular; considerando hidrógeno puro, así como el GNC denominado plus, donde el hidrógeno se mezcla con el gas natural comprimido en relación 20% v/v.

➤ En **MEXICO**, Jaramillo & otros (2004) estimaron la producción de energía a partir del viento en diferentes zonas. Sus principales resultados fueron: Producción anual de energía: entre 1.707 y 1.747 GWh; Costos de Generación: Entre 4,5 y 6,2 US¢/kWh; Costos de Inversión: Entre 1.000 y 1.100 US\$/kWh.

### **2.1.2 Antecedentes en Colombia**

➤ En Colombia existe una cantidad limitada de investigaciones en torno a la energía eólica. Algunos estudios preliminares para su aprovechamiento en zonas no interconectadas a la red nacional y el *Manual de Aplicación de la Energía Eólica*, del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas de Colombia (Pinilla, 1997), fueron trabajos que trataron el tema en los 90's. Otros trabajos importantes corresponden a proyectos de grado como los realizados por Orozco & Rodriguez (2001) y Pino (2009), en los cuales se subvalora el aporte que pudiera lograrse al sistema eléctrico nacional, en especial al interconectado y reducen su enfoque a aplicaciones de poca potencia.

➤ En el año 2004, se desarrolló en Colombia el único proyecto claramente identificado para aprovechar el recurso eólico a gran escala. Este fue llevado a cabo por iniciativa de las Empresas Publicas de Medellín, quienes instalaron 15 aerogeneradores de 1,3 MW (cada uno), para constituir el parque eólico Jepírachi. Este parque se encuentra localizado en la región nororiental de la costa atlántica colombiana, entre las localidades de Cabo de la Vela y Puerto de Bolívar (Departamento de la Guajira). En la selección de esta zona como ubicación del proyecto, se tuvo en cuenta, además de que se presentan altas velocidades del viento, la localización dentro del territorio indígena, lo cual tiene significancia

relevante frente a otras áreas geográficas (E.P.M., 2005). El parque Jepírachi fue formulado como proyecto de reducción de emisiones aplicable al Mecanismo de Desarrollo más Limpio (MDL), dentro del marco del Protocolo de Kyoto (E.P.M., 2008). El contrato de venta de reducción de emisiones fue suscrito con el Fondo Prototipo del Carbono, entidad promotora del MDL adscrita al Banco Mundial, donde se negociaron las primeras 800.000 toneladas de CO<sub>2</sub> a un precio de US \$4,0/tonelada, de los cuales US \$3,5 son para EPM y US \$0,5 es para invertir en obras de beneficio social para la comunidad Wayuu. A raíz de la experiencia en Jepírachi, el Banco Mundial creó el Fondo Comunitario del Carbono, cuyo propósito es apoyar pequeños proyectos que promueven el desarrollo sostenible, incrementando la calidad de vida de las comunidades con escasos recursos económicos. Cabe resaltar, que los estudios preliminares a la instalación del parque Jepírachi, indicaron que no era económicamente viable, pero que en largo plazo las políticas ambientales y las tendencias de desarrollo tecnológico y comercial lo harían competitivo. Además, este parque se instaló principalmente con propósito experimental, para la adquisición de conocimiento y adaptación tecnológica.

- En el año 2006, fue publicado el estudio más completo, hasta ahora realizado en el país, y se titula: “*Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*” (IDEAM, 2006). Este documento presenta la distribución del recurso viento a lo largo del territorio nacional, mediante mapas y además se publican algunos datos nacionales, importantes para el estudio de la energía eólica.
  
- En el año 2008, Álvaro Pinilla (2008) mediante su publicación llamada: “*El Poder del Viento*”, presenta información actual sobre el uso de la energía eólica para generación de electricidad a nivel mundial y también describe los planes de inversión inmediata para acrecentar su uso tanto en Europa como en América Latina. En este trabajo se especula sobre el potencial eólico en Colombia para la

generación de energía eléctrica a nivel comercial y otros usos locales como el bombeo de agua.

➤ Algunos trabajos se han realizado para evaluar el funcionamiento del parque eólico Jepírachi, tal como el titulado: “*Performance Evaluation of Jepírachi Wind Park*”, desarrollado por (Pinilla, 2009). En esta publicación se presentan algunos detalles técnicos y experiencias operacionales aprendidas durante el tiempo que lleva en marcha el parque eólico Jepírachi. Se muestra que el rendimiento individual de las turbinas ha sido alto, con valores de 65–75%. De acuerdo a los niveles de energía eléctrica producida, la producción anual ha sido medida como 1.750 kWh/m<sup>2</sup> por turbina, excediendo los valores típicos presentados en la literatura.

➤ Aunque en el país existen otras regiones que poseen un potencial eólico aprovechable (IDEAM, 2006), las principales investigaciones se han desarrollado sobre la región de la Guajira, donde se destaca la realizada por (Mejía & otros, 2006), quienes simularon la producción de energía eólica a través de varias turbinas de diferente potencia a diferentes alturas: 20, 50 y 60m. En esta misma región, (Botero & otros, 2010) estimaron la energía producida por la turbina Nordex N60, en la alta Guajira a una altura de 60 m. Se estimó que un parque eólico de 50 MW (39 aerogeneradores) produciría en promedio 197.220 MWh / año.

➤ Recientemente, también en el departamento de La Guajira, se instaló por parte del (IPSE, 2010), un sistema de poligeneración en el corregimiento de Nazareth. Este sistema consta de una capacidad total de 828 kW, de los cuales: 200 kW corresponden a generación eólica, y el resto consiste de energía solar fotovoltaica (100 kW) y termoeléctrica (525 kW). Este proyecto se constituye como una solución energética para las comunidades apartadas de la Guajira y

beneficiará a 390 familias, un internado de 500 estudiantes, un hospital, un puesto de salud, entre otras comunidades.

## **2.2 MARCO TEÓRICO**

### **2.2.1 Historia y Estado Actual de la Energía Eólica.**

El primer equipo que permitió la generación de electricidad a partir del viento, aparece en el año 1891 y fue construido por el físico danés Poul LaCour (Rechsteiner, 2008; Perez, 2009). En los años siguientes se fabricaron muchos equipos de este tipo, alcanzando su mayor auge en 1920, cuando existían cerca de trescientos fabricantes de aerogeneradores en el mundo (Burgos, 2008). Las teorías aerodinámicas permitieron establecer los principios básicos de funcionamiento de las nuevas aeroturbinas lográndose optimizar los diseños. Glauert establece las teorías en que se basa el comportamiento aerodinámico de las aeroturbinas modernas (Glauert, 1926) y el físico Alemán Albert Betz publica en 1927 su famoso enunciado que demostraría que no es posible extraer más del 59% de la energía contenida en el viento.

Sin embargo, este crecimiento en la industria eólica se ve afectado en el año 1961 gracias al bajo precio del petróleo, hecho que significó que el costo de la energía eólica fuera inaccesible e incompetente con respecto a la energía obtenida a partir del crudo (Pérez, 2009).

Paradójicamente, en los años 70's se presentó un proceso inverso, y la energía eólica volvió a ser atractiva: la crisis generada por los altos precios del petróleo y sumado a esto, los signos claros y visibles de la contaminación ambiental, fueron motivos para que el mundo volviera su mirada a las energías renovables (Ackermann & Soder, 2002; Hepbasli & Ozgener, 2004). A partir de entonces, surgen muchos avances y mejoras en el diseño y construcción de nuevos

aerogeneradores, tanto en Europa como en Estados Unidos (Duran, 2004). En la Tabla 1, se indica la evolución que han tenido los aerogeneradores a través de los años, en relación a su potencia nominal y su tamaño, aunque ciertamente esta evolución ha ido de la mano con otros desarrollos modernos como la electrónica, el control automático, nuevos materiales, sistemas de información, entre otros.

**Tabla 1. Evolución histórica del tamaño de los aerogeneradores**

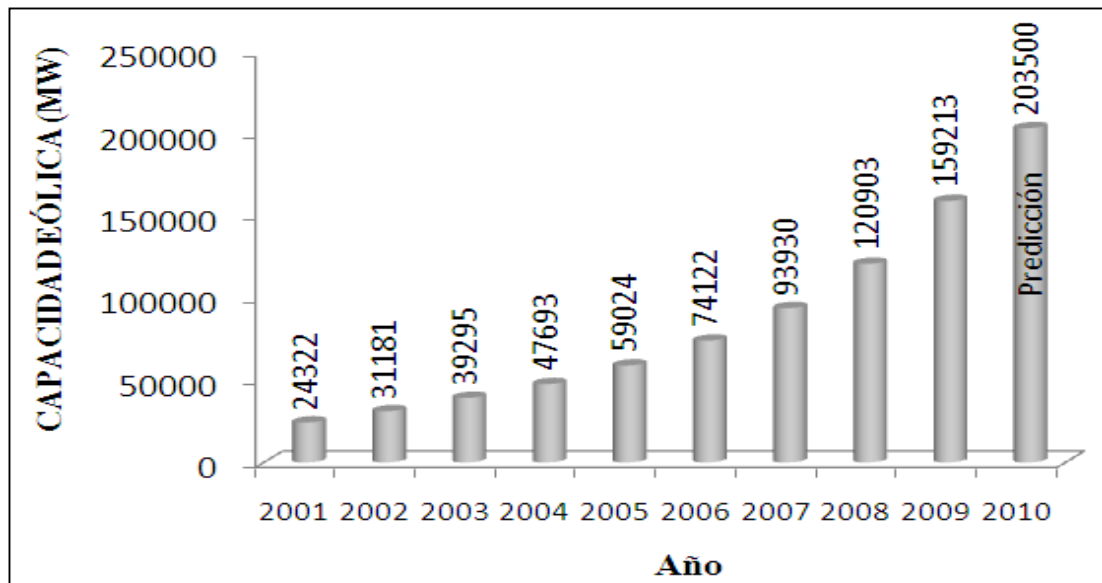
Año	Potencia Nominal (kW)	Diámetro del Rotor (m)	Altura de Buje (m)
1985	50	15	15
1989	300	30	15
1992	500	37	20
1994	600	46	50
1998	1500	70	60
2001	2000	72	70
2002	2500	80	80
2010	5000	115	90

**Fuente: (Pinilla, 2008) (Duran, 2004)**

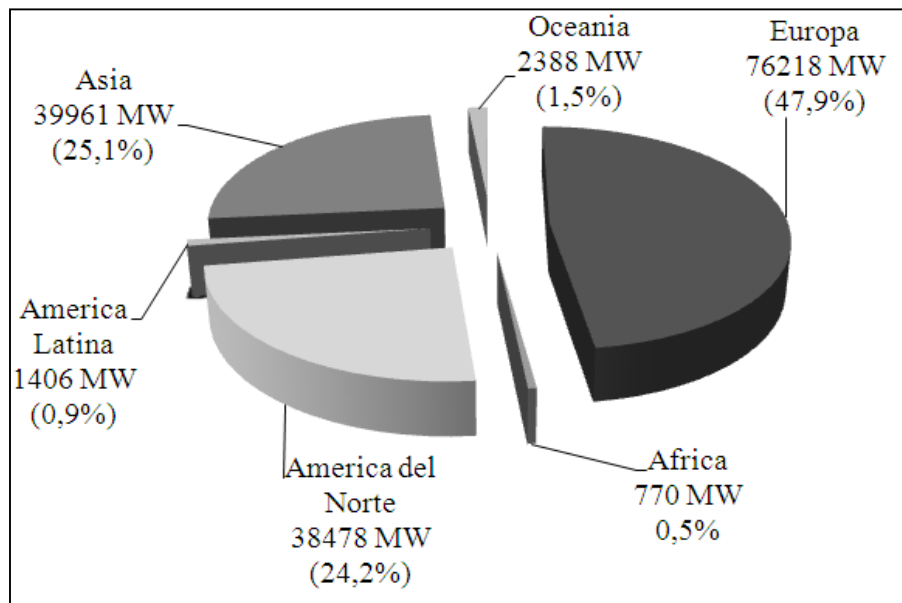
En cuanto al estado actual de la energía eólica, en los últimos años su implementación en el mundo ha presentado un crecimiento exponencial. Según reportes de la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA, 2009), la capacidad instalada se ha duplicado cada tres años (ver Figura 1). En el año 2009, un total de 82 países utilizaron la energía eólica sobre una base comercial, siendo los de mayor capacidad instalada, los siguientes: Estados Unidos (35.159 MW), China (26.010 MW) y Alemania (25.777 MW).

El continente que presentó mayor potencia instalada para el año 2009 fue Europa, siendo esta de un 48% del total mundial (ver Figura 2). Durante este mismo año, Latinoamérica presentó la más alta tasa de crecimiento (113,3%), con respecto al resto de las regiones del mundo (WWEA, 2009). Este gran avance (después de muchos años de estancamiento) es debido principalmente a dos países: Brasil y

México, los cuales cuentan con una capacidad instalada de 602,2 y 402 MW, respectivamente (LAWEA, 2009).



**Figura 1. Crecimiento anual de energía eólica Instalada a nivel mundial.**  
 Fuente: World Wind Energy Agency (WWEA, 2009)



**Figura 2. Distribución por regiones de la energía eólica instalada en el mundo**

Fuente: World Wind Energy Agency (WWEA, 2009)

### 2.2.2 Origen y Circulación de los Vientos.

El viento no es más que el movimiento de una masa de aire. Este movimiento es causado por diversos patrones de circulación, los cuales pueden ser de dos tipos:

- **Vientos de Naturaleza Global** (Pinilla, 1997): Los gradientes de presión y temperatura presentados a lo largo de la superficie terrestre, en conjunto con el movimiento de la tierra producen los llamados patrones globales de circulación (ver Figura 3). De forma global, la zona del ecuador recibe mayor radiación solar que los polos produciéndose un diferencial energético, lo cual hace que los vientos se transporten de la zona del ecuador hacia los polos. Durante este proceso las masas de aire caliente provenientes del Ecuador, ascienden unos 100km, y posteriormente se dividen en dos, uno hacia el norte y otra al sur, ambas enfriándose y volviéndose más pesadas en su transcurrir. A nivel de superficie, los vientos se devuelven hacia el ecuador como vientos alisios. Debido a la rotación de la tierra su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios norte y sur. Por esto la dirección de los vientos alisios es NE y SE (la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige).
- **Vientos de Naturaleza Local:** Son influenciados por las condiciones locales de la superficie, tales como la topografía, el relieve, la hidrología y rugosidad del terreno (vegetación, edificios, obstáculos), entre otras. Por ejemplo, en la Figura 4 se muestra un viento de escala media como lo es la brisa marina, la cual se puede observar cerca a las playas. Durante el día la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla. Durante la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina.

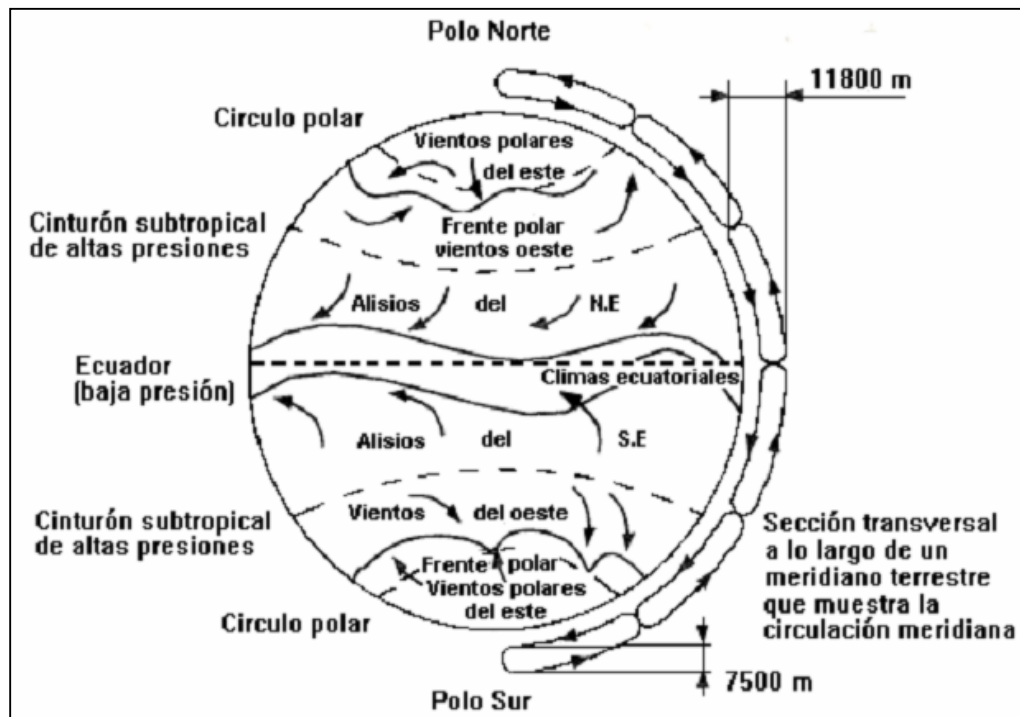


Figura 3. Representación del patrón global de circulación de vientos

Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica (Pinilla, 1997)



Figura 4. Vientos de naturaleza local. Brisa marina del día (izquierda) y de la noche (derecha).

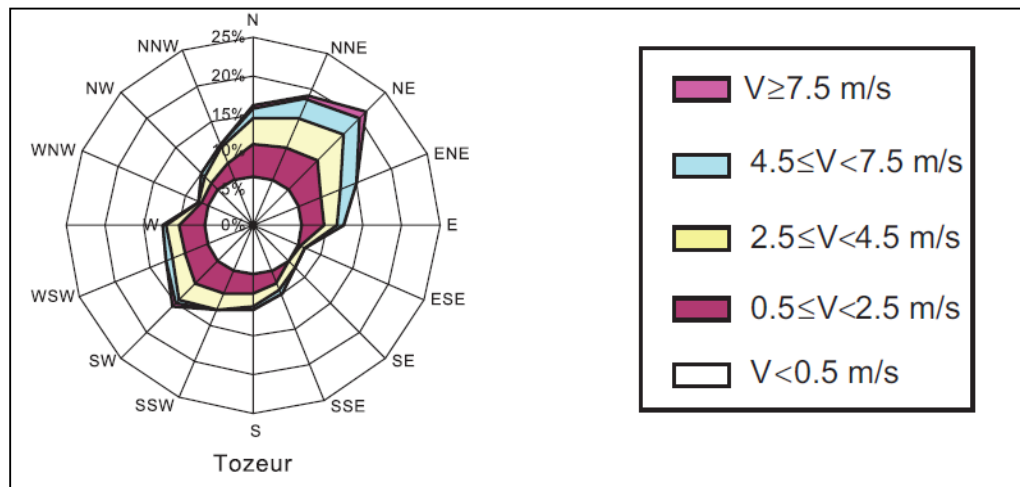
Fuente: Energía Eólica, Guía Técnica. (Agencia Andaluz de Energía, 2008)



### 2.2.3 Valoración del Viento

Para el estudio y aprovechamiento del recurso eólico como fuente de energía, la variable más importante que se debe considerar es la velocidad del viento, cuya medición se realiza a través de aparatos llamados anemómetros. Se deben determinar las condiciones del viento durante un periodo de tiempo de un año o más. En general, para considerar proyectos eólicos, se requiere que en la zona se presenten promedios de la velocidad del viento superiores a 4 m/s (Fernández, 2003). Otras variables importantes y que se deben tener en cuenta son la dirección del viento, la densidad del aire, la presión y temperatura atmosférica, entre otras.

Una forma gráfica de valorar el recurso eólico de un lugar, es a través de la denominada rosa de los vientos (Figura 5). Esta permite dar una idea aproximada de la intensidad y dirección del viento, aunque no es suficiente para hacer evaluaciones de energía.



**Figura 5. Ejemplo de rosa de vientos.**

Fuente: Wind Energy Potential in Tunisia. (Elamouri y Amar, 2007).

## 2.2.4 Generalidades de los Aerogeneradores

➤ **Tipos de aerogeneradores:** Por la orientación del eje del rotor respecto al suelo, los aerogeneradores se pueden clasificar en:

### **Aerogeneradores de Eje Vertical:**

Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición Perpendicular al suelo. Son también llamados "VAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "vertical axis wind turbines". Existen tres tipos dentro de este, denominados *Darrieus* (ver Figura 6), que consisten en dos o tres arcos que giran alrededor del eje, *Panemonas* con cuatro o más semicírculos unidos al eje central y *Sabonius* con dos o más filas de semicilindros colocados opuestamente.



**Figura 6. Aerogenerador Tipo Darrieus**

Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son que puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina y no necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento. Las principales desventajas son que las

velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy leves, y su rendimiento en general es bajo y se utilizan muy poco frente a los de eje horizontal.

➤ **Aerogeneradores de Eje Horizontal:**

La principal característica de un aerogenerador de eje horizontal es que el eje de rotación se encuentra paralelo al suelo. Este tipo de aerogeneradores tienen su eje de rotación principal en la parte superior de una torre y necesitan un mecanismo de orientación para hacer frente a los cambios bruscos en la dirección del viento.

En la actualidad la mayor parte de aerogeneradores comerciales son de eje horizontal debido al mayor rendimiento que producen con respecto a los aerogeneradores de eje vertical. Además, son los que han captado el mayor interés y experimentado mejoras tecnológicas considerables.



**Figura 7. Aerogenerador de eje Horizontal**

### ➤ **Curva de Potencia de un Aerogenerador**

La curva de potencia de un aerogenerador se obtienen a partir de medidas realizadas en campo; para ello un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador, no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable. Se anotan entonces simultáneamente las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y la potencia eléctrica leída directamente del aerogenerador y se dibujan los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico (Ver Figura 28). Generalmente la curva de potencia de un aerogenerador comercial, se puede encontrar en catálogos ofrecidos por su empresa fabricante.

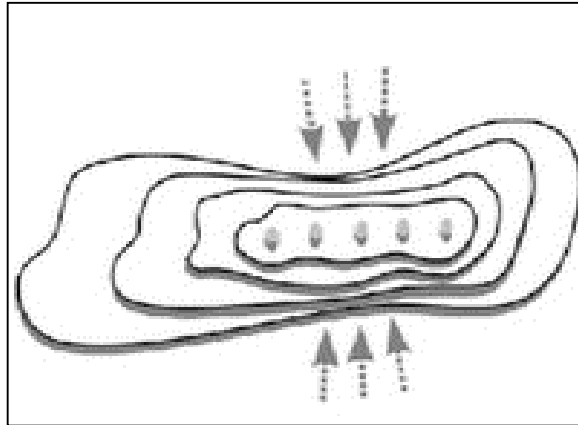
### **2.2.5 Parque Eólico.**

Con este nombre se conoce la agrupación de un determinado número de aerogeneradores que son accionados mediante la energía del viento para producir energía eléctrica.

### ➤ **Distribución de los aerogeneradores en un parque eólico**

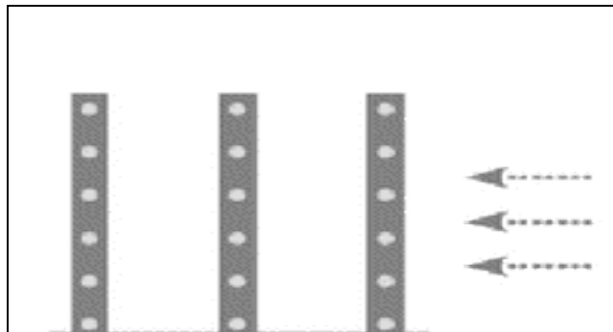
Al determinar la configuración de un parque eólico, es decir, la distribución de los aerogeneradores sobre el terreno, debe tenerse en cuenta aspectos como: dirección del viento predominante, características de los aerogeneradores y la distancia entre ellos, las condiciones del terreno, entre otros. A continuación se presentan algunas configuraciones comunes:

- (1) En la Figura 8, se muestra la configuración típica cuando los aerogeneradores se disponen sobre una elevación. Los círculos indican los aerogeneradores, en tanto que las flechas señalan la dirección del viento dominante.



**Figura 8. Parque eólico dispuesto en una sola fila sobre una elevación.**  
 Fuente: (Bilbao, 2009).

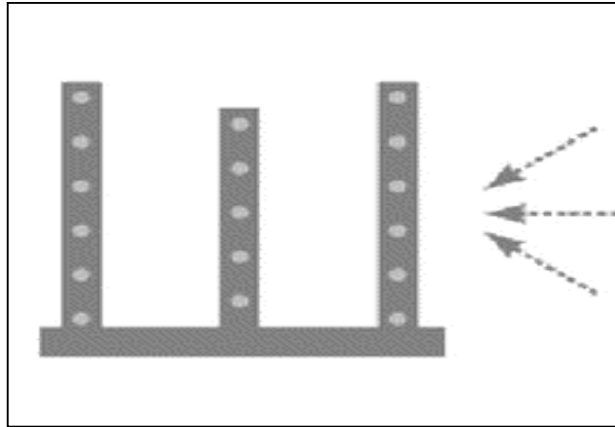
- (2) Cuando el terreno es llano y hay una dirección de viento dominante bien definida, los aerogeneradores se suelen disponer en filas alineadas (Figura 9). Para esta configuración, la separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre aerogeneradores es de tres a cinco veces su diámetro del rotor, y de cinco a nueve veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante.



**Figura 9. Configuración del parque eólico en filas alineadas.**  
 Fuente: (Moreno, 2006).

- (3) Cuando el terreno es llano, y además el viento presenta frecuentes cambios de dirección, los aerogeneradores se suelen disponer en tresbolillo (así se denomina cuando un grupo de objetos se dispone en filas paralelas, de modo que los de cada

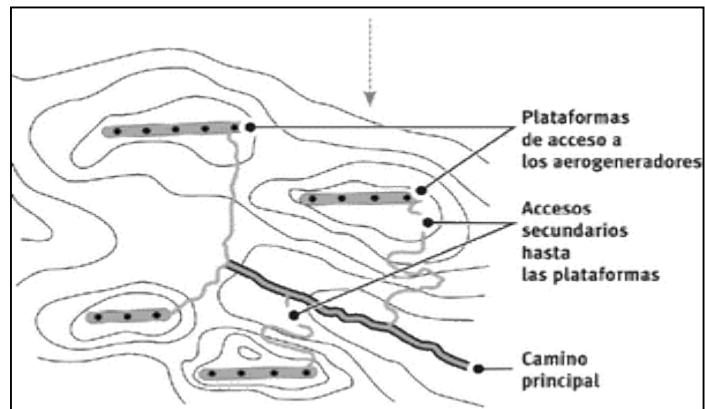
fila vayan colocados de manera que correspondan al medio de los huecos de la fila inmediata) (ver Figura 10).



**Figura 10. Configuración del parque eólico al tresbolillo.**

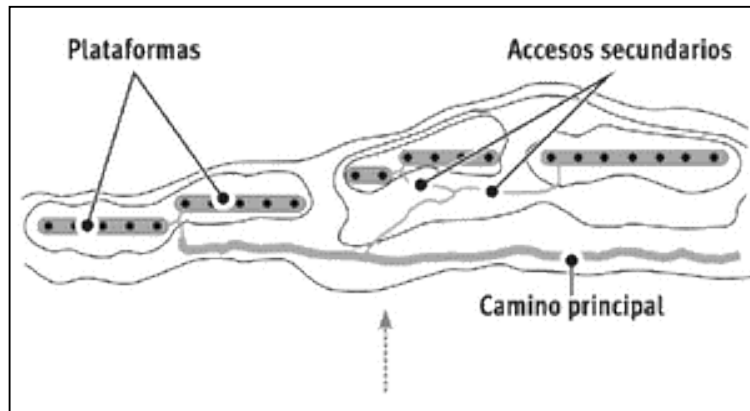
Fuente: (Moreno, 2006).

(4) En las Figuras 11 y 12, se muestran configuraciones típicas de parques eólicos sobre terrenos que presentan colinas (Moreno, 2006).



**Figura 11. Configuración del parque eólico sobre colinas no alineadas.**

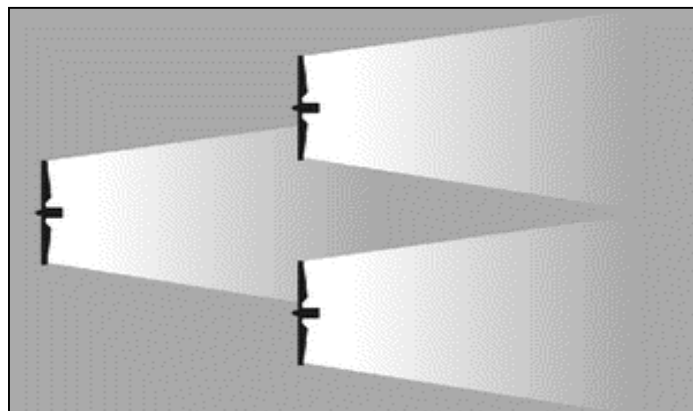
Fuente: (Moreno, 2006).



**Figura 12. Configuración del parque eólico sobre colinas alineadas.**

Fuente: (Moreno, 2006).

Los espaciamientos o distancias entre un aerogenerador y otro configuran la geometría del parque, y determinan sus pérdidas aerodinámicas. En estas pérdidas influye lo que se denomina la “sombra” que un aerogenerador puede provocar sobre otros (ver Figura 13), si no se hace una adecuada distribución espacial. Una turbina que se encuentre detrás de otra podrá extraer menos energía por ser la velocidad menor debido a la estela que se forma, o dicho de otra manera, por la sombra aerodinámica de una turbina sobre otra. Lo expuesto ocurre en los parques eólicos donde la interferencia de una turbina sobre otra trae como resultado una disminución de la energía extraída.



**Figura 13. Pérdidas Aerodinámicas de un Parque Eólico**

Fuente: (Moreno, 2006).

### **2.2.6. Aspectos Económicos de un Parque eólico.**

La generación de electricidad a partir del viento tiene tanto sentido económico como ambiental. La producción y venta de electricidad a partir del viento no es diferente de cualquier otro negocio, para que sea económicamente viable, el costo de producción de electricidad tiene que ser inferior a su precio de venta. En todos los países, el precio de la electricidad no sólo depende de los costos de generación, sino también de muchos factores diferentes que afectan al mercado, tales como subsidios a las energías renovables y los impuestos.

Los factores más importantes para determinar el costo de la electricidad generada a partir de un parque eólico son: el tamaño del parque eólico, la intensidad de la variable velocidad del viento y los costos inherentes a la instalación y mantenimiento de los aerogeneradores. Cada uno de estos factores puede tener un gran impacto en el costo de la energía producida.

Generalmente, el negocio de los parques eólicos se caracteriza por precisar una gran inversión inicial que será recuperada a lo largo de la vida útil del parque a través de la venta a la red eléctrica de la energía generada.

El camino que hay que seguir hasta la puesta en funcionamiento de la instalación es largo y complejo. Una vez comienza la actividad se incurrirá en una serie de gastos de operación y mantenimiento que son necesarios para el correcto funcionamiento del parque eólico.

En cuanto al costo de inversión de un parque eólico se pueden desglosar en cinco categorías (E.P.M., 2002):

- Aerogeneradores
- Obras civiles generales
- Cimientos de los aerogeneradores
- Costos ambientales
- Equipos para conexión al sistema



### **2.2.7 Generalidades de Galerazamba – Bolívar**

Galerazamba es un corregimiento del municipio de Santa Catalina de Alejandría, en el departamento de Bolívar. Se encuentra ubicado en las coordenadas: Latitud: 10.0° 47.0' N; Longitud: 75.0° 15.0' W y posee una elevación de 6 metros sobre el nivel del mar. Sus límites son: al norte con el mar Caribe, al sur con el corregimiento de Pueblo Nuevo, por el oeste con Loma de Arena y al este con el municipio de Piojó del departamento del Atlántico.

El corregimiento de Galerazamba presenta una topografía plana, con ligeras pendientes hacia el noroeste en la parte costera sobre el litoral Caribe, aptas para la explotación pesquera, salinera y turística. En la parte occidental y suroeste el terreno sube un poco formando pequeñas ondulaciones, estas elevaciones son inferiores a 100 metros. La temperatura promedio anual en el corregimiento, varía entre los 27 y 32°C, y la humedad relativa promedio es de 76%; generando desde el punto de vista de los suelos un clima cálido.

La economía de Galerazamba anteriormente estaba basada en la explotación salina (ver Figura 14), la cual era llevada a cabo por la antigua empresa Salinas de Colombia, cuyas instalaciones funcionaron desde la época de los 50 hasta 1992 y actualmente se encuentran en desuso (ver Figura 15). En la actualidad, los principales atractivos económicos de la zona son la agricultura y la ganadería, llevando orientación también hacia la explotación pesquera y hacia el turismo.

Este último, hoy día se constituye como uno de los sectores con mayor capacidad de generación de riqueza, y en consecuencia se presenta como una de las principales fuentes de desarrollo. El volcán del Totumo es el principal atractivo turístico, y alrededor del mismo opera la Asociación de Trabajadores del Volcán del Totumo y cuentan con 6 kioscos y 15 mesas aproximadamente para atender servicios de restaurante. En épocas de temporada alta atienden a 150 personas/día en los fines de semana, normalmente llega un promedio de siete personas por día. Se realiza un tour en canoa hasta la isla de los cocos, baño en

lodo y baño de limpieza en el embalse. En la actualidad existe un promedio de 54 familias que derivan su sustento de las actividades turísticas alrededor del volcán del totumo. Otro atractivo importante son las playas de Galerazamba, las cuales cuentan con escenarios naturales como son las lagunas costeras de palmarito, redonda y el prieto con su ecosistema de manglar y avifauna nativas, y miradores como palmarito, y las puntas de Juan Moreno Sur y Norte con sus acantilados en estos sitios se práctica la pesca deportiva con cometa. Por último, se destaca el parque India Catalina, que consiste de una pintoresca plaza en donde se encuentra un monumento o escultura de la India Catalina, como testimonio de que en este lugar ocurrió su nacimiento y que fue de suma importancia histórica durante la época de la colonización española.



**Figura 14. Obtención de sal marina en Galerazamba – Bolívar**

**Fuente: Imagen Tomada por el Grupo Investigador.**



**Figura 15. Antigua empresa Salinas de Colombia**

**Fuente: Imagen Tomada por el Grupo Investigador.**

Galerazamba cuenta con una población aproximada de 2000 habitantes y los servicios públicos como alcantarillado y acueducto son muy deficientes, al igual que el fluido eléctrico, que se caracterizan por ser muy inestable. Según el plan de desarrollo para el municipio de Santa Catalina (Alcaldía de Santa Catalina de Alejandría, 2010), el servicio de energía eléctrica tiene una cobertura por encima de un 80%, sin embargo en la zona costera que cubre Loma Arena, Pueblo Nuevo y Galerazamba este servicio es deficiente, se interrumpe con frecuencia por falta de mantenimiento, causando perjuicios económicos a sus habitantes, ya que la luz no mantiene voltajes estables y cuando se va el fluido eléctrico en ocasiones demora varios días en restablecerse.

Galerazamba, también cuenta con algunas extensiones de tierra deshabitadas, que posiblemente podrían ser aptas para la instalación de aerogeneradores (Figura 16).



**Figura 16. Espacios deshabitados en Galerazamba – Bolívar.**

Fuente: Imagen Tomada por el Grupo Investigador.

### **3. DISEÑO METODOLÓGICO**

#### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

Teniendo en cuenta que todos los resultados se obtuvieron a partir de datos experimentales suministrados por el IDEAM, y su posterior ajuste a modelos matemáticos mediante el uso de software computacional, el presente trabajo corresponde a una investigación de tipo: “PROSPECTIVA”, también conocida como proyecto factible. Este tipo de investigación intenta responder preguntas sobre sucesos hipotéticos del futuro (de allí su nombre) o del pasado a partir de datos actuales. Además, tiene como objetivo determinar relaciones entre variables (Energía eléctrica producida, costos de producción e inversión, velocidad del viento, tipo de aerogenerador, altura de ubicación, entre otras) en hechos que podrían ocurrir en el futuro (Instalación de un parque eólico y producción de energía), sin deducir relaciones causales (a diferencia de la investigación de tipo experimental). (Lerma, 2004).

#### **3.2 TECNICAS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN**

##### **3.2.1 Fuentes Primarias**

Según (Gómez, 2006), la fuente primaria se constituye por información obtenida de “primera mano” por el propio investigador o datos procedentes de la búsqueda bibliográfica, no interpretados. Según esta definición, nuestras fuentes primarias fueron las siguientes:

- Observación de campo, la cual permitió obtener información importante sobre la zona de estudio, como el tipo de terreno y su rugosidad superficial, entre otras generalidades de la población.

- Información proveniente del “*Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*”, como son parámetros para la ecuación de Weibull y algunos modelos matemáticos correlacionados para el territorio nacional, los cuales fueron utilizados para evaluar el potencial eólico en 45 zonas del país.
- Datos de la variable velocidad del viento (adquiridos a través del IDEAM), para la zona: “Galerazamba (Bolívar)”, correspondientes a valores promedios, medidos diariamente a una altura de 10 m durante los años: 2008 y 2009.
- Bibliografía con datos no interpretados, tales como libros y páginas web.

### **3.2.2 Fuentes Secundarias**

Según Gómez (2006), una fuente secundaria es aquella que interpreta y analiza fuentes primarias. Por tanto, las fuentes secundarias de información estuvieron constituidas por artículos científicos de revistas internacionales (tales como Wind Energy, Renewable Energy, Energy Police, entre otras) y trabajos de tesis tanto de pregrado como de postgrado.

### **3.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO**

Se plantea que mediante la modelación matemática y simulación, es decir sin requerir de la compra, instalación y puesta en marcha de aerogeneradores, es posible realizar una evaluación del potencial de energía eólica en Galerazamba (Bolívar), la cual permita hacer estimaciones sobre la viabilidad de aprovechar el recurso viento a través de un parque eólico y su evaluación financiera con indicadores como el VPN, la TIR y el TRI. Además, realizar una evaluación en la reducción de emisiones CO<sub>2</sub>, como consecuencia de implementar dicho parque eólico.

### **3.4 HERRAMIENTA PARA PROCESAR LA INFORMACIÓN**

La información obtenida se procesó a través de Microsoft Excel®. Para tal fin se desarrolló una herramienta computacional, que se destaca como uno de los principales productos de esta investigación, en la cual se incluyen los modelos matemáticos empleados para simular la producción de energía eléctrica producida a partir del viento en Galerazamba, así como su evaluación económica y ambiental. El aplicativo está conformado por cinco (5) hojas de cálculo interactivas, a partir de las cuales, es posible obtener resultados cuantitativos para las variables dependientes, con diferentes valores de las variables independientes. Además, los resultados se presentan de forma ordenada a través de tablas y gráficos, lo cual facilitó el análisis de los mismos.

## 4. METODOLOGIA

Para cumplir los objetivos propuestos se llevó a cabo la siguiente metodología.

### 4.1 CALCULO DE LA DENSIDAD DE ENERGÍA EÓLICA (W/m<sup>2</sup>)

La energía cinética,  $E$ , del movimiento de una masa de aire,  $m$ , con una velocidad,  $v$ , se puede expresar como:

$$E = \frac{1}{2} mv^2 \quad (1)$$

En aerodinámica es casi imposible hacer medidas a la cantidad de masa, por lo tanto se debe expresar  $m$  en otros términos,  $m = \rho \cdot V$ , donde  $\rho$  es la densidad del aire y  $V$  su volumen. Reemplazando en la ecuación (1) se obtiene:

$$E = \frac{1}{2} \rho V v^2 \quad (2)$$

Expresando el volumen como  $V = A \times L$  donde  $A$  es el área de barrido y  $L$  es la distancia horizontal, la cual se puede expresar físicamente como:  $L = v \times t$  donde  $t$  es el tiempo.

Reemplazando en la ecuación (2), se da lugar a:

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

Expresando la ecuación en términos de potencia:

$$E_p = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4)$$



Ahora, si esta potencia es expresada por unidad de área, recibe el nombre de densidad de energía eólica y se expresa generalmente en unidades de W/m<sup>2</sup>. Por lo tanto, la densidad de energía eólica vendría dada por:

$$\bar{E}_p = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (5)$$

Sin embargo, una ecuación más adecuada para determinar esta propiedad, es aquella que (en vez del valor promedio de la velocidad del viento) tiene en cuenta la distribución de frecuencias de Weibull. Esta ecuación viene dada por (Zhou & otros, 2006):

$$\bar{E}_p = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 \cdot \frac{\alpha}{\beta} \left( \frac{v}{\beta} \right)^{\alpha-1} \cdot e^{-\left( \frac{v}{\beta} \right)^{\alpha}} \cdot dv \quad (6)$$

A partir de esta ecuación se calculó la densidad de energía eólica para 45 zonas del país, teniendo en cuenta lo siguiente:

#### 4.1.1 Parámetros de Weibull.

Se emplearon los parámetros de Weibull ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) publicados en el “*Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*” (IDEAM, 2006), los cuales corresponden a medidas de la velocidad del viento efectuadas entre los años 1981 y 2004, a una altura estándar de 10m. Estos parámetros se presentan en el ANEXO A para cada una de las 45 zonas de estudio.

#### 4.1.2 Densidad del Aire

La densidad del aire ( $\rho$ ) para cada zona se calculó a partir del siguiente procedimiento, el cual se basa en la ecuación de los gases ideales y otros modelos ajustados por el IDEAM para el territorio nacional. Dicho procedimiento se encuentra publicado en el “*Atlas de Viento y energía Eólica de Colombia*” y es el siguiente: (IDEAM, 2006):

La densidad de un gas ideal viene dada por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} \quad (7)$$

Donde  $P$  es la presión atmosférica,  $\rho$  es la densidad del aire,  $T$  es la temperatura del aire y  $R$  la constante universal de gases ideales con un valor de  $286.8 \text{ J.kg}^{-1}.\text{K}^{-1}$ .

Se pueden obtener mejores resultados para la densidad del aire, cuando en la ecuación (7) se tiene en cuenta un factor de corrección para el aire que incluye la tensión de vapor (Garcia & Castejon, 1986):

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T \left( 1 + \frac{3e}{8P} \right)} \quad (8)$$

Donde:  $e$ , es la tensión de vapor del aire, la cual se puede obtener en función de la temperatura  $T$  (Sozzi, 1998):

$$e = \exp \left[ -\frac{6763.6}{T} \right] - 4.9283 \cdot \ln T + 54.23 \quad (9)$$

Como se puede observar, las ecuaciones 4, 5 y 6, requieren de los valores promedios de las variables temperatura del aire y presión atmosférica, para las cuales, IDEAM propone lo siguiente:

En primer lugar se calcula la presión en superficie,  $P_{s0}$ , que se puede obtener mediante la siguiente ecuación (Duhia & otros, 2004)

$$P_{s0} = P_{\infty} \left( \frac{P_{\infty}}{850} \right)^{\frac{Z}{H_{850}}} \quad (10)$$

Donde:  $P_{\infty}$ , es la presión a nivel del mar, con un valor igual a  $1008 \text{ hPa}$  (valor

sugerido por IDEAM para el modelo);  $Z$ , es la altitud de la zona (metros sobre el nivel del mar) y  $H_{850}$  representa la altura geopotencial a 850 hectopascales o milibares de presión. Un valor promedio de  $H_{850}$  es 1.480 m, y la ecuación es aceptada aún para lugares donde las alturas son superiores a los 1.480 metros sobre el nivel del mar.

La presión atmosférica corregida para cada época del año, se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 2. Presión corregida para cada mes del año (IDEAM, 2006).**

Mes	Presión Corregida
ENERO	$P_{ENE} = 0.994P_{s0} + 3.877$
FEBRERO	$P_{FEB} = 0.994P_{s0} + 3.646$
MARZO	$P_{MAR} = 0.992P_{s0} + 5.605$
ABRIL	$P_{ABR} = 0.993P_{s0} + 4.814$
MAYO	$P_{MAY} = 0.990P_{s0} + 7.811$
JUNIO	$P_{JUN} = 0.994P_{s0} + 3.877$
JULIO	$P_{JUL} = 0.995P_{s0} + 3.809$
AGOSTO	$P_{AGO} = 0.993P_{s0} + 5.322$
SEPTIEMBRE	$P_{SEP} = 0.992P_{s0} + 5.727$
OCTUBRE	$P_{OCT} = 0.993P_{s0} + 5.081$
NOVIEMBRE	$P_{NOV} = 0.993P_{s0} + 4.701$
DICIEMBRE	$P_{DIC} = 0.995P_{s0} + 2.594$

Ahora, para determinar la temperatura del aire, se dispone de la ecuación (11), la cual está basada en un perfil de temperatura idealizado en equilibrio hidrostático:

$$T_0 = T_{s0} + A \ln \left( \frac{P_{s0}}{P_\infty} \right) \quad (11)$$

Calibraciones de este modelo, han sugerido tomar para Colombia los siguientes valores:  $P_\infty = 1008 \text{ hPa}$ ;  $A = 47 \text{ K}$ , y  $T_{s0} = 300 \text{ K}$ .

A través de regresiones con datos de 685 estaciones meteorológicas del país que midieron esta variable entre los años 1981 y 2004, a una altura estándar de 10m, IDEAM ha ajustado la temperatura resultante de la ecuación 11, y han obtenido los siguientes modelos:

**Tabla 3. Temperatura corregida para cada mes del año (IDEAM, 2006).**

Mes	Temperatura Corregida
ENERO	$T_{ENE} = 1.033 T_0 + 0.432$
FEBRERO	$T_{FEB} = 1.037 T_0 + 0.566$
MARZO	$T_{MAR} = 1.035 T_0 + 0.741$
ABRIL	$T_{ABR} = 1.017 T_0 + 0.988$
MAYO	$T_{MAY} = 1.055 T_0 + 1.087$
JUNIO	$T_{JUN} = 1.019 T_0 + 0.629$
JULIO	$T_{JUL} = 1.045 T_0 + 0.073$
AGOSTO	$T_{AGO} = 1.048 T_0 + 0.116$
SEPTIEMBRE	$T_{SEP} = 1.033 T_0 + 0.368$
OCTUBRE	$T_{OCT} = 1.007 T_0 + 0.705$
NOVIEMBRE	$T_{NOV} = 1.002 T_0 + 0.816$
DICIEMBRE	$T_{DIC} = 1.015 T_0 + 0.704$

Combinando las ecuaciones desde la (7) hasta la (11), la densidad del aire se puede calcular mediante el siguiente modelo:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T \cdot \left[ 1 + \frac{3}{8P} \left\{ \exp\left(-\frac{6763.6}{T}\right) - 4.9283 \cdot \ln T + 54.23 \right\} \right]}$$

(12)

## 4.2 SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

A partir de las 45 zonas, se escogió Galerazamba como nuestra zona de estudio, teniendo en cuenta los siguientes criterios de selección:

- Densidad de energía eólica.
- Ubicación geográfica.
- Antecedentes de la zona referentes a la energía eólica.
- Dirección del viento.
- Atracción de la zona para el desarrollo de proyectos eólicos.

Para esta zona se adquirieron a través del IDEAM, datos de la variable velocidad del viento, correspondientes a valores promedios medidos diariamente a una altura de 10 m durante los años 2008 y 2009.

## 4.3 EXTRAPOLACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA.

Partiendo de datos suministrados por el IDEAM (medidos a 10 m de altura), se hicieron estimaciones de la velocidad del viento a las alturas de buje de los aerogeneradores simulados. También se obtuvieron datos de velocidad del viento a las alturas específicas de 30, 50 y 70 m. Los datos de velocidad del viento se extrapolaron a otras alturas, utilizando el modelo de Lysen (1983).

$$v_z = \frac{v_{ref} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (13)$$

donde,

$z$  = Altura a la cual se desea determinar la velocidad del viento.

$v_z$  = Velocidad del viento a la altura  $z$ .

$z_{ref}$  = Altura de referencia, para este caso es 10m.

$v_{ref}$  = Velocidad del viento conocida para la altura de referencia.

$z_0$  = Longitud de rugosidad (depende del relieve de la zona).

La longitud de rugosidad, caracteriza el relieve de la zona y es una medida de las obstrucciones que pueden, de cierta manera, frenar la trayectoria normal del viento. Por ejemplo, las grandes ciudades con altos edificios y los bosques, presentan un factor de rugosidad alto.

#### **4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN DE WEIBULL A PARTIR DE LOS DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO.**

Dadas las características tan dispersas y aleatorias del viento, la manera más apropiada de estudiar si un lugar es adecuado o no, para aprovechar su recurso eólico es utilizando la estadística. Para ello se hace necesario representar a la velocidad del viento como una variable aleatoria, mediante una cierta función de distribución. El modelo analítico más utilizado en estudios de energía eólica es la distribución de Weibull (Vogiatzis & otros, 2004) (Shata & Hanitsch, 2006), cuya forma general viene dada por:

$$F(v) = \frac{\alpha}{\beta} \left( \frac{v}{\beta} \right)^{\alpha-1} \cdot e^{-\left( \frac{v}{\beta} \right)^\alpha} \quad (14)$$

donde,

- $F(v)$ , representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad  $v$ .

- $\beta$  es el denominado parámetro de escala (m/s) cuyo valor es cercano a la velocidad media.
- $\alpha$  es el parámetro adimensional de forma.

Los parámetros de la ecuación de Weibull se estimaron para las diferentes alturas consideradas, mediante el método de análisis de regresión entre los valores de la variable velocidad del viento y su probabilidad acumulativa, utilizando la transformación logarítmica y el ajuste por mínimos cuadrados, como se expone a continuación:

La función de distribución de acumulación de Weibull se define de la siguiente forma (IDEAM, 2006).

$$w(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (15)$$

Donde  $w(v)$  es la probabilidad acumulativa,  $v$  es la velocidad del viento,  $\alpha$  es el parámetro de forma y  $\beta$  el parámetro de escala.

Para desarrollar este método, los datos de velocidad del viento se ordenaron en forma ascendente y se estimó para cada uno, la probabilidad acumulativa empírica mediante la siguiente expresión:

$$w(v) = \frac{\text{Numero de Orden}}{\text{Cantidad Total de datos} + 1} \quad (16)$$

La ecuación (15), luego de aplicarle una transformación de doble logaritmo, se puede expresar como:

$$\ln[\ln(1 + w(v))] = \alpha \ln(v) - \beta \ln(\alpha) \quad (17)$$

Los parámetros de la ecuación de Weibull se obtuvieron a partir de la gráfica de  $\ln(v)$  versus  $\ln[\ln(1+w(v))]$ , la cual se ajustó a una línea recta de pendiente  $\alpha$  y cuya ordenada en el origen es:  $-\beta \cdot \ln(\alpha)$ .

Los parámetros obtenidos determinan el comportamiento de la distribución de frecuencia de Weibull, la cual viene dada por la ecuación (14).

#### **4.5 CALCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UN AEROGENERADOR.**

Se calculó la energía anual que se podría generar en Galerazamba, por medio de la siguiente ecuación (Ettoumi & otros, 2008):

$$E = N_h \int_{v_m}^{v_M} g(v) \cdot F(v) dv \quad (18)$$

donde:  $E$  es la energía producida anual (MWh/año),  $F(v)$  es la función de probabilidad de Weibull, la cual viene dada por la ecuación (16),  $g(v)$  es la curva de potencia del aerogenerador,  $v_M$  y  $v_m$  son los valores de la velocidad de conexión y de corte del aerogenerador (m/s),  $N_h$  es el número de horas al año, es decir 8760.

#### **4.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE AEROGENERADOR**

Partiendo de cinco diferentes tipos de aerogeneradores, se seleccionó aquel con el cual se obtuvo el menor costo específico de producir un kW-h de energía. El aerogenerador seleccionado se consideró para conformar un parque eólico de 12 MW en Galerazamba, sobre el cual se realizó una evaluación económica y ambiental. Aunque en realidad esta evaluación se ha podido realizar para otra capacidad instalada del parque eólico; se escogió 12 MW, considerando que su energía producida quisiera suministrarse al sistema interconectado nacional (SIN)



para ser vendida directamente a usuarios regulados. Lo anterior teniendo en cuenta la resolución nacional 086 de 1996, de Regulación de Energía y Gas, CREG, la cual reglamenta que pequeñas plantas generadoras con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW podrán optar por acceder al Despacho Central.

#### **4.7 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO Y OTROS REQUERIMIENTOS DEL PARQUE EÓLICO**

Se determinó la cantidad de aerogeneradores para conformar el parque eólico, así como el espacio requerido para su implementación. Se propuso una configuración de los aerogeneradores sobre el terreno, siguiendo los principios teóricos expuestos por (Moreno, 2006), donde se tienen en cuenta aspectos como: dirección del viento predominante, características de los aerogeneradores y la distancia entre ellos, las condiciones del terreno, entre otros.

#### **4.8 CALCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA Y ANÁLISIS FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO**

Se estimó la cantidad de energía eléctrica generada por el parque eólico y los costos totales de inversión requeridos para su implementación. Además se efectuó un estudio económico basado en índices de rentabilidad como la tasa interna de retorno (TIR), Tiempo de retorno de la inversión (TRI), valor presente neto (VPN).

#### **4.9 ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PARQUE EÓLICO**

Se realizó un análisis ambiental en el cual se estimó la cantidad de CO<sub>2</sub> que dejaría de emitirse a la atmósfera al consumir la energía limpia generada por el parque eólico, en comparación con otras fuentes de energía como Carbón, Diesel

y Gas Natural. Para tal fin se tuvieron en cuenta los factores de emisión de los diferentes combustibles publicados por (CEAC, 2010). Además, se estimaron los beneficios económicos que podría tener el parque eólico si se llegasen a vender Bonos de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs). Por otro lado, se mencionan los impactos ambientales que podrían generarse en las diferentes etapas de ejecución del proyecto eólico como la fase de construcción, funcionamiento y abandono.

## 5. RESULTADOS

### 5.1 EVALUACIÓN DE LA DENSIDAD DE ENERGÍA EÓLICA EN 45 ZONAS DE COLOMBIA

El recurso eólico se evaluó por medio del cálculo de la densidad de energía eólica, a partir de la ecuación (6). Para emplear esta ecuación se hizo necesario estimar la densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ ), cuyos valores para las 45 zonas se presentan en el ANEXO B.

Los resultados de la densidad de energía eólica ( $\text{W/m}^2$ ) se muestran en la Tabla 4. La zona que presentó el menor valor fue La Granja Tinaja (Santander), con  $0,066 \text{ W/m}^2$ , mientras que los mejores resultados se obtuvieron para zonas ubicadas en la región Caribe, corroborando lo expuesto por Pinilla (2008), quien afirma que las mayores perspectivas para el desarrollo de la energía eólica se encuentran en esta región del país. Estas zonas corresponden a: Puerto Bolívar ( $219.5 \text{ W/m}^2$ ), Las Flórez ( $194.4 \text{ W/m}^2$ ) y Galerazamba ( $132,6 \text{ W/m}^2$ ). Por estar a bajas alturas sobre el nivel del mar, y por tanto a una elevada presión atmosférica, estos lugares presentan valores altos de la densidad del viento, lo cual favorece a incrementar la densidad de energía eólica según la ecuación (6), ya que son directamente proporcionales.

Los anteriores resultados son comparables con los publicados en otros países, donde también se determinó la densidad de energía eólica en zonas costeras, como es el caso de Egipto (Shata & Hanitsch, 2006), donde las densidades de energía eólica de siete zonas ubicadas en las costas del mar mediterráneo varían entre  $17.20$  y  $233.72 \text{ W/m}^2$ .

**Tabla 4. Densidad de energía eólica (W/m<sup>2</sup>) a una altura de 10 m**

ZONA	(W/m <sup>2</sup> )	ZONA	(W/m <sup>2</sup> )	ZONA	(W/m <sup>2</sup> )
PUERTO BOLIVAR (LA GUAJIRA)	219,5	APTO. LOS CEDROS (ANTIOQUIA)	7,876	APTO. OLAYA HERRERA (ANTIOQUIA)	2,598
LAS FLOREZ (ATLANTICO)	194,4	NATAIMA (TOLIMA)	7,244	LA LIBERTAD (META)	2,037
GALERAZAMBA (BOLIVAR)	132,6	APTO. ANTONIO NARIÑO (NARIÑO)	7,157	LA SELVA (ANTIOQUIA)	2,022
VILLA CARMEN (BOYACÁ)	38,4	SAN ALFONSO (HUILA)	6,689	LAS GAVIOTAS (VICHADA)	2,022
APTO. ERNESTO CORTI-SSOZ (ATLANTICO)	35,42	VENECIA (CAQUETÁ)	6,596	APTO LOS GARZONES (CORDOBA)	2,00
APTO. CAMILO DAZA ( NORTE DE SANTANDER)	32,32	CARMEN DE BOLIVAR (BOLIVAR)	6,335	APTO. PERALES (TOLIMA)	1,994
APTO. EL EMBRUJO S. (ANDRES)	32,2	BELENCITO (BOYACÁ)	5,644	TURIPANÁ (CORDOBA)	1,817
LOS ROSALES (HUILA)	18,48	EL ENCANO (NARIÑO)	5,615	NARANJAL (CALDAS)	1,515
OBONUCO (NARIÑO)	17,91	TIBAITATÁ (CUNDINAMARCA)	5,403	CENTRO A. LA UNIÓN (VALLE)	1,415
PARQUE ARQUEOLOGICO (HUILA)	14,77	APTO. EL DORADO (BOGOTÁ D. C.)	5,327	APTO. YARI-GUÍES (SANTANDER)	0,982
APTO. PALONEGRO (SANTANDER)	11,11	EL CUCHARO (SANTANDER)	4,138	CENICAFÉ (CALDAS)	0,657
REPELÓN (ATLANTICO)	10,39	SIERRA NEVADA D. COCUY (BOYACÁ)	3,61	APTO. V. COBO (AMAZONAS)	0,385
TULIO OSPINA (ANTIOQUIA)	9,503	U.P.T.C (BOYACÁ)	3,471	COLPUERTOS (VALLE)	0,352
MOTILONA (CESÁR)	9,297	SURBATA BONZA (BOYACÁ)	3,211	PALMIRA ICA (VALLE)	0,107
LA CAMELIA (RISARALDA)	8,107	CENTRO A. ABREGO (NORTE DE SANTANDER)	2,673	GRANJA TINAJA (SANTANDER)	0,066

## **5.2 SELECCIÓN DE UNA ZONA APROPIADA PARA EVALUAR SU RECURSO VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

A continuación se dan a conocer las motivaciones y/o razones por las cuales se ha seleccionado **GALERAZAMBA** como zona de estudio:

### **(1) Posee una alta densidad de energía eólica.**

Una razón fundamental, consiste en que es una zona con una densidad de energía eólica elevada en comparación con el resto del país. Como se puede apreciar en la Tabla 4, solo dos zonas poseen valores por encima de Galerazamba: Puerto Bolívar (La Guajira) y Las Flores (Atlántico).

### **(2) Es un corregimiento ubicado en el departamento de Bolívar.**

Surgió un interés especial por esta zona del país, teniendo en cuenta que mediante el desarrollo de este trabajo, se suscita la investigación y se propone la implementación de parques eólicos en el departamento de Bolívar, promoviendo de esta forma la innovación tecnológica y la preservación ambiental. Además, por ser una zona relativamente cercana a la Universidad de Cartagena, resultó más factible realizar visitas de campo que facilitaron explorar con mayor detalle dicho sitio.

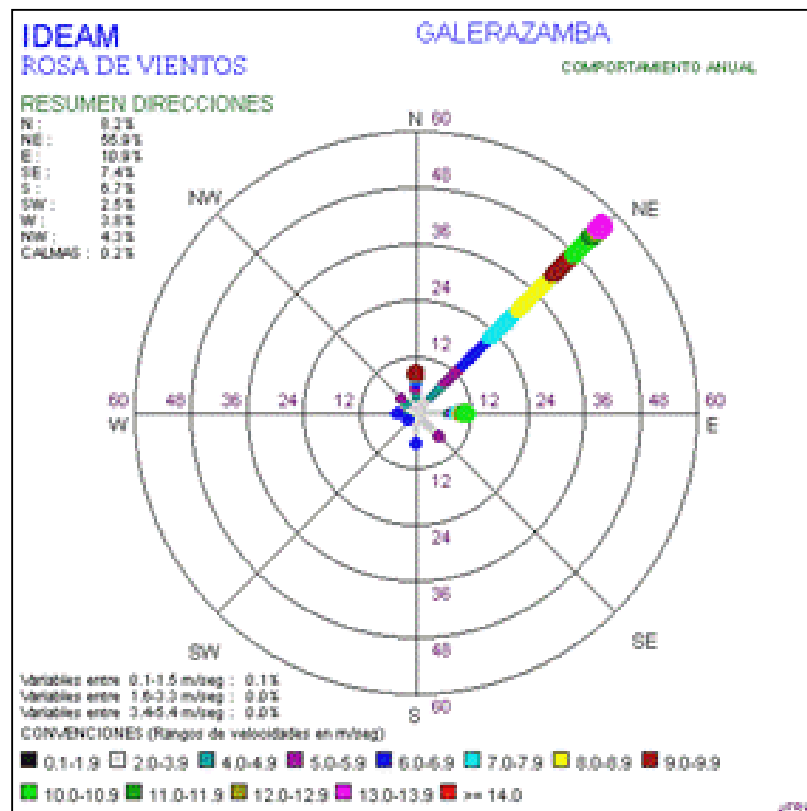
### **(3) Ha sido propuesta como una zona con importante recurso eólico.**

Galerazamba es una zona, cuyo recurso eólico ha sido poco estudiado hasta la presente, en comparación con otras zonas como Puerto Bolívar (La Guajira). Sin embargo, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, en el capítulo 4 de su publicación: *“Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia”* (IDEAM, 2006), ha postulado a Galerazamba como un sitio que ofrece un importante interés para el aprovechamiento energético de su recurso viento. En dicho documento no se incluyen evaluaciones como la cantidad de energía que se

puede generar, ni el costo de producir un kWh, mediante la instalación de aerogeneradores comerciales modernos. Es preciso hacer estas estimaciones con información más actual que la empleada en tal atlas, de modo que los resultados sean lo más veraz posible, y estén acorde con los perfiles de velocidad de viento que se han presentado recientemente en este sitio.

**(4) Los vientos presentan una dirección predominante.**

Como se puede observar en la Figura 17, Galerazamba es una zona cuyos vientos provienen mayoritariamente de la dirección noreste, lo cual se convierte en una ventaja a la hora de implementar un parque eólico, ya que facilita la distribución espacial de los aerogeneradores y además se da un mejor aprovechamiento del recuso eólico.



**Figura 17. Rosa de vientos de Galerazamba.**

Fuente: IDEAM, 2006

**(5) Recientemente ha atraído el interés de inversión privada en el aprovechamiento de su energía eólica.**

Según resolución N° 0367 del 22 de mayo del año 2009, la Corporación Autónoma Regional del Canal del Dique (CARDIQUE, 2009), resuelve autorizar a EMGESA S.A. E.S.P, el montaje y operación de una torre de medición eólica, en el corregimiento de Galerazamba, municipio de Santa Catalina, en los puntos de coordenadas  $10^{\circ} 48' 05''$  N  $10^{\circ} 37' 33''$  W y  $75^{\circ} 26' 51''$   $75^{\circ} 15' 41''$ . Lo anterior, considerando que el señor Lucio Rubio Díaz, representante legal de EMGESA S.A. E.S.P manifestó que esa empresa está interesada en desarrollar un proyecto de importancia nacional en el sector energético que consta en su primera etapa de identificación de la instalación de torres de celosía de cuerpo triangular de 45 cms de cara y una altura de 80 metros con el fin de medir la dirección, distribución y velocidad del viento por un período no menor de dos años en forma continua, así como también medir la temperatura y presión atmosférica de la zona. El equipo que ya se encuentra instalado (ver Figura 18) permite la medición de las variables meteorológicas a diferentes alturas como son: 10, 30, 50 y 80 metros.



**Figura 18. Anemómetro instalado en Galerazamba por EMGESA S.A.**

Fuente: Imagen tomada por el grupo investigador

### 5.3 SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA A PARTIR DEL VIENTO EN GALERAZAMBA – BOLIVAR.

#### 5.3.1 Datos de Velocidad del Viento.

Las Figuras 19 y 20, muestran la variación diaria de la velocidad del viento en Galerazamba durante los años 2008 y 2009, respectivamente. Un análisis de estas graficas se presenta en la Tabla 5, donde se muestran los valores máximos y mínimos, así como el promedio de la velocidad del viento estimado para cada año.

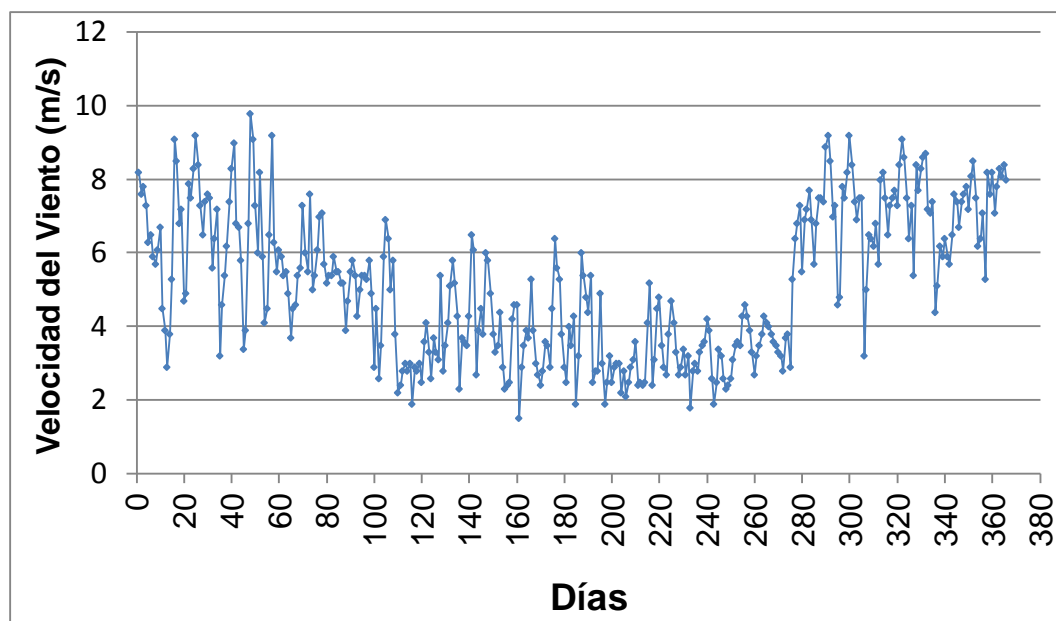
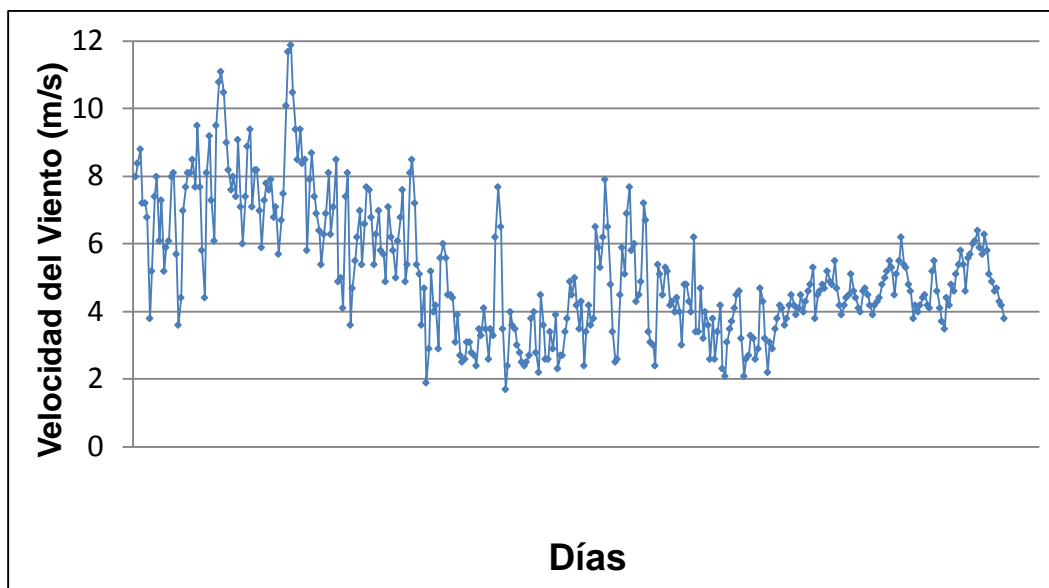


Figura 19. Registro diario de la velocidad del viento a 10 m de altura en Galerazamba – Bolívar (AÑO 2008).





**Figura 20. Registro diario de la velocidad del viento a 10 m de altura en Galerazamba – Bolívar (AÑO 2009).**

**Tabla 5. Valor máximo, mínimo y promedio anual de la velocidad del viento en Galerazamba – Bolívar**

	<b>AÑO 2008</b>	<b>AÑO 2009</b>
<b>MÁXIMO</b>	<b>9.8 m/s</b> (Registrado el 17 de febrero)	<b>11.9 m/s</b> (Registrado el 7 de marzo)
<b>MÍNIMO</b>	<b>1.5 m/s</b> (Registrado el 9 de junio)	<b>1.7 m/s</b> (Registrado el 14 de junio)
<b>PROMEDIO ANUAL</b>	<b>5.14 m/s</b>	<b>5.2 m/s</b>

Haciendo una comparación entre los años 2008 y 2009, se puede observar que se presentaron valores muy similares de la velocidad del viento promedio anual, con una diferencia de tan solo 0.06 m/s. De igual forma, para ambos años coinciden las épocas en las cuales se presentaron los valores máximos y mínimos de la velocidad del viento (inicio y mitad del año, respectivamente).

### **5.3.2 Estimación de la Velocidad del Viento a Diferentes Alturas en Galerazamba.**

Se seleccionó para Galerazamba un valor de la longitud de rugosidad ( $z_0$ ) de 0.03 m, teniendo en cuenta que la superficie de esta zona corresponde a un terreno abierto con pastos y cultivos bajos. Este valor fue asignado con base en la “Homologación entre la rugosidad del perfil de Lysen con el uso de vocación del suelo del IGAC (Instituto Geográfico Agustín Codazzi) para asignar el valor de  $z_0$ ” (IDEAM, 2006) (Ver ANEXO C).

En las Figuras 21 y 22, se presenta la variación mensual de la velocidad del viento durante los años 2008 y 2009 a diferentes alturas. En todos los casos, la velocidad del viento aumenta con la altura, tal como lo indica la teoría de Lysen (1983). Por otro lado, las velocidades del viento registradas en los cuatro niveles (10, 30, 50 y 70 m. de altura), muestran una tendencia en la evolución temporal muy similar.

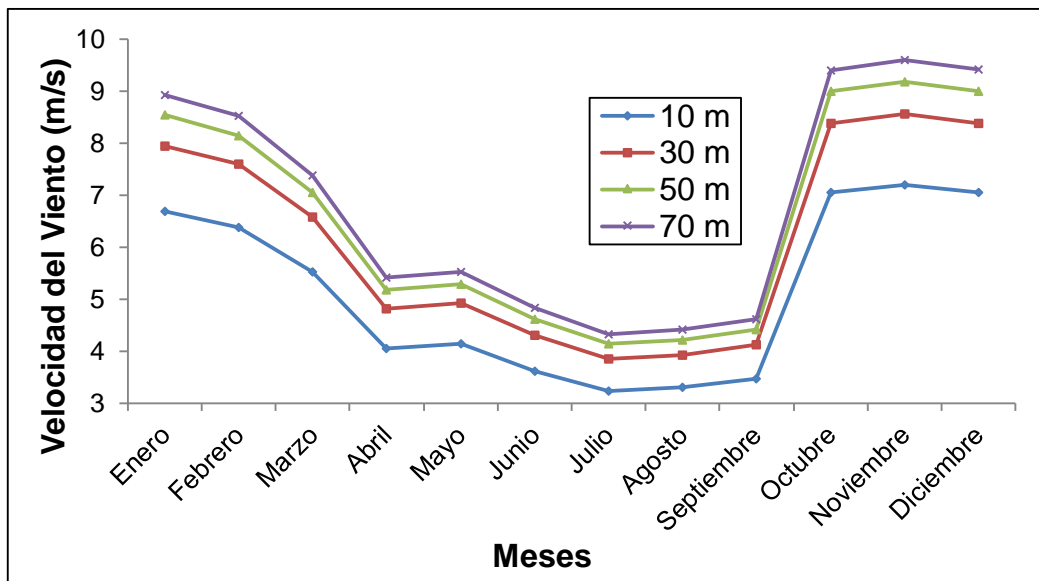


Figura 21. Velocidad del viento (promedio mensual) a cuatro diferentes alturas en Galerazamba (Año 2008.)

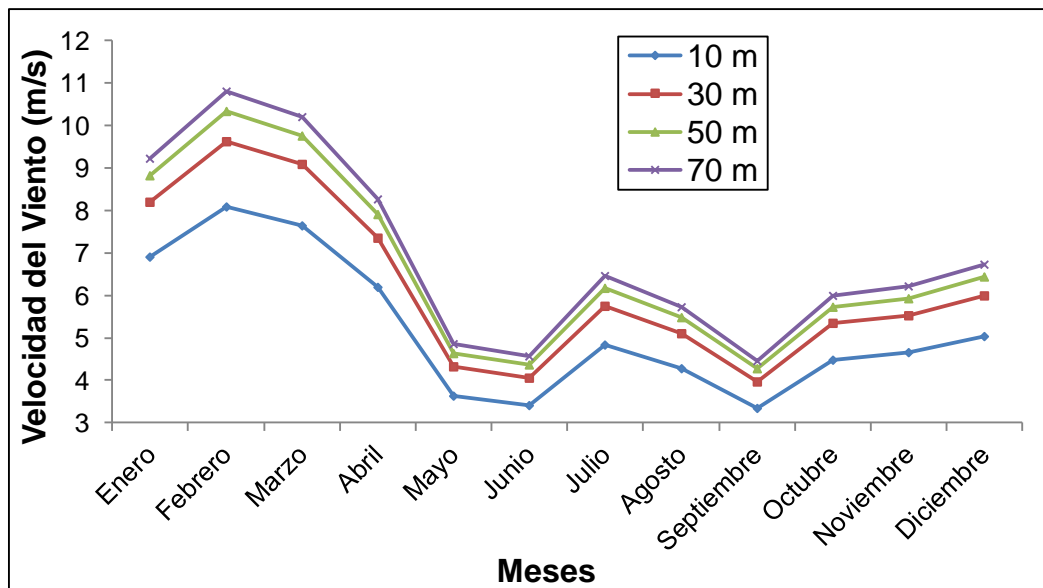
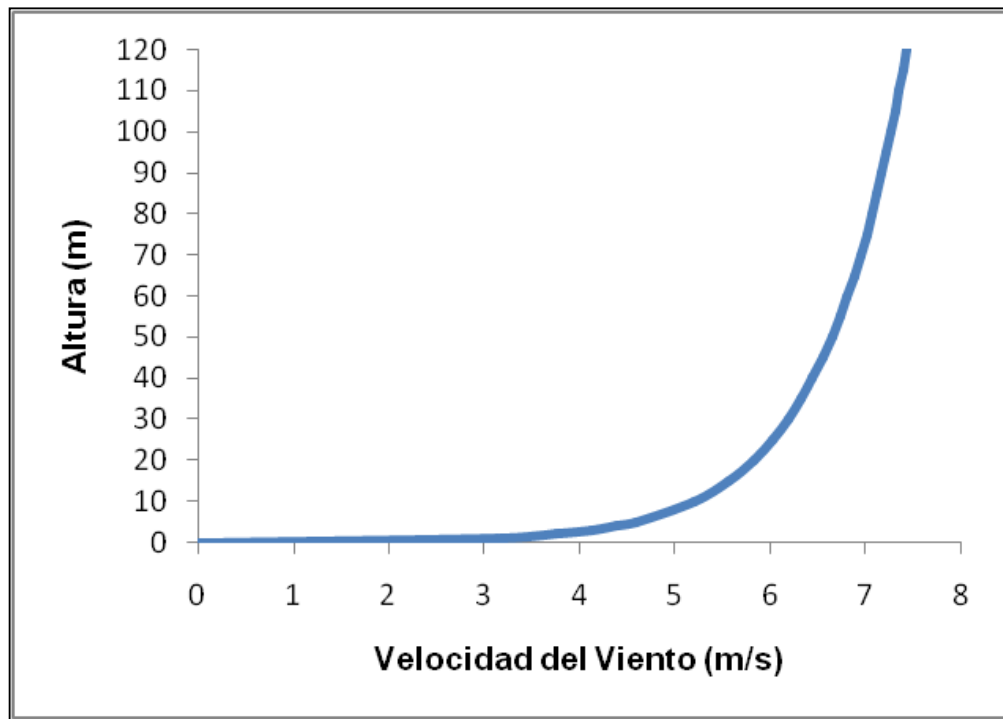


Figura 22. Velocidad del viento (promedio mensual) a cuatro diferentes alturas (Año 2009).

Se puede observar que a medida que aumenta la altura, la diferencia de velocidades entre una altura y otra se hace menos notable. Por ejemplo, para el mes de enero (año 2008), la diferencia de las velocidades entre las alturas de 10 y 30 m fue de 1,28 m/s, mientras que entre las alturas de 50 y 70m se presentó una diferencia de 0,38 m/s. Lo anterior tiene sentido debido al rozamiento superficial, el cual tiene menor influencia sobre el viento a medida que aumenta la altura. Esta observación se aprecia mejor en la curva del perfil de viento mostrada en la Figura 23.



**Figura 23. Perfil de Lysen para Galerazamba ( $Z_0 = 0.03$  m).**

En la Tabla 6, se observa el incremento con la altura de los valores máximo y mínimo registrados en las mediciones diarias de la velocidad del viento, así como su promedio anual estimado a diferentes alturas.

**Tabla 6. Variación con la altura del valor máximo, mínimo y promedio anual de la velocidad del viento en Galerazamba – Bolívar**

<b>Año 2008</b>				
<b>Altura</b>	<b>10 m</b>	<b>30 m</b>	<b>50 m</b>	<b>70 m</b>
<b>Promedio (m/s)</b>	5,14	6,12	6,57	6,87
<b>Máximo (m/s)</b>	9,80	11,65	12,52	13,08
<b>Mínimo (m/s)</b>	1,50	1,78	1,92	2,00
<b>Año 2009</b>				
<b>Altura</b>	<b>10 m</b>	<b>30 m</b>	<b>50 m</b>	<b>70 m</b>
<b>Promedio (m/s)</b>	5,19	6,17	6,63	6,93
<b>Máximo (m/s)</b>	11,90	14,15	15,20	15,89
<b>Mínimo (m/s)</b>	1,70	2,02	2,17	2,27

### **5.3.3 Determinación de los Parámetros de la Ecuación De Weibull.**

Se estimaron los parámetros de la ecuación de Weibull, necesarios en la ecuación (18), para calcular la energía generada en Galerazamba. En el ANEXO D, se presenta la probabilidad empírica acumulativa correspondiente a los valores diarios de velocidad del viento registrados durante el año 2008. Este mismo procedimiento (aunque no se presenta en este trabajo) se repitió con los datos registrados en el año 2009, así como para determinar los parámetros de Weibull a diferentes alturas.

En las Figuras 24 y 25, se presenta el ajuste lineal mediante el cual se determinaron los parámetros de la ecuación de Weibull (a una altura de 10m), correspondientes a los años 2008 y 2009, respectivamente. Los ajustes realizados por este método presentaron una correlación alta, ya que los coeficientes de correlación obtenidos estuvieron próximos a 1.

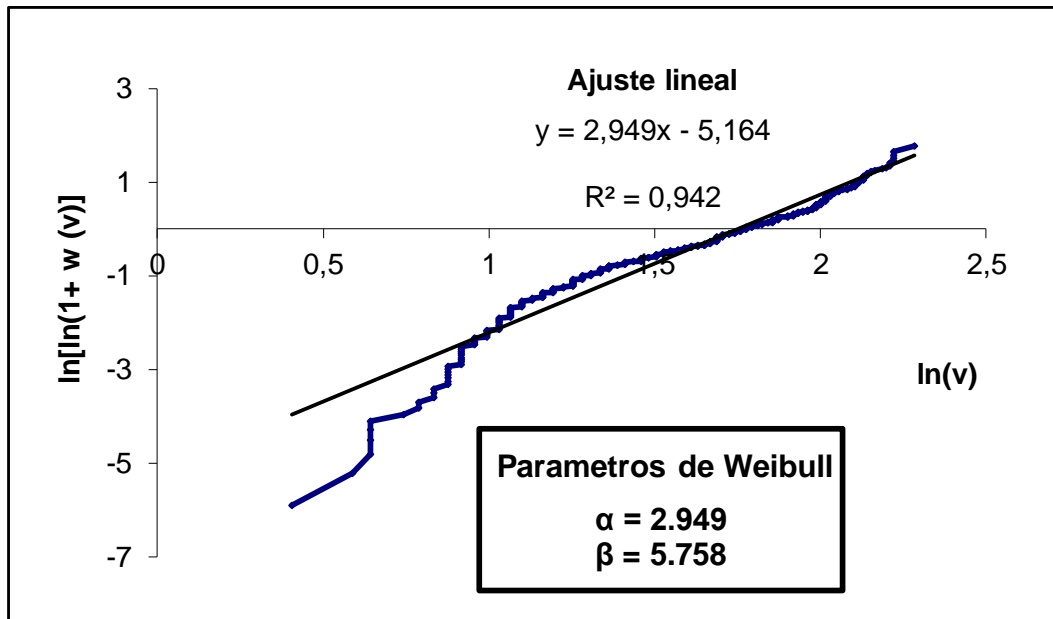


Figura 24. Valores diarios de  $\ln(v)$  graficados contra  $\ln[\ln(1+w(v))]$  para Galerazamba. (Año 2008).

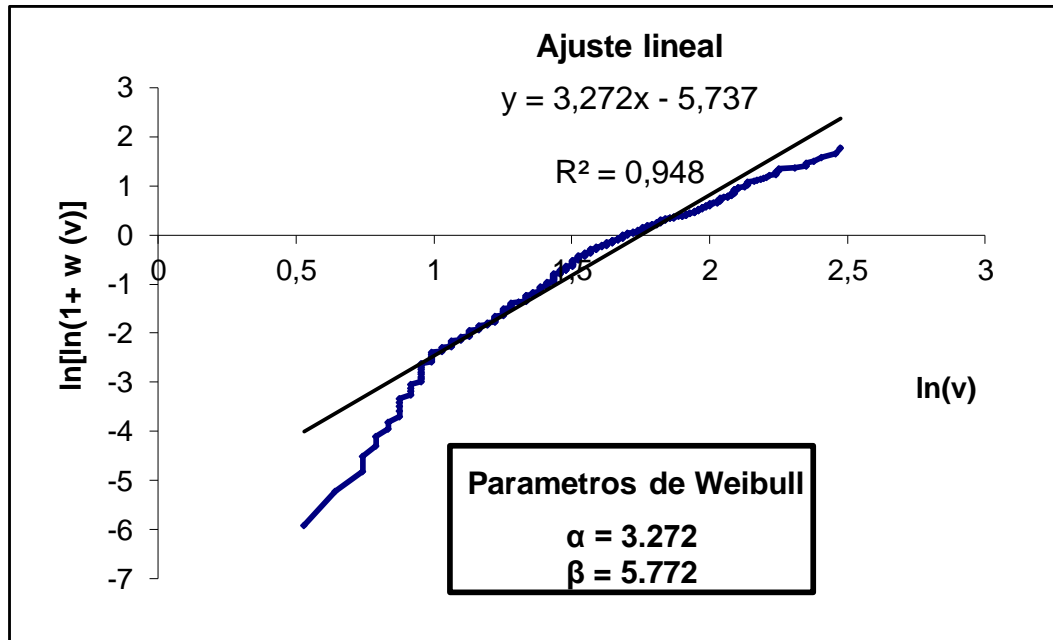


Figura 25. Valores diarios de  $\ln(v)$  graficados contra  $\ln[\ln(1+w(v))]$  para Galerazamba. (Año 2009).

Teniendo en cuenta los parámetros obtenidos, se obtienen las distribuciones de frecuencias representadas en las Figuras 26 y 27. A partir de estas, se puede hacer el siguiente análisis:

- (1)** Para ambos años, las distribuciones de frecuencia de Weibull presentan la misma tendencia y tienen picos pronunciados entre las velocidades de 4 y 6 m/s, mientras que es poco probable que en Galerazamba se presenten velocidades del viento menores a 2 m/s o mayores a 9 m/s (a una altura de 10 m).
- (2)** Los picos tienen valores de frecuencia por encima del 20% y corresponden a valores de velocidad muy cercanos a la velocidad del viento promedio anual para cada año.
- (3)** Una importante característica que se aprecia en estos gráficos es que no existe probabilidad para una velocidad del viento de cero (0) m/s. Esto es debido a que la forma matemática de la función de distribución de Weibull asigna una probabilidad de cero cuando no hay ocurrencia del fenómeno. (Vogiatzis y otros, 2004)

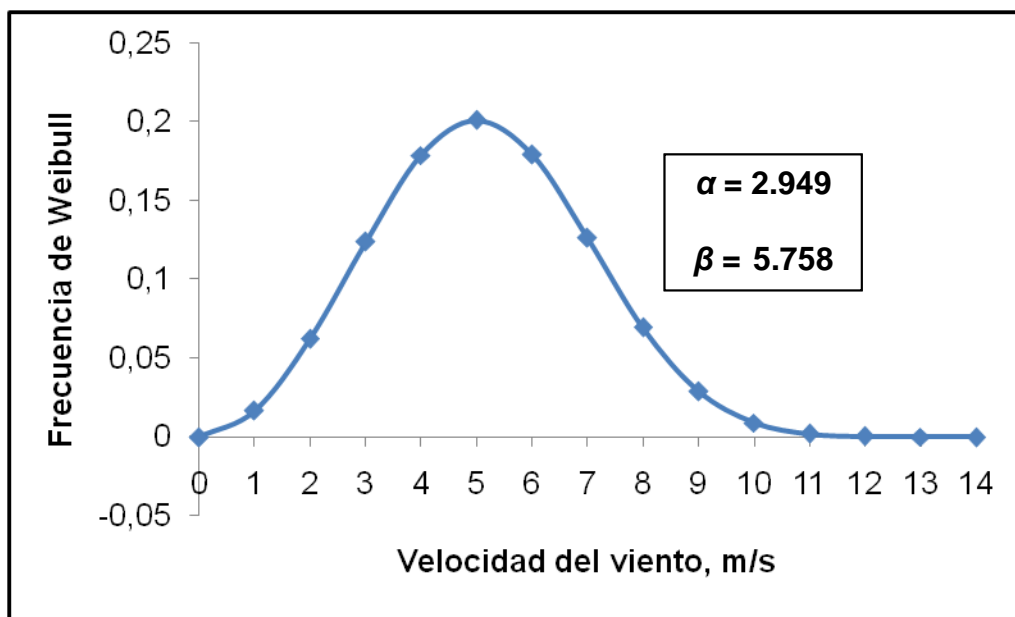


Figura 26. Distribución de Frecuencia de Weibull en Galerazamba a una altura de 10 m. (Año 2008).

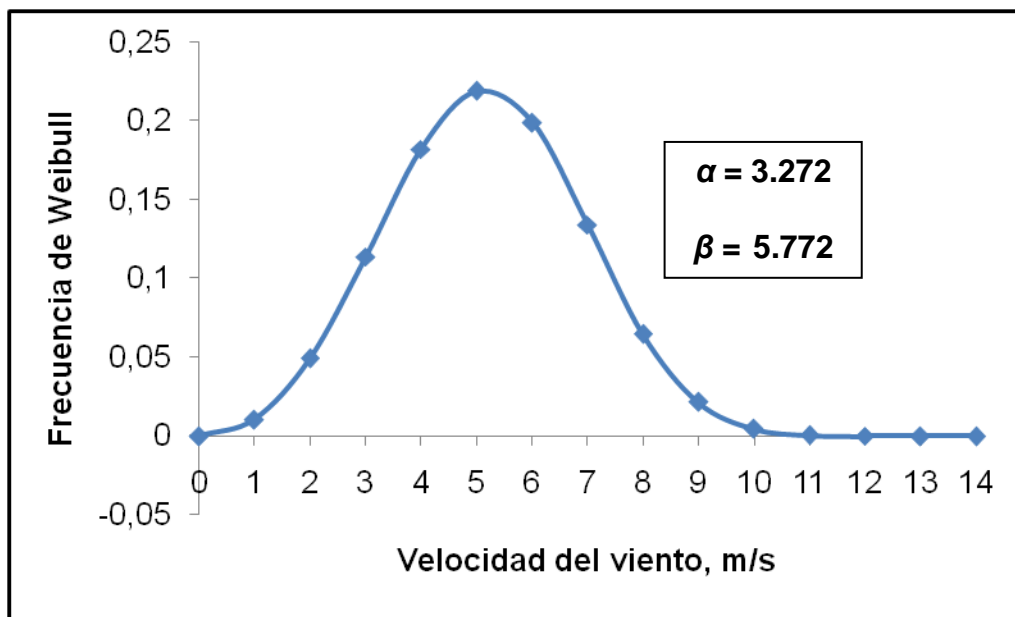


Figura 27. Distribución de Frecuencia de Weibull en Galerazamba a una altura de 10 m. (Año 2009).



### 5.3.4 Simulación de la Producción de Energía Eléctrica a Partir del Viento en Galerazamba

En la selección de los aerogeneradores que se usaron en la simulación, se tuvo en cuenta que estos tuvieran una capacidad nominal mayor a 1000 kW (ya que son los comúnmente implementados en parques eólicos de escala comercial) y que su marca fabricante tuviera una importante trayectoria en la industria de parques eólicos, tales como: Bonus (Dinamarca), Nordex (Alemania), Vestas (Dinamarca) y Neg Micon (Dinamarca).

Se seleccionaron 5 aerogeneradores, los cuales han sido utilizados ampliamente en muchos parques eólicos alrededor del mundo, y se caracterizan por ser de tipo tripala y de eje horizontal (Tal como el que se muestra en la Figura 7). Las curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados se presentan en la Figura 28. Otras especificaciones se consignan en la Tabla 7.

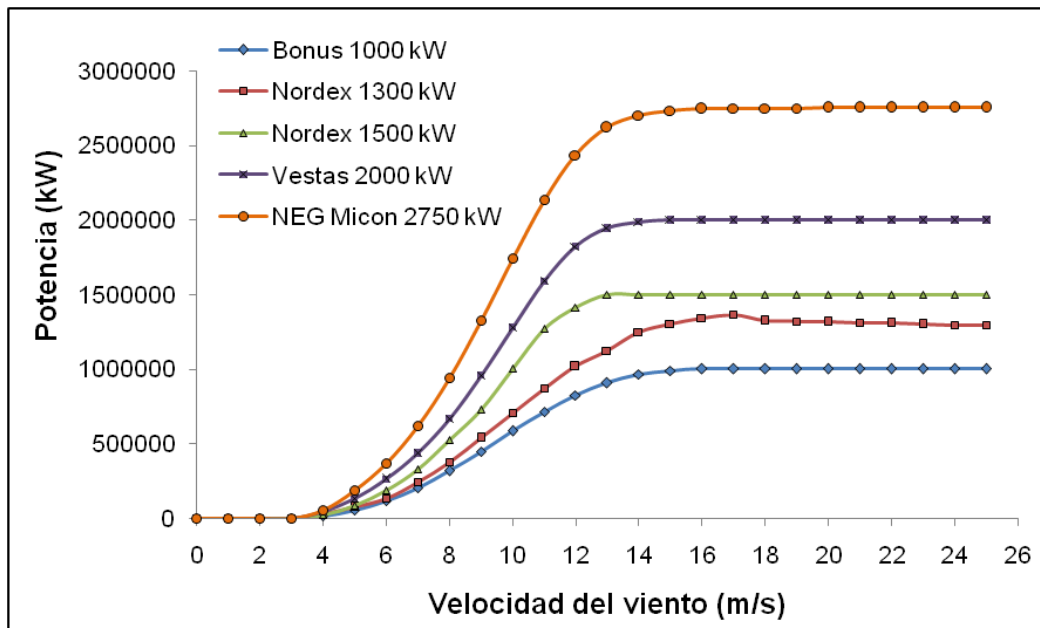


Figura 28. Curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados

**Tabla 7. Especificaciones de los aerogeneradores seleccionados.**

Modelo del Aerogenerador	Bonus 1000 kW	Nordex 1300 kW	Nordex 1500 kW	Vestas 2000 kW	NEG Micon 2750 kW
Potencia Nominal (kW)	1000	1300	1500	2000	2750
Altura de buje (m)	50	60	70	80	70
Diámetro del rotor (m)	54,2	60	70	80	92
Área de barrido (m <sup>2</sup> )	2300	2828	3848	5027	6648
Numero de palas	3	3	3	3	3
Velocidad de conexión (m/s)	3	3	3,5	4	4
Velocidad nominal (m/s)	15	15	13	15	14
Velocidad de corte (m/s)	25	25	25	25	25
Precio (\$ Colombiano)	71.443.800	1.952.797.200	2.500.533.000	2.857.752.000	3.095.898.000

➤ **Determinación de la energía producida por los aerogeneradores a su altura de buje**

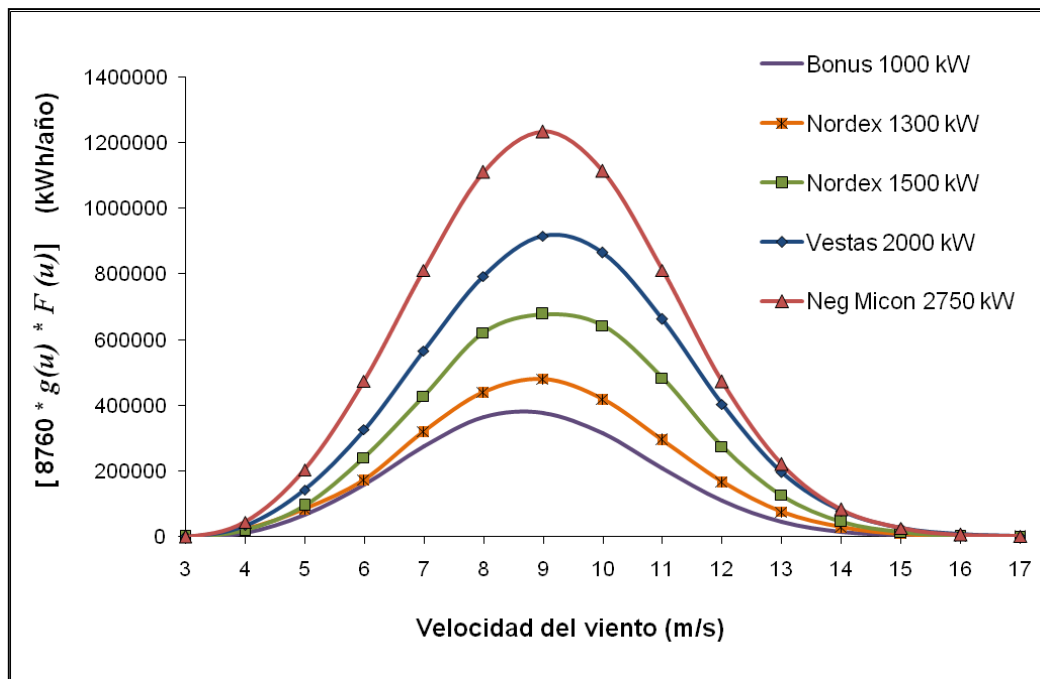
Se calculó la energía anual que se podría generar en Galerazamba a partir de cada aerogenerador, por medio de la ecuación (18). Si se analiza en detalle esta ecuación, podemos deducir que la energía producida ( $E$ ), corresponde al área bajo la curva (entre los límites  $v_M$  y  $v_m$ ) que se obtiene al graficar la velocidad del viento [ $v$ ] vs.  $[8760 \cdot g(v) \cdot F(v)]$ . Para ilustrar mejor lo anterior, en la Tabla 8 se consignan estos valores, para el caso específico del cálculo de la energía producida por el aerogenerador Neg Micon 2750 kW en el año 2008.

**Tabla 8. Cálculo del factor  $[8760 \cdot g(v) \cdot F(v)]$  para diferentes velocidades del viento (Aerogenerador Neg Micon)**

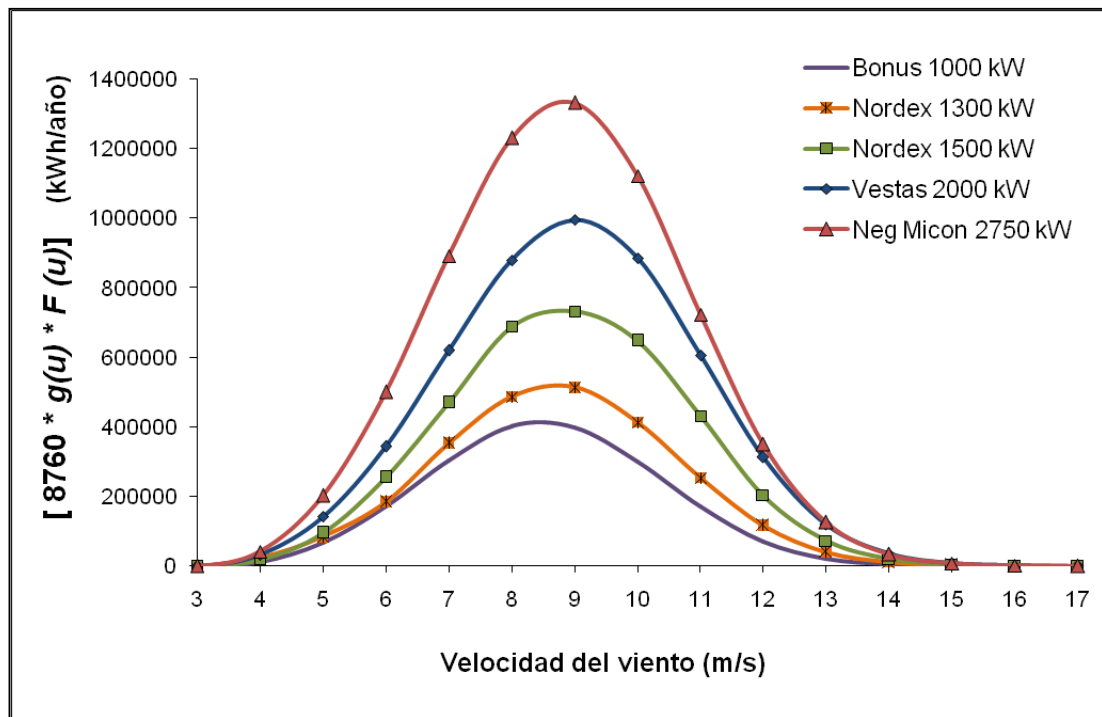
<b>Velocidad del Viento [v] (m/s)</b>	<b>Frecuencia de Weibull <math>[F(v)]</math>. A 70m de altura: <math>\alpha = 2,949</math> <math>\beta = 7,687</math></b>	<b>Potencia del Aerogenerador <math>[g(v)]</math>(kW)</b>	<b>(Energía Producida en el año a partir de cada valor de velocidad) <math>[8760 \cdot g(v) \cdot F(v)]</math> (kWh/año)</b>
0	0	0	0
1	0,007176288	0	0
2	0,027273035	0	0
3	0,057570814	0	0
4	0,092820723	54.900	44.639,71349
5	0,125231062	185.300	203.278,5663
6	0,146257971	369.400	473.282,604
7	0,149715708	618.800	811.562,1406
8	0,134673423	941.400	1.110.606,466
9	0,10618359	1.326.100	1.233.496,115
10	0,072981477	1.741.300	1.113.243,981
11	0,043409807	2.132.900	811.077,6876
12	0,022157646	2.435.500	472.732,9421
13	0,009616725	2.616.900	220.454,2303
14	0,003514604	2.701.800	83.182,83321
15	0,001070748	2.733.800	25.642,36654
16	0,000269128	2.744.100	6.469,392261
17	5,52214E-05	2.747.200	1.328,929918
18	9,15133E-06	2.748.000	220,2950985
19	1,2117E-06	2.748.300	29,17170976
20	1,26796E-07	2.750.000	3,054525524
21	1,03721E-08	2.750.000	0,249864721
22	6,55997E-10	2.750.000	0,015802968
23	3,17262E-11	2.7500.00	0,000764285
24	1,16043E-12	2.750.000	2,79546E-05
25	3,17461E-14	2.750.000	7,64764E-07

Los parámetros de Weibull ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) que fijan  $F(v)$ , se estimaron para cada aerogenerador a su altura de buje. Para el caso en cuestión, la altura de buje del aerogenerador es de 70 m y los parámetros de Weibull obtenidos a esta altura, fueron:  $\alpha = 2,949$  y  $\beta = 7,687$ .

Las curvas que se obtienen de graficar  $[v]$  vs.  $[8760 \cdot g(v) \cdot F(v)]$ , para todos los aerogeneradores, se presentan en las Figuras 29 y 30. Con el fin de determinar el área bajo cada curva, se empleó el método de Simpson 3/8. Los límites de integración se pueden obtener para cada aerogenerador, a partir de la Tabla 7. Por ejemplo para el aerogenerador Neg Micon 2750 kW, serían: Límite inferior: Velocidad de conexión ( $v_M$ ) = 4 m/s y Límite superior: Velocidad de corte ( $v_m$ ) = 25 m/s.



**Figura 29. Energía anual producida como función de la velocidad del viento en Galerazamba (Año 2008).**



**Figura 30. Energía anual producida como función de la velocidad del viento en Galerazamba (Año 2009).**

A partir de las figuras anteriores, se puede deducir lo siguiente:

- (1) Las curvas permiten leer la cantidad de energía eléctrica generada en el año a partir de cada valor de la velocidad del viento. Por tanto, los picos que se presentan indican el valor de la velocidad (m/s) a partir del cual se obtuvo la mayor cantidad de energía en el año (kWh/año).
- (2) Se puede inferir que no siempre el valor de la velocidad que más se repite en la zona, es el mismo con el cual se obtiene la mayor cantidad de energía. Por ejemplo, si se analiza el caso estudiado en la Tabla 8, se observa que la velocidad del viento que más se repitió (a 70 m de altura) fue de 7 m/s (con una frecuencia de 0,149715708). Sin embargo la mayor cantidad de energía (1.233.496,115 kWh/año) se obtuvo con una velocidad de 9 m/s, como lo

indica la Figura 29. Lo anterior se debe a que la energía generada no solo depende de la distribución de frecuencia de la velocidad del viento, sino también de la curva de potencia del aerogenerador.

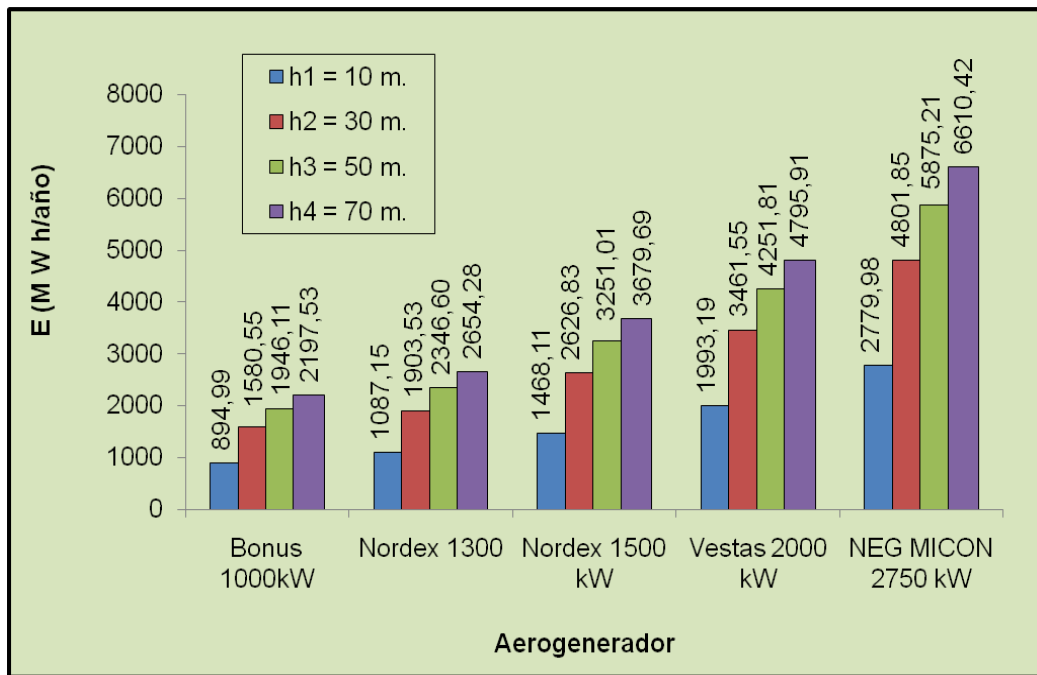
- (3)** En todos los casos, la energía producida por velocidades alrededor de los 3 y 4 m/s (valores típicos de la velocidad de conexión para los aerogeneradores simulados, ver Tabla 7) es muy baja en comparación a la obtenida a partir de las demás velocidades.
- (4)** De igual forma ocurre con velocidades del viento mayores que 13 m/s, lo cual pareciera no tener sentido si consideramos que a mayores velocidades se obtiene una mayor potencia del aerogenerador (ver Figura 28). Sin embargo, también se debe tener en cuenta la distribución de frecuencia de la velocidad, la cual indica una muy baja probabilidad de que se presenten estas velocidades.
- (5)** La energía anual producida es equivalente al área bajo la curva correspondiente a cada aerogenerador. Los rangos de producción van desde 1.918.11 MWh/año (Aerogenerador Bonus 1000 kW) hasta 6.610.42 MWh/año (Aerogenerador Neg Micon 2750 kW). Los resultados para todos los aerogeneradores se resumen en la Tabla 9.

**Tabla 9. Energía producida en Galerazamba por los aerogeneradores, simulados a su altura de buje.**

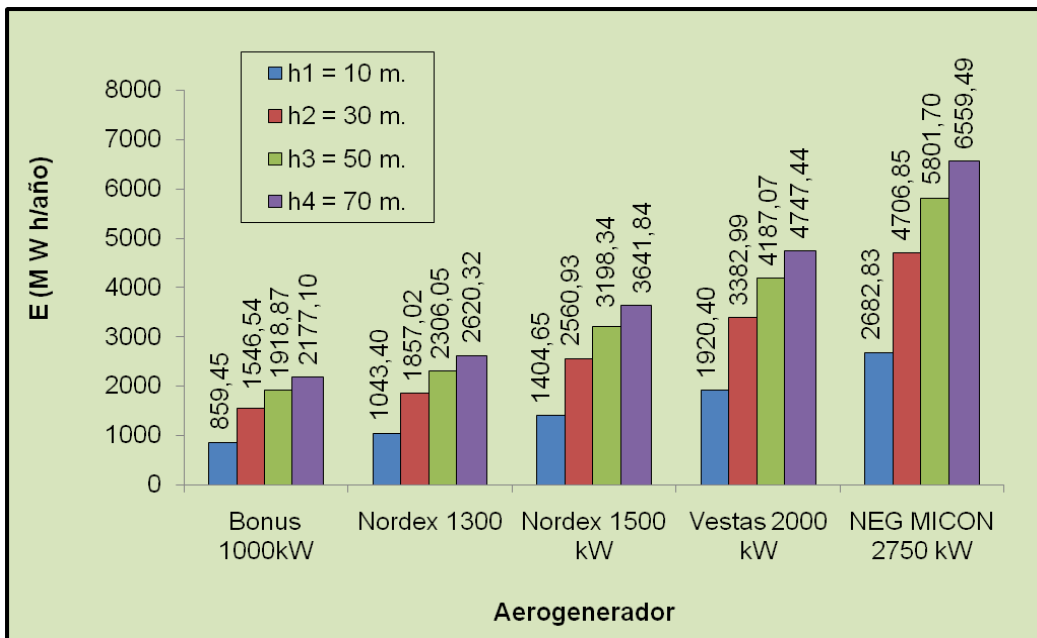
AEROGENERADOR	ENERGIA PRODUCIDA (MW-h / año)	
	Año 2008	Año 2009
Bonus1000 kW	1.946.11	1.918.87
Nordex 1300 kW	2.511.99	2.474.76
Nordex 1500 kW	3.679.69	3.641.84
Vestas 2000 kW	5.015.29	4.974.84
NEG Micon 2750 kW	6.610.42	6.559.49

➤ **Variación con la altura de la energía producida por los aerogeneradores seleccionados**

Se estimó la energía generada usando los aerogeneradores indicados en la Tabla 7 (a las alturas de 10, 30, 50 y 70 m), siguiendo el mismo procedimiento antes explicado. Aunque en realidad resultaría imposible instalar los aerogeneradores en todas las alturas (considerando que el diámetro del rotor de los aerogeneradores varía entre 54,2 y 92,5 m), se realizó este análisis con el fin de estudiar la influencia de las variables *Altura y Potencia del Aerogenerador*, sobre la energía producida. Los resultados se presentan en las Figuras 31 y 32.



**Figura 31. Energía anual generada en 10, 30, 50 y 70 m usando cinco diferentes tipos de turbinas. (Año 2008).**



**Figura 32. Energía anual generada en 10, 30, 50 y 70 m usando cinco diferentes tipos de turbinas. (Año 2009).**



A partir de las anteriores, se puede inferir lo siguiente:

- (1) La producción de energía crece con la altura para todos los aerogeneradores. De igual forma, la energía producida aumenta (para ambos años) al aumentar la potencia nominal del aerogenerador. La mayor variación de la energía producida se dio entre las alturas de 10 y 30 m, presentándose un aumento cerca del 75 %.
- (2) Se produciría la misma energía al instalar el aerogenerador Vestas 2000 kW a una altura de 70 m, que al instalar el aerogenerador Neg Micon 2750 kW a una altura de 50 m. Este tipo de análisis puede servir como un criterio de comparación, a la hora de elegir un aerogenerador y su altura de ubicación.
- (3) A pesar de que las cuatro alturas están equidistantes una de otra, la energía producida no aumenta en la misma proporción. Esto se debe al perfil de velocidad del viento, el cual tiene un comportamiento exponencial conforme aumenta la altura, tal como lo muestra Figura 23.
- (4) Hasta ahora, los mejores resultados en la energía producida, se han obtenido para el año 2008. En lo que resta de este trabajo solo se presentarán resultados referentes al año 2009, teniendo en cuenta que un proyecto debe evaluar los escenarios menos favorables.

#### ➤ **Análisis de varianza ANOVA**

Se realizó un análisis multifactorial de la varianza para la energía producida. Se analizó también las interacciones significativas entre los factores.

**Tabla 10. Análisis de la Varianza para la energía producida**

<b>Efectos Principales</b>	<b>Sumas de Cuadrados</b>	<b>GL</b>	<b>Cuadrado Medio</b>	<b>Coficiente-F</b>	<b>P-Valor</b>
<b>A: Altura</b>	1,27106E7	3	4,23687E6	17,42	0,0023
<b>B: Potencia Aerogenerador</b>	1,82657E7	2	9,13285E6	37,54	0,0004
<b>RESIDUOS</b>	1,45967E6	6	243279,		
<b>TOTAL CORREGIDO</b>	3,2436E7	11			

Los P-valores comprueban la importancia estadística de cada uno de los factores. Dado los dos P-valores obtenidos son inferiores a 0,05, estos factores tienen efecto estadísticamente significativo en la energía producida para un 95,0%. Sin embargo se observa que la potencia del aerogenerador tiene mayor influencia que la altura, sobre la energía producida, teniendo en cuenta que el P-valor obtenido para la potencia del aerogenerador fue menor.

#### **5.4 EVALUACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 12 MW EN GALERAZAMBA.**

##### **5.4.1 Determinación del Tipo de Aerogenerador a Utilizar para Conformar el Parque Eólico.**

Para seleccionar el tipo de aerogenerador, se estimó el costo del kW-h de energía producido con cada uno de los aerogeneradores. Este costo se calculó dividiendo el valor presente de los costos (dado por la ecuación 19) entre la cantidad de

energía producida en el tiempo de duración del proyecto (vida útil de los aerogeneradores: 20 años) (Shata y Hanitsch, 2006).

$$VPC = I + C_{om} \left[ \frac{1+i}{r-i} \right] x \left[ 1 - \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^n \right] - S \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^n \quad (19)$$

donde,

$I$  = Inversión inicial

$C_{om}$  = Costos de Operación y Mantenimiento

$r$  = Tasa de Interés

$i$  = Tasa de Inflación

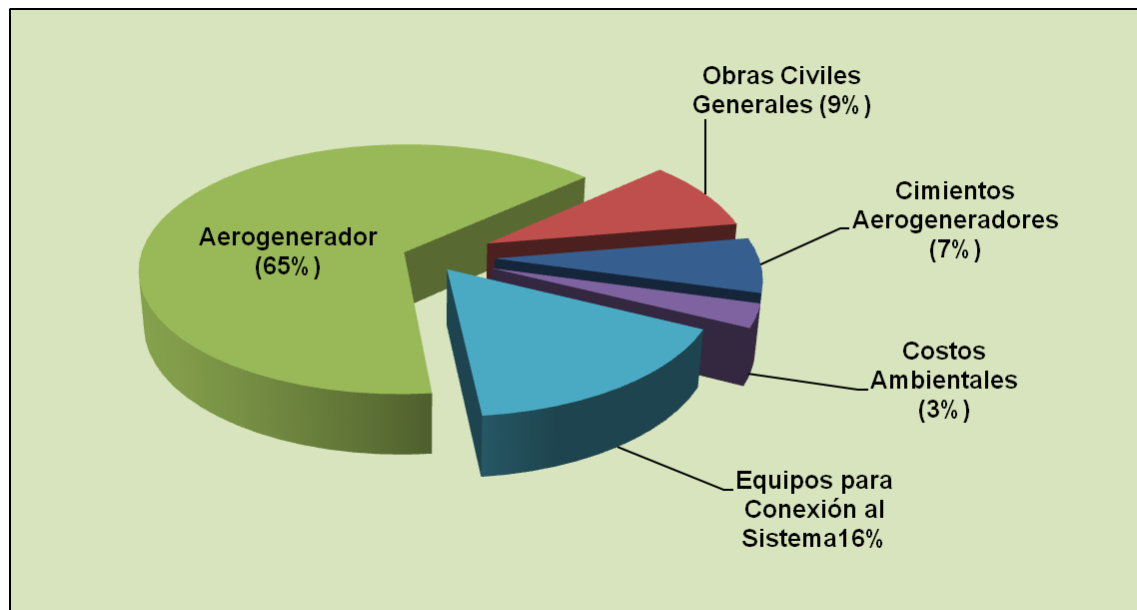
$S$  = Valor de Salvamento

$n$  = Vida útil del Aerogenerador

La evaluación se realizó para un caso específico en el cual se consideró una tasa de interés ( $r$ ) del 18%, una inflación ( $i$ ) de 7% y una vida útil para los aerogeneradores de 20 años. Además, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones, tomadas con base en las investigaciones de (Shata & Hanitsch, 2006): Los costos de operación y mantenimiento ( $C_{O\&M}$ ) equivalen al 25% del costo anual de la turbina, el valor de la chatarra ( $S$ ) corresponde al 10% del costo de la planta.

Por otro lado, el valor de la inversión inicial ( $I$ ) se estimó con base en la inversión realizada por la empresa E.P.M. para implementar el parque eólico Jepírachi en la Guajira (E.P.M., 2002), donde se obtuvieron los porcentajes que cada actividad y atributo aportó al valor total invertido para la constitución del parque (Ver Figura 33). Esta misma distribución porcentual, se utilizó para calcular la inversión inicial requerida en la implementación de cada uno de los aerogeneradores considerados

en el presente análisis. Este procedimiento, aunque especulativo, puede servir como una buena aproximación del presupuesto de inversión en este tipo de proyectos. Además, existen muchos antecedentes donde se calcula la inversión inicial de un proyecto eólico basándose en datos obtenidos de parques eólicos previamente instalados, tales como las investigaciones realizadas por Bernal & López (2005) y Nouni & otros (2006).



**Figura 33. Costos Iniciales de un Proyecto Eólico**

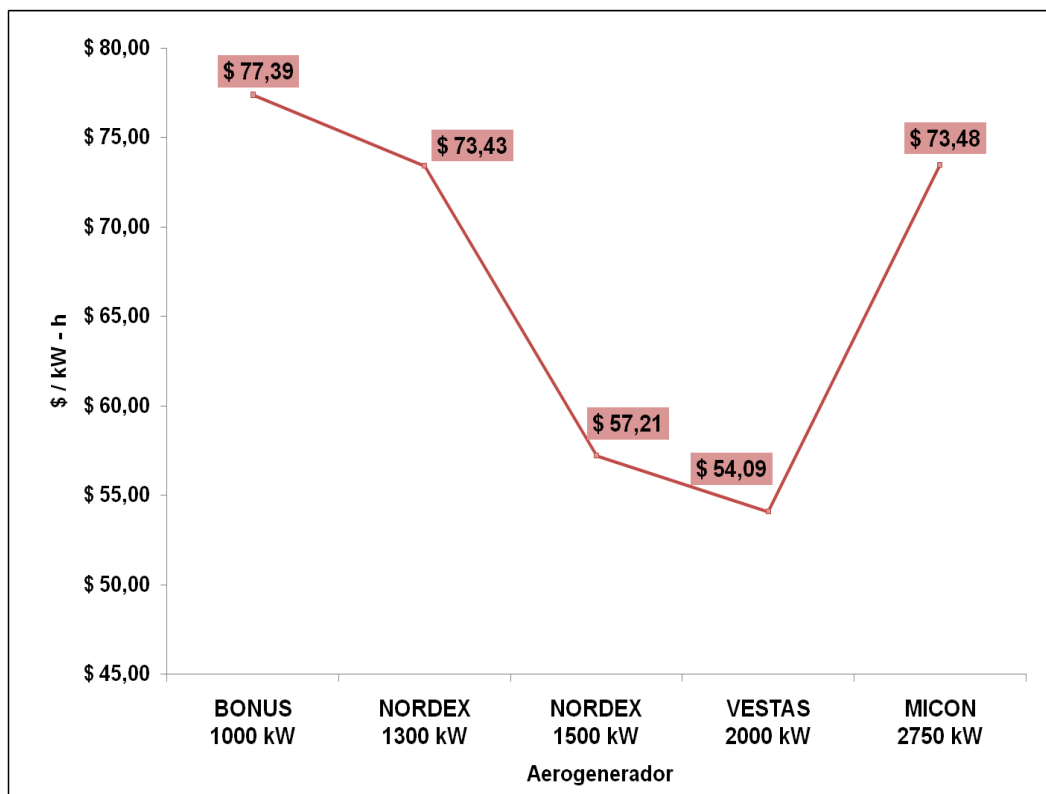
Fuente: (EPM, 2002)

Con el fin de ilustrar el procedimiento antes descrito, en la Tabla 11 se detallan los pasos a seguir para estimar el costo de producir un kWh para un caso específico, correspondiente al aerogenerador Vestas 2000 kW.

**Tabla 11. Costo de la Energía Producida con la Turbina Vestas 2000 kW.**

[1] Energía Producida anual (kWh/año)	4.974.838,533
[2] Vida útil (años)	20
[3] Precio del Aerogenerador Vestas 2000 kW	\$ 3.810.336.000,00
[4] Obras civiles generales= $9/65 * [3]$	\$ 527.584.984,62
[5] Fundaciones aerogeneradores = $7/65 * [3]$	\$ 410.343.876,92
[6] Costos ambientales = $3/65 * [3]$	\$ 175.861.661,54
[7] Equipos para conexión al sistema= $16/65 * [3]$	\$ 937.928.861,54
[8] Inversión Total = $[3] + [4] + [5] + [6] + [7]$	\$ 5.862.055.384,62
[9] Costo anual de la turbina = $[3]/ [2]$	\$ 190.516.800,00
[10] Energía producida durante el tiempo de vida útil (kWh) = $[1] * [2]$	99.496,7707
[11] Costos de Operación y Mantenimiento = $(0,25) * [9]$	\$ 47.629.200,00
[12] Tasa de interés	18%
[13] Tasa de inflación	7%
[14] Valor de salvamento = $0,1 * [8]$	\$ 5.381.391.195,56
[15] Valor presente de los costos	\$ 4.678.510.059,05
[16] Precio específico de la energía producida a partir del viento (\$/kWh) = $[15]/ [10]$	<b>\$54,09</b>

El anterior resultado se observa en la Figura 34, junto con el costo específico obtenido (\$/kWh) para el resto de aerogeneradores.



**Figura 34. Costo específico de la energía generada por cinco aerogeneradores en Galerazamba**

De acuerdo a esta figura:

- (1) El costo de cada kWh disminuye al aumentar la potencia del aerogenerador. Sin embargo, los mejores resultados se obtuvieron con la turbina Vestas (2000 kW), incluso sobre la NEG Micon (2750 kW), pese a que esta última posee una mayor capacidad.
- (2) El menor costo específico de la energía producida (usando el aerogenerador de 2000 kW) fue de 54,09 kW -h / año , mientras que el máximo fue de 77,39 kW-h / año con el aerogenerador de 1000 kW (Año 2009).

- (3) Se seleccionó el aerogenerador de 2000 kW (Vestas v80) para conformar el parque eólico.

#### **5.4.2 Espacio Requerido y Distribución Espacial de los Aerogeneradores en el Parque Eólico.**

➤ **Configuración espacial de un parque eólico de 12 MW en Galerazamba:**

Para conformar el parque eólico de 12 MW, se requieren en total seis unidades del aerogenerador seleccionado (Vestas de 2 MW c/u). Teniendo en cuenta que Galerazamba se caracteriza por presentar un terreno llano, y además por presentar vientos que provienen de una dirección predominante (ver Figura 17); se estableció que la configuración de los aerogeneradores del parque eólico más adecuada para esta zona es en “*filas alineadas*” con una orientación hacia el Noreste. Este tipo de configuración ha sido utilizada en muchos parques eólicos donde se presentan condiciones similares a las de Galerazamba, tales como el parque eólico Jepirachi (Figura 35) y parque eólico Tilarán en Costa Rica (Figura 36).



**Figura 35. Configuración espacial en filas alineadas, orientadas hacia el noreste (Parque Eólico Jepírachi).**



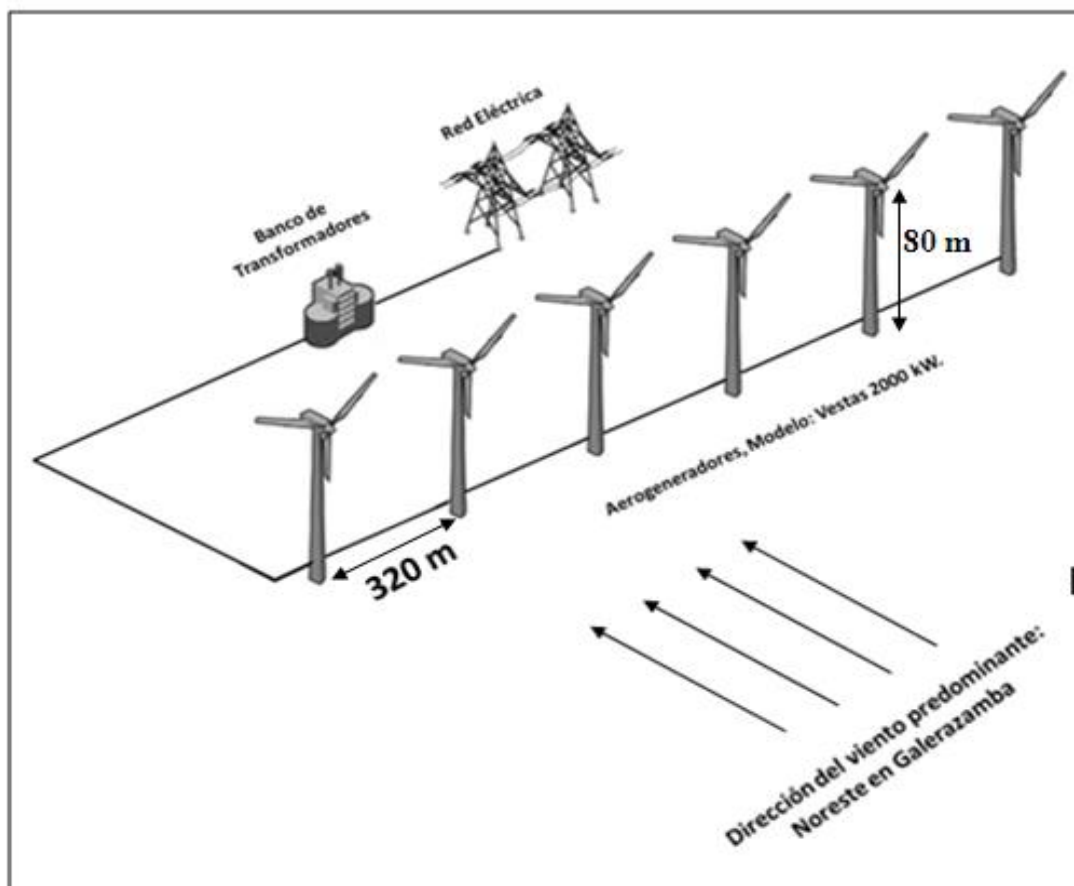
**Figura 36. Parque Eólico Tilarán (Costa Rica).  
(BUNCA, 2002)**



➤ **Espacio requerido y distancia entre los aerogeneradores:**

Teniendo en cuenta que la turbina de 2000 kW (Vestas v80) tiene un rotor cuyo diámetro es de 80 m, estos se deben ubicar a una distancia entre uno y otro, comprendida entre 240 y 400 m. Para efectos del parque eólico que se propone en Galerazamba, se asumirá una distancia media de 320 m, por lo tanto, se requiere de unos 1600 m lineales aproximadamente.

Aunque las dimensiones del aerogenerador seleccionado son relativamente grandes, el área que ocuparía el parque eólico a nivel de superficie es mínima y viene dada por el espacio circular de la torre del aerogenerador, que en el caso de la turbina Vestas 2000 kW, es de solo 28,27 m<sup>2</sup>, por lo tanto, el parque eólico estaría ocupando un área superficial de 169,65 m<sup>2</sup>. El espacio que queda libre entre un aerogenerador y otro, así como los alrededores del parque, pueden ser aprovechados en otras actividades económicas como la agricultura y la ganadería. En la Figura 37, se presente la distribución en filas alineadas de los aerogeneradores que conformarían el parque eólico de 12 MW en Galerazamba, así como su distribución espacial.



**Figura 37. Distribución espacial del Parque Eólico de 12 MW en Galerazamba**

#### **5.4.3 Análisis económico - financiero de la implementación de un parque eólico de 12 MW en Galerazamba.**

El VPN, el TRI y la TIR son criterios utilizados para la evaluación de proyectos que en este caso dependen de: la tasa de interés del inversionista, la tasa del inflación del mercado, el precio de venta de la energía, los costos de operación y mantenimiento, el valor de salvamento y el costo inicial de inversión del parque. Las anteriores, son variables que fluctúan con mucha frecuencia en el tiempo y algunas como la inflación, además, dependen de condiciones específicas de las economías de mercado de un país. El presente análisis se realizó, variando

especialmente la tasa de interés y el precio de venta de la energía producida. Las otras variables requeridas, se mantuvieron constantes conforme a los valores presentados anteriormente en la Tabla 11.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta el análisis de los indicadores financieros considerados (VPN, TRI, TIR) para evaluar el proyecto.

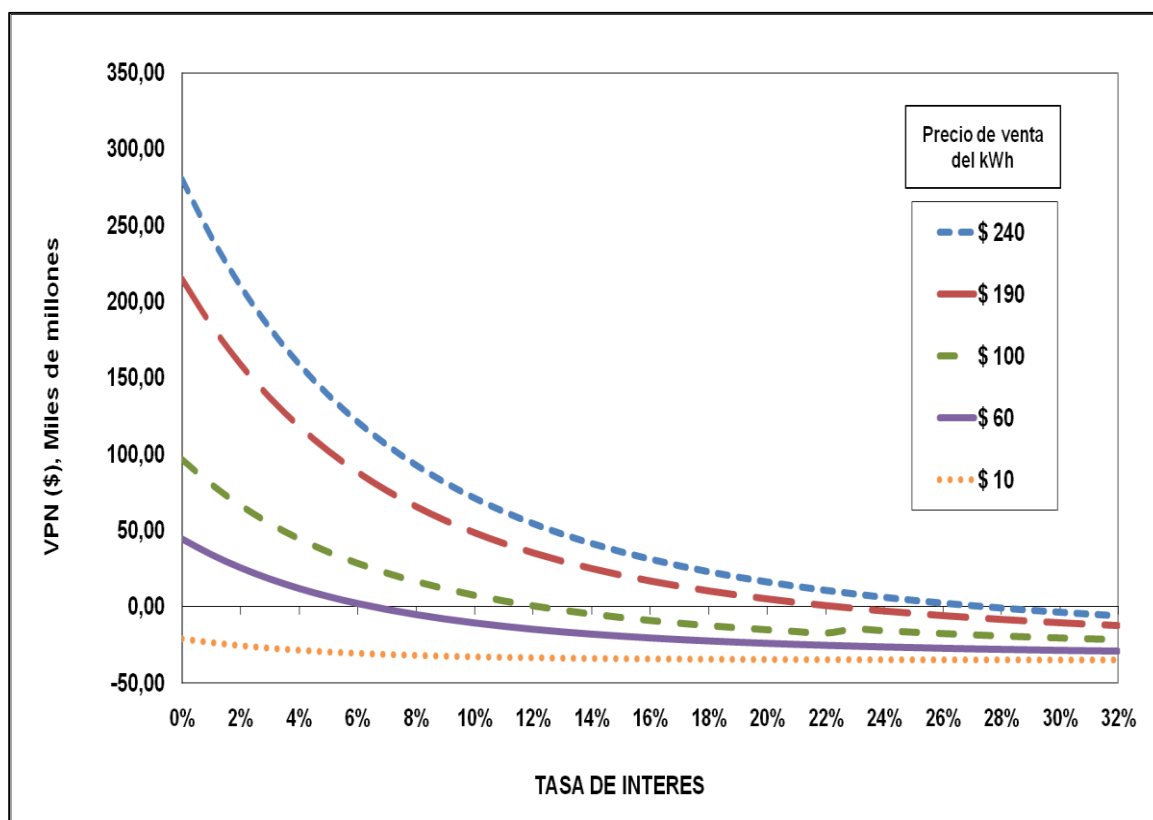
**(1) El Valor Presente Neto (VPN) de un proyecto**, representa el valor equivalente en pesos de hoy, de la ganancia o pérdida que se obtendrá al llevar a cabo este proyecto. La figura 38 muestra los resultados de este indicador, el cual se calculó mediante la siguiente ecuación (Bernal & Dufo, 2005).

$$VPN = -I + (p_v E_g - C_{om}) \left[ \frac{1+i}{r-i} \right] x \left[ 1 - \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^n \right] + S \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^n \quad (20)$$

donde,

$P_v$  = Precio de venta del kWh (\$/kWh)

$E_g$  = Energía generada anualmente por el parque (kWh)



**Figura 38. Variación del VPN con respecto a la tasa de interés a diferentes precios de venta de la energía.**

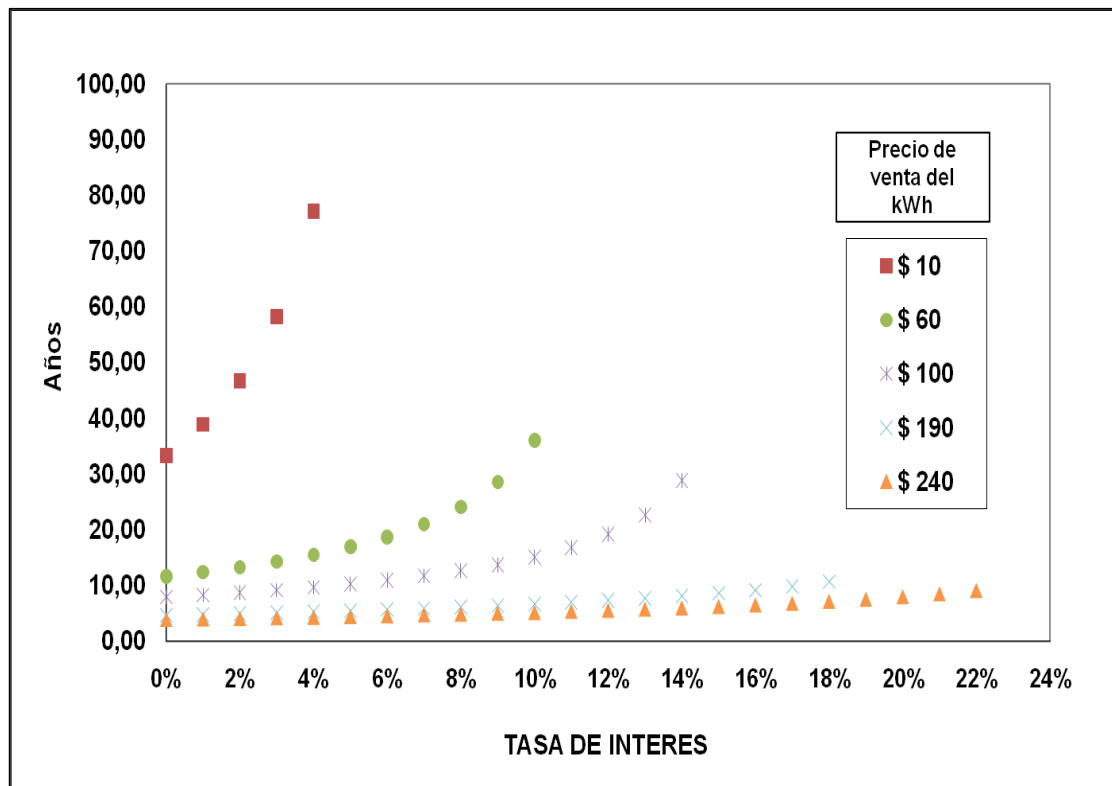
De esta gráfica podemos deducir lo siguiente:

- Independientemente del costo de venta de la energía producida por el parque eólico, el VPN disminuye al incrementar la tasa de interés.
- Los valores del VPN mayores a cero, corresponden a la combinación de precios de venta y tasas de interés, en las cuales el proyecto se hace rentable, bajo las condiciones supuestas. Por ejemplo para un precio de venta de \$240 y una tasa de interés de 10% se obtuvo un VPN de \$ 71,06 miles de millones.

➤ Los valores más bajos del VPN se obtuvieron para un precio de venta de 10 \$/kWh. Para este precio de venta el proyecto no es rentable, ya que con este se obtienen un VPN negativo para cualquier tasa de interés. El proyecto tampoco es rentable para tasas de interés por encima del 28%, sin importar el precio de venta.

**(2) El Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI)**, Indica el período temporal desde que se realiza la inversión, hasta que ésta es recuperada a través de los flujos de caja generados por la instalación. El cálculo de este indicador se realizó mediante la ecuación (21), la cual se obtiene al igualar la inversión total y el valor presente de los flujos de caja (Sidiras & Koukios, 2004). Los resultados de este análisis se muestran en la Figura 39.

$$TRI = \frac{\log \left[ 1 - I * \left( \frac{r - i}{P_v * E_g} \right) \left( \frac{1}{1 + i} \right) \right]}{\log \left( \frac{1 + i}{1 + r} \right)} \quad (21)$$



**Figura 39. Variación del Tiempo de Retorno de la Inversión (TRI) con respecto a la tasa de interés a diferentes precios de venta de la energía.**

De la figura anterior podemos deducir lo siguiente:

- Para los cinco precios de venta, el TRI aumenta a medida que aumenta la tasa de interés del proyecto. Por otra parte, la tendencia indica que entre menor sea el precio de venta del kWh la tasa de interés influye más significativamente sobre el TRI, ya que la pendiente de cada curva aumenta al disminuir el precio de venta de la energía.
- Para un inversionista con una Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR) del 10% (es decir, la tasa de interés mínima a partir de la cual decide invertir en un proyecto) y un precio de venta de la energía de 100 \$/kWh, la inversión inicial se recuperaría en aproximadamente 15 años. Si aumentamos el costo de venta hasta

190 \$/kWh manteniendo la misma TMAR el tiempo para recuperar la inversión se reduciría a 7 años.

- **La Tasa Interna de Retorno (TIR)**, indica el valor de la tasa de interés para la cual el VPN es igual a cero. En la Tabla 12, se muestran los resultados del análisis referente a este indicador, a los diferentes precios de venta considerados. Como se observa en esta tabla, para un precio de venta de 10 \$/kWh, no se obtiene ningún valor para la TIR, lo cual se debe a que con este precio de venta, el VPN resultó negativo para cualquier tasa de interés.

**Tabla 12. Valor de la TIR para diferentes precios de venta de la energía.**

Precio de Venta de la energía (\$/kWh)	TIR
\$ 10	No existe
\$ 60,00	6,67%
\$ 100,00	12,380%
\$ 190,00	22,520%
\$ 240,00	27,530%

A simple vista se puede apreciar que la rentabilidad del proyecto aumenta con el precio venta de la energía, lo cual era de esperarse. Los resultados de la Tabla 12, indican qué tan atractivo es el proyecto para un inversionista particular, a los diferentes precios de venta. Para este caso, si se supone un inversionista X, con una Tasa de Interés Mínima Atractiva de Retorno (TMAR) del 18%, el proyecto solo se hace atractivo si la energía se vende a 190 y 240 \$/kWh (ya que se cumple:  $TIR > TMAR$ ).

Sin embargo, para tomar una decisión de inversión se deben analizar también los demás indicadores financieros. Por ejemplo, si la energía se vende a un precio de \$190/kWh, la TIR resultante indica un proyecto rentable para el Inversionista X, lo mismo que el VPN ya que es positivo (10.310.743.473). Sin embargo el tiempo de recuperación de la inversión sería de 11 años, el cual puede resultar poco atractivo.

### ➤ **Caso de Estudio**

En la Tabla 13, se encuentra un resumen de los resultados obtenidos para un caso específico utilizando una tasa de interés de 18% y el supuesto de que la energía producida por el parque eólico, se comercializará a 192,61 \$/kWh (Precio de venta de la energía en Cartagena, por parte de la empresa Electricaribe E. S. P. para un domicilio de estrato 3). En esta tabla, se resaltan los resultados que tienen mayor importancia desde el punto de vista financiero, como son la inversión total (calculada a partir de la distribución porcentual presentada anteriormente en la Figura 33), el valor presente neto, la tasa interna de retorno y tiempo de retorno de la inversión. El valor obtenido para la inversión inicial por cada kW de potencia instalado es de \$ 2.931.027,69. Este valor resultó comparable con el estimado en otros proyectos eólicos, tal como la evaluación realizada por (INEL, 2009) en Cuba, donde el costo fue de aproximadamente \$ 2,627,134.55 por kW instalado. Otro proyecto que arrojó un valor relativamente cercano, es el parque eólico Jepírachi que funciona en el departamento de La Guajira, cuya inversión inicial por kW instalado fue de \$2.145.243,23 (EPM, 2002).



**Tabla 13. Análisis Financiero del Proyecto: Parque Eólico de 12 MW en Galerazamba.**

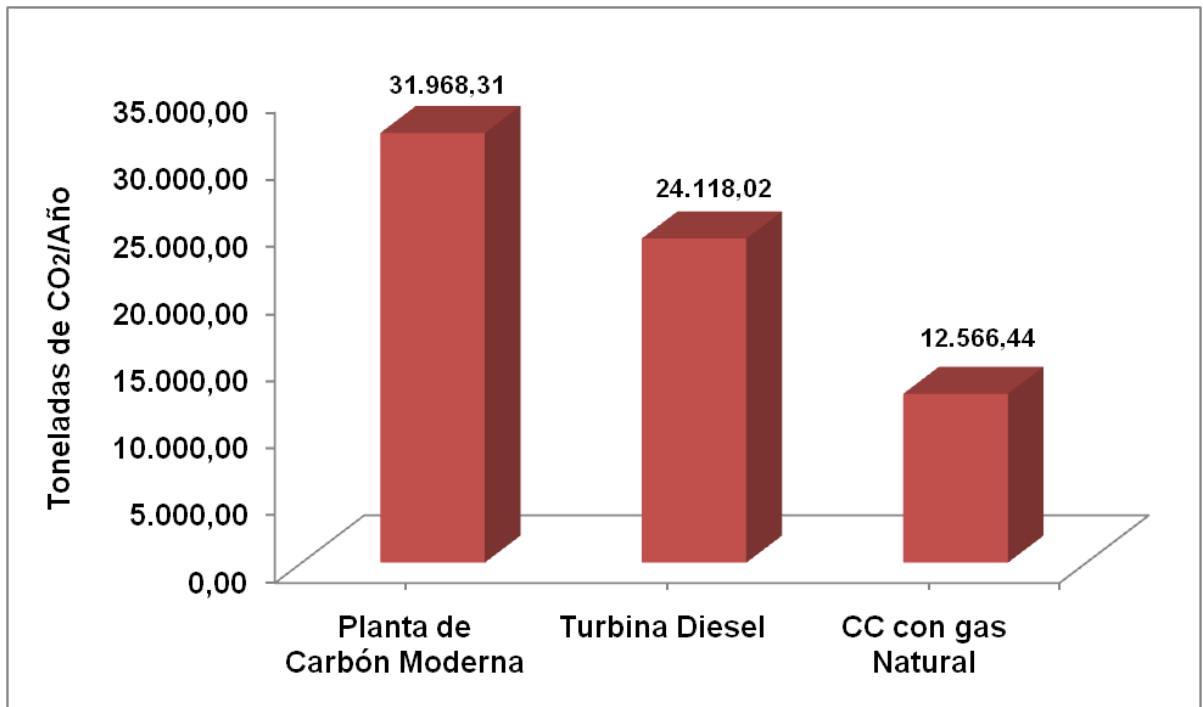
[1] Energía Producida anualmente por el parque eólico (kW-h/año)	29.849.031,2
[2] Vida útil (años)	20
[3] Precio de 6 Aerogeneradores Vestas 2000 kW	\$ 22.862.016.000,00
[4] Obras civiles generales= 9/65 * [3]	\$ 3.165.509.907,69
[5] Fundaciones aerogeneradores = 7/65 * [3]	\$ 2.462.063.261,54
[6] Costos ambientales = 3/65* [3]	\$ 1.055.169.969,23
[7] Equipos para conexión al sistema= 16/65 * [3]	\$ 5.627.573.169,23
[8] Inversión Total = [3] + [4] + [5] + [6] + [7]	\$ 35.172.332.307,69
[9] Costo anual de los aerogeneradores = [3]/ [2]	\$ 1.143.100.800,00
[10] Energía producida en 20 años (kW-h) = [1] * [2]	596.980.624
[11] Costos de Operación y Mantenimiento = (0,25) * [9]	\$ 285.775.200,00
[12] Tasa de interés	18%
[13] Tasa de inflación	7%
[14] Valor de salvamento = 0,1* [8]	\$ 3.089.461.621,62
[15] Valor Presente Neto (VPN)	\$ 10.961.503.497,22
[16] Tasa Interna de Retorno	22,6%
[17] Tiempo de Retorno de la Inversión	11 años

## 5.5 ANÁLISIS AMBIENTAL DEL PARQUE EÓLICO.

### 5.5.1 Reducción en las Emisiones de CO<sub>2</sub>

La instalación eólica supone una serie de ventajas desde el punto de vista ambiental en comparación con otras instalaciones generadoras de energía, ya que

por cada kWh eólico producido se puede sustituir un kWh generado por fuentes combustibles. En la Figura 40, se muestra la cantidad de CO<sub>2</sub> (toneladas) que se dejarían de emitir a la atmosfera al consumir la energía producida por el parque eólico (29.849.031,2 MWh/año), en vez de utilizar combustibles tradicionales (Carbón, Diesel y Gas Natural) como fuente de energía.



**Figura 40. Toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas por diferentes fuentes al generar la misma cantidad de energía que produciría el parque eólico.**

Los proyectos de energía renovable como los eólicos, también presentan emisiones, no durante la etapa de generación, pero si durante procesos como la construcción de aerogeneradores, su transporte, la disposición de desechos, su desinstalación, entre otros. Según el CEAC (2010), por cada GWh generado por un proyecto eólico, se emiten cerca de 50 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmosfera. Teniendo en cuenta este factor, el parque eólico de 12 MW que se propone para Galerazamba generaría cerca de 1.492,45 toneladas de CO<sub>2</sub>.

### **5.5.2 Beneficios Económicos de la Reducción de Emisiones de CO<sub>2</sub>**

Además del beneficio ambiental debido a la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>, también podría traer beneficios económicos para este proyecto, vender Bonos de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs). El costo de venta de estas emisiones esta alrededor de los US\$4/toneladas equivalentes CO<sub>2</sub> (a este precio EPM vendió los bonos del parque eólico Jepírachi, (E.P.M, 2005)

Se debe aclarar que dicha comercialización no puede llevarse a cabo con base en las reducciones de CO<sub>2</sub> presentadas en el figura 40, debido a que los factores de emisión que se usaron para aquel análisis, corresponden a comparaciones específicas con cada tipo de fuente energética considerada.

Sin embargo, cuando se trata de comercializar los bonos de carbono, el factor de emisión que se utiliza es un ponderado que tiene en cuenta todas las fuentes energéticas (y sus porcentajes de participación) del país vendedor. Por lo tanto, este factor de emisión es diferente para cada país e incluso varía cada año con los cambios que se presenten en la canasta energética del país. En Colombia, este factor de emisión fue estimado por la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) como 0,2849 kg CO<sub>2</sub> equivalentes/kWh, tal como lo resuelve el Artículo 1 de la RESOLUCIÓN 180947 DE 2010 del Ministerio de Minas y Energías en Colombia.

Teniendo en cuenta el anterior factor de emisión, se estimó que el parque eólico dejaría de emitir 8.503,99 toneladas de CO<sub>2</sub> Equivalentes/Año. Negociando estas reducciones emitidas, a un precio de US\$4/toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes, los ingresos al parque eólico (por comercialización de CERs) serían aproximadamente 68 millones de pesos anuales.

### 5.5.3 Evaluación del Impacto Ambiental

El decreto 2820 del 05 de agosto de 2010, del Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, establece la competencia y el procedimiento para la expedición de la autorización y permisos para proyectos, obras o actividades que puedan producir deterioro a los recursos naturales o al ambiente o en su defecto, generar modificaciones considerables en este.

La implementación de un parque eólico no está exenta de causar daños ambientales y por tanto, previo a la iniciación de las obras de instalación, la empresa constructora debe contar con las licencias necesarias, otorgadas por la autoridad ambiental (que en el caso de Galerazamba, es la Corporación Autónoma Regional de Dique, (Cardique)), quien es la encargada de realizar las investigaciones pertinentes sobre el impacto ambiental que puede causar sobre el ecosistema local. Se deben evaluar los impactos ambientales para cada una de las siguientes fases del parque eólico:

**Fase de Construcción:** Concentra numerosas afecciones en razón de las obras, movimiento de maquinaria, desmonte, aperturas de viales y pasos, etc., acciones de las que derivan efectos como destrucción de la cubierta vegetal, activación de procesos erosivos, compactación del terreno, emisión de gases, molestias a la fauna. Este impacto se podría considerar como moderado.

**Fase de Funcionamiento:** La presencia de los aerogeneradores en el paisaje además de impacto visual, la emisión de ruidos y el movimiento de las palas que conlleva la colisión de aves, constituyen los impactos de mayor magnitud y permanencia. Además debemos tener en cuenta los residuos producidos por cada molino, principalmente el aceite de los aparatos y a los aceites usados en los engranajes mecánicos que generalmente se cambian cada 6 meses.

**Fase de Abandono:** En la fase de abandono no se prevén impactos sensibles si se procede a la recuperación del área, generándose en cambio efectos

beneficiosos por la retirada de los aerogeneradores y su subsiguiente impacto visual y la restauración del área tratada.

**Tabla 14. Posibles Impactos Ambientales Durante las Diferentes Fases de un Parque Eólico**

<b>Fases</b>  <b>Factores Ambientales</b>	<b>FASES DURANTE LA VIDA UTIL DEL PARQUE EÓLICO</b> <b>(FASES DE CONSTRUCCIÓN, FUNCIONAMIENTO Y ABANDONO)</b>
<b>ATMÓSFERA</b>	Ruido, Calidad del Aire, Efectos Electromagnéticos.
<b>SUELO</b>	Ocupación del Suelo, Erosión.
<b>AGUAS</b>	Aguas Superficiales, Aguas Subterráneas, Alteración de Red de Alcantarillado, Calidad del Agua.
<b>VEGETACIÓN</b>	Cubierta Vegetal
<b>FAUNA</b>	Fauna Terrestre, Avifauna.
<b>PAISAJE</b>	Modificación del Paisaje
<b>SOCIOECONOMÍA</b>	Empleo, Usos Agropecuarios y Forestales, Actividades Recreativas y de Investigación.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas en este trabajo de investigación son las siguientes:

- (1)** La densidad de energía eólica en Colombia (45 zonas de estudio), varía entre 0,066 y 219,5 W/m<sup>2</sup>, a una altura de 10 m. El menor y mayor valor corresponden a La Granja Tinaja (Santander) y Puerto Bolívar (La Guajira), respectivamente. La densidad de energía eólica calculada para Galerazamba fue de 132,6 W/m<sup>2</sup>. En este lugar, la mayor parte de los vientos provienen desde una dirección predominante, Noreste, la cual corresponde a la dirección característica de los vientos alisios. Además, a nivel superficial se caracteriza por presentar terrenos abiertos y sin mayores irregularidades en el relieve.
- (2)** La velocidad del viento promedio en el año 2009 (5.2 m/s) fue mayor a la obtenida en el año 2008 (5.14 m/s); sin embargo, este último año (2008) presentó los mejores resultados en la producción de energía. Los valores promedios pueden dar una idea distorsionada del potencial eólico de un lugar debido a la aleatoriedad de la variable (velocidad del viento), por lo cual se obtienen mejores resultados cuando se representa por medio de distribuciones de frecuencia como la de Weibull.
- (3)** El modelo de Weibull representó muy bien el perfil de velocidad de viento en Galerazamba con coeficientes de correlación altos. El modelo indica que es poco probable que en Galerazamba se presenten velocidades del viento menores a 2 m/s o mayores a 9 m/s (a una altura de 10 m).
- (4)** La energía producida por todos los aerogeneradores aumenta considerablemente al aumentar su altura de ubicación, por ejemplo, al pasar de una altura de 10 a 70 m, la energía producida presenta un incremento alrededor del 140%.

- (5) El aerogenerador Vestas 2000 kW es el que mejor se ajustó a las condiciones del viento en Galerazamba (desde el punto de vista económico y perfil de viento), y es con el cual se obtiene el más bajo costo específico de generación (54,09 \$ / kWh).
- (6) Instalar un parque eólico de 12 MW en Galerazamba (constituido por 6 aerogeneradores Vestas 2000 kW), requerirá de una inversión inicial de \$35.172.332.307,69. El área superficial requerida por el parque eólico es de 169.65 m<sup>2</sup>, correspondientes a las bases de las torres de los aerogeneradores, los cuales estarían distribuidos en filas alineadas de frente a la dirección noreste.
- (7) El parque eólico propuesto, produciría un total de 29.849,03 MWh al año, la energía suficiente para suministrar a 80.000 hogares aproximadamente. Para el supuesto caso de que la energía producida sea comercializada a un precio de \$192.61 / kWh (Costo en Cartagena, Estrato 3), los indicadores financieros del proyecto serían los siguientes: VPN = \$ 10.961.503.407,22; TIR = 22,6%; TRI = 11 años. Con la implementación de este parque se dejarían de emitir cerca de 31.968,31 toneladas CO<sub>2</sub> / año, en comparación con una planta de carbón moderna. Además, si se negociasen las reducciones a un precio de 4 dólares por toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>, los ingresos al parque eólico (por comercialización de CERs) serían aproximadamente 68 millones de pesos anuales.
- (8) El mayor inconveniente para la instalación del parque eólico en Galerazamba, lo constituyen la alta inversión inicial requerida, así como el tiempo de recuperación de la inversión que puede ser considerado muy prolongado. A lo anterior, se suma la falta de políticas que impulsen el desarrollo de las energías renovables. Estos aspectos hacen que proyectos que son muy

atractivos desde el punto de vista ambiental se conviertan en poco atractivos desde una perspectiva financiera.



## RECOMENDACIONES

- Mientras disminuyen los costos de generación a partir de la energía eólica, los países en vía de desarrollo como Colombia, deben enfocar sus investigaciones principalmente a evaluar el potencial de su recurso eólico, así como a establecer mecanismos y políticas que promuevan la implementación de energías renovables, tomando como primicia el caso de Brasil y su programa de incentivos (PROINFA).
- Se sugiere hacer mediciones experimentales de la velocidad del viento en Galerazamba a diferentes alturas, de modo que se pueda corroborar la extrapolación realizada en este trabajo (en la cual se partió de datos medidos por IDEAM a 10 m).
- Existen modelos que permiten estimar el coeficiente de rugosidad ( $Z_0$ ) de una zona a partir de datos de velocidad del viento *medidos experimentalmente* a diferentes alturas. De esta manera se recomienda estimar este factor, para ser tenido en cuenta en futuras evaluaciones del potencial eólico.
- Evaluar el potencial eólico en Galerazamba para la implementación de un parque eólico offshore, es decir, para la instalación de los aerogeneradores mar adentro. Esto, aprovechando la presencia de costas en este lugar y el hecho de que en el mar se mejoran las condiciones para el flujo libre del viento, ya que no se presenta ningún tipo de obstrucción.
- Se debe profundizar sobre la evaluación de los impactos ambientales que se podrían generar con la implementación de un parque eólico, teniendo en cuenta además de la reducción de emisiones de gases a la atmosfera, otros aspectos como su influencia sobre el agua, el suelo, la vegetación, fauna, paisaje y en el ámbito socio económico de Galerazamba y sus alrededores, durante las

diferentes etapas de ejecución del proyecto eólico como la fase de construcción, funcionamiento y de abandono.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Ackermann, & Soder. (2002). An overview of wind energy-status 2002. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 67–128.
- Agnolucci, P. (2007). Wind electricity in Denmark: A survey of policies, their effectiveness and factors motivating their introduction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 951–963.
- Agencia andaluz de energía (2008). *Energía Eólica, Guía Técnica*. Andalucía, España.
- Alcaldía de Santa Catalina de Alejandría, 2010. Plan de Desarrollo en Materia de Servicios Públicos. Consultado el 14 de abril de 2011, de <http://www.santacatalina-bolivar.gov.co/nuestromunicipio.shtml?apc=mlxx-1-&m=d>
- Ameku, N. R. (2008). Design of a 3 kW wind turbine generator with thin airfoil blades. *Experimental Thermal and Fluid Science* , 1723–1730.
- Bernal A., & Dufo, R. (2005). Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain. *RENEVABLE ENERGY* , 1107–1128.
- Bilbao. (2009). *Técnicas Meraheurísticas Aplicadas en la Optimización de energia en un Parque Eólico*. Universidad de Málaga .
- Bird, B. G., Bird, Bolinger, Gagliano, Wiser, Brown. (2005). Policies and market factors driving wind power development in the United States. *Energy Policy* , 1397–1407.
- Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 13, Issues 6-7 1372–1382.
- Botero S., Isaza F., Valencia A. (2010). Evaluation of methodologies for remunerating wind power's reliability in Colombia. *Renewable and Sustainable. Energy Reviews* , 2049–2058.
- BUNCA, B. U. (2002). *Manual Sobre la Energía Eólica (America Central)*. San José de Costa Rica: San José.
- Burgos, A. P. (2008). *Energía Eólica*. Valladolid - España: Best Result.
- CARDIQUE, C. A. (2009). Boletín Oficial Mes de Mayo. Corporación Autónoma Regional del Canal del Dique. Cartagena de Indias, Colombia: Editorial Carique No. 5.

- CEAC. (2010). Plan Indicativo Regional de Expansion de la Generación, Periodo 2011 - 2025. Concejo de Electrificación de América Central. Página 49.
- Costa, Roverea, L., & Assmann. (2008). Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65–90.
- Delarue, L. D. (2009). The actual effect of wind power on overall electricity generation costs and CO2 emissions. *Energy Conversion and Management* , 1450 - 1456.
- Duhia, J.; Gill, D., Manning, K.; Wang, W. & Bruyere, C., 2004. PSU/NCAR Mesoscale Modeling System Tutorial Class Notes and User Guide: MM5 Modeling System Version 3. Mesoscale and Microscale Meteorology Division, National Center for Atmospheric Research. Universidad de Pensylvania. Estados Unidos. Págs. 1.11, 7.5, 7.8
- Duran, S. A. (2004). Progress and recent trends in wind energy. *Progress in Energy and Combustion Science*, Volume 46, Issue 4, pag. 501 - 543.
- Elamouri, M., & Amar, B. (2008). Wind energy potential in Tunisia. *Renewable Energy*, 758 - 768.
- E.P.M. (2002). Parque Eólico Piloto "Jepirachi", Descripción del Proyecto, Programa General para el Desarrollo de la Energía Eólica en Colombia. Empresas Públicas de Medellín. Colombia.
- E.M.P. (2005). Modelo de Gestión Social. Empresas Públicas de Medellín. Colombia.
- E.P.M. (2008). Experiencia de Empresas Públicas de Medellín en Proyectos MDL. Feria Internacional del Medio Ambiente. Colombia
- Ettoumi, Hamid, Lassaad, & Nabila. (2008). Comparative simulation of wind park design and siting in Algeria. *Renewable Energy*, 2333–2338.
- EWEA. (2008). Pure Power: Wind Energy Scenarios. European Wind Energy. Bruselas.
- Fernández, D. P. (2003). Energía Eólica. Cantabria, España: Universidad de Cantabria.
- Fernández, L. A. (2008). Modelos Avanzados para la Predicción a Corto Plazo de la Producción Eléctrica en Parques Eólica. Universidad de la Rioja. Logroño, España: Universidad de la Rioja.
- Garcia, & Castejon. (1986). Problemas de Meteorología I. Estática y Termodinámica de la Atmosfera. Instituto Nacional de Meteorología, España. 141-142.
- Glauert, H. (1926). *The Elements of Aerofoil and Airscrew Theory*. Cambridge University Press. Cambridge, Inglaterra.

- Gokcek, & Serdar. (2009). Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey. *Applied Energy*, Volume 86, Issue 12, pag. 2731–2739.
- Gómez, M. (2006). *Introducción a la Metodología de la Investigación Científica*. Cordoba, Argentina: Brujas.
- Habali, & Saleh. (2000). Local design, testing and manufacturing of small mixed airfoil wind turbine blades of glass fiber reinforced plastics Part I: Design of the blade and root. *Energy Conversion & Management* , 249±280.
- Henríquez, C. D. (2006). *Identificación y Evaluación Económica de Unidades Homogéneas de Densidad de Potencia Eólica en la Región del Biobío*. Santiago de Chile, Chile: Universidad de Santiago de Chile.
- Hepbasli & Ozgener. (2004). A review on the development of wind energy in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 257–276.
- IDEAM, U. (2006). *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia*. Bogotá, Colombia.
- IEA. (2008). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. Paris, Francia
- IEA. (2009). *How the Energy Sector Can Deliver on a Climate Agreement in Copenhagen*, Especial Early Excerpt of the World Energy Outlook. Paris, Francia.
- Ilinca, A., McCarthy, E., Chaumel, J. L., & Réiveau, J. L. (2003). Wind potential assessment of Quebec Province. *Renewable Energy*, 1881 - 1897.
- INEL, (2009). *Proyecto Parque Eólico Gibara 2*. Empresa de Ingeniería y Proyectos para la Electricidad (INEL). Consultado el 12 de octubre de 2010, de <http://cdm.unfccc.int/bazaar/UserManagement/FileStorage/JLNZ7GOKE1A4X9P63U0YRIBHF5DMTS>
- IPSE. (2010). [www.ipse.gov.co](http://www.ipse.gov.co). La Poligeneración, un concepto de integración que lidera el IPSE en las ZNI. Instituto de Planificación y Promoción Energéticas de Soluciones para las Zonas no Interconectadas de Colombia. Consultado el 1 de Octubre de 2010, de [http://www.ipse.gov.co/index.php?option=com\\_content&view=article&id=293%3Ala-poligeneracion-un-concepto-de-integracion-que-lidera-el-ipse-en-las-zni&catid=193%3Anoticias&Itemid=541&lang=es](http://www.ipse.gov.co/index.php?option=com_content&view=article&id=293%3Ala-poligeneracion-un-concepto-de-integracion-que-lidera-el-ipse-en-las-zni&catid=193%3Anoticias&Itemid=541&lang=es)
- Jaramillo, Saldan & Miranda (2004). Wind power potential of Baja California Sur, México. *Renewable Energy*, 2087–2100.
- Jureczko, Pawlak, & Mezyk. (2005). Optimisation of wind turbine blades. *Journal of Materials Processing Technology* , 463–471.

- Kissel, J., & Krauter, S. (2006). Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations—Case study: Wind power in Brazil. *Energy Policy*, 3591 - 3598.
- Knoll, & Klink. (2009). Residential- and commercial-scale distributed wind energy in North Dakota, USA. *Renewable Energy*, 2493 - 2500.
- LAWEA. (2009). Latin America Wind Energy Report. Latin America Wind Energy Agency. Guadalajara, México.
- Lerma, H. D. (2004). Metodología de la Investigación: Propuesta, Anteproyecto y Proyecto. Bogotá, Colombia: ECOE Ediciones.
- Lewis, J., & Wiser, R. (2007). Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms. *Energy Policy*, Volumen 35, Issue 3, pag. 1844 - 1857.
- Lysen E., H., (1983): Introduction To Wind Energ, Segunda Edición. Consultancy Services Wind Energy Developing Countries. Holanda.
- Losada, A. M. (2002). Caracterización del Regimen de vientos y Desarrollo de un Modelo de Predicción Eólica a Escala Local en el Estrecho de Gibraltar. Madrid, España: Universidad Complutense de Madrid.
- MacGill, I. (2009). Electricity market design for facilitating the integration of wind energy: Experience and prospects with the Australian National Electricity Market. *Energy Policy*, Volumen 38, Issue 7, Pag. 3180-3191.
- Maheri, Noroozi, & Vinney. (2007). Decoupled aerodynamic and structural design of wind turbine adaptive blades. *Renewable Energy*, Volume 32, Issue 10 pag. 1753–1767.
- Markeviciu, Katinas, & Marciukaitis. (2007). Wind energy development policy and prospects in Lithuania. *Energy Policy* , 4893–4901.
- Marquez, R., & Salem, A. (2008). Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, 65 - 76.
- Mejia, J., Chejne, F., Smith, R., Diner, I., Rodriguez, L., Fernandez, O (2006). Simulation of wind energy output at Guajira, Colombia. *Renewable Energy*, 383 – 399.
- Menz, & Vachon. (2006). The effectiveness of different policy regimes for promoting wind power: Experiences from the states. *Energy Policy* , 1786–1796.

- Monfort, V. G. (2007). Curso de Energía Eólica. Endesa.
- Moreno C. (2006). Distribución de los aerogeneradores en un parque eólico. Centro de Estudio de Tecnologías Energéticas Renovables (CETER). Ciudad de la Habana, Cuba.
- No, Kim, & Moon. (2009). Modeling, control, and simulation of dual rotor wind turbine generator system. *Renewable Energy*, 2124–2132.
- Nouni, Mullickb, & Kandpalb. (2006). Techno-economics of small wind electric generator projects for decentralized power supply in India. *Energy Police*, 2491 - 2506.
- Orozco, R., & Rodriguez, E. (2001). Sistemas Eólicos para Pequeña Generación de Energía Eléctrica. Universidad de los Andes, Bogotá .
- Ouammi, S. M. (2010). Wind energy potential in Liguria region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 289–300.
- Pérez, M. D. (2009). Propuesta de una Metodología para la Implementación de Parques Offshore. Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España.
- Pinilla. (1997). Manual de Aplicación de la Energía Eólica. Bogotá, Colombia: Instituto Nacional de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas.
- Pinilla, A. (2008). El poder del viento. *Revista de ingeniería. Universidad de los Andes* , 64 - 69.
- Pinilla, R. T. (2009). Performance evaluation of Jepirachi Wind Park. *Renewable Energy* , 48–52.
- Pino, S. (2009). Sistemas de Conversión de Energía Eólica. Universidad Nacional de Colombia .
- Rechsteiner, R. (2008). *Wind Power in Context – A clean Revolution in the Energy Sector*. Basel / Switzerland: Energy Watch Group.
- Rodriguez, C., Riso, M., Jimenez, G., Ottogalli, R., Santacruz, R., Aisa, S., y otros. (2010). Analysis of the potential for hydrogen production in the province of Córdoba, Argentina, from wind resources. *International Journal of Hydrogen Energy* .
- Sadhu. (2003). Wind Power Potential of Rio Grande do SI Sate of Brazil. *Solar and Wind Technology*, 405 - 410.
- Saidur, I. R. (2010). A review on global wind energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* , 1744–1762.

- Shata, & Hanitsch. (2006). Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renewable Energy*, 1183–1202.
- Sidiras, D. K., & Koukios, E. G. (2004). The effect of payback time on solar hot water system diffusion: the case of Greece. *Energy Conversion & Management* , 269–280.
- Sozzi. (1998). La turbulencia de la atmósfera y la dispersión de los contaminantes en el aire. Vol. 1 Micrometeorología y turbulencia del aire. Mexico, D.F.
- UCM. (12 de 11 de 2010). Congreso Internacional de Energias Renovable. Universidad Católica de Manizales. Manizales, Colombia. Consultado el 15 de enero de 2011, de <http://www.ucm.edu.co/congresoenergiarenovable/index.php?...>
- UPME. (2007). Plan Energetico Nacional 2006 - 2025. Bogota D. C., Colombia: Ministerio de Minas y Energia - Unidad de Planacion Minero Energetica.
- Vitale, & Rossi. (2008). Computational method for the design of wind turbine blades. *International Journal of Hidrogen Energy* , 3466 – 3470.
- Vogiatzis, Kotti, Spanomitsios, & Stoukides. (2004). Analysis of wind potential and characteristics in NorthAegean, Greece. *Renewable Energy*, 1193–1208.
- Wachsmann, & Tolmasquim. (2003). Wind power in Brazil—transition using German experience. *Renewable Energy*, 1029–1038.
- Winkler, H. (2005). Renewable energy policy in South Africa:policy options for renewable electricity. *Energy Police*, 27–38.
- WWEA. (2009). World Wind Energy Annual Report. World Wind Energy Agency. Bonn, Alemania.
- Zhou, Yang, & Fang. (2006). Wind power potential and characteristic analysis of the Pearl River Delta region, China. *Renewable Energy*, 739–753.



## GLOSARIO

- **Aerodinámico:** Parte de la mecánica que estudia el movimiento de los gases y el movimiento relativo entre un cuerpo y un gas: la aerodinámica estudia las fuerzas que se originan cuando un cuerpo sólido móvil se sumerge en una región de aire.
  
- **Anemómetro:** Aparato que se utiliza para medir la velocidad o la fuerza del viento.
  
- **Calentamiento Global:** Es un término utilizado para referirse al fenómeno del aumento de la temperatura media global, de la atmósfera terrestre y de los océanos. Este fenómeno provoca el efecto invernadero, que se refiere a la absorción (por ciertos gases atmosféricos) de parte de la energía que el suelo emite, como consecuencia de haber sido calentado por la radiación solar.
  
- **Certificados de Reducción de Emisiones de CO<sub>2</sub>:** Es el compromiso de eliminar en un proyecto determinada cantidad de gases efecto invernadero por medio de la implementación de mecanismos de desarrollo limpio (MDL). Los CER pueden ser vendidos a los países que tienen obligaciones de reducir la emisión de carbono, como los firmantes del Protocolo de Kyoto.
  
- **Combustibles fósiles:** Término general para designar los depósitos geológicos de materiales orgánicos combustibles que se encuentran enterrados y que se formaron por la descomposición de plantas y animales que fueron posteriormente convertidos en petróleo crudo, carbón, gas natural o aceites pesados al estar sometidos al calor y presión de la corteza terrestre durante cientos de millones de años.

- **Desarrollo Sostenible:** Consiste en satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades.
- **Distribución de Frecuencia:** Una distribución de frecuencias es método de clasificación de datos en clases o intervalos, que muestra el número o porcentaje de observaciones de cada una de ellas. Esto proporciona una forma de observar un conjunto de números sin que se tenga que considerar en forma individual. La distribución de frecuencias se puede presentar en forma tabular y gráfica.
- **Energías Renovables:** Son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana: solar, eólica, hidráulica, biomasa y geotérmica.
- **Fenómeno del Niño:** Fenómeno oceánico-atmosférico de intensidad variable. Durante su ocurrencia provoca cambios en la temperatura y en los sistemas de presión en la región tropical del Océano Pacífico afectando los climas del mundo entero
- **Gases de Efecto Invernadero:** Gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera, y las nubes. El vapor de agua (H<sub>2</sub>O), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), metano (CH<sub>4</sub>), y ozono (O<sub>3</sub>) son los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre. Además existe en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero totalmente producidos por el hombre, como se estableció en el protocolo de Kiyoto: hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), los hidrofluorocarbonos (HFC), y los perfluorocarbonos (PFC).
- **Góndola:** Es la carcasa que contiene los componentes clave del

aerogenerador, esto es, el generador eléctrico, el multiplicador y los sistemas de control y orientación y freno. Está situada en la parte alta de la torre. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina.

- **Inflación:** La inflación, en economía, es el aumento sostenido y generalizado de los precios de los bienes y servicios. La tasa de inflación, que refleja el aumento porcentual de los precios en un cierto periodo temporal.
  
- **Longitud de rugosidad:** caracteriza el relieve de la zona y es una medida de las obstrucciones que pueden, de cierta manera, frenar la trayectoria normal del viento. Por ejemplo, las grandes ciudades con altos edificios y los bosques, presentan un factor de rugosidad alto.
  
- **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL):** Es un mecanismo del Protocolo de Kyoto para que gobiernos y empresas de países industrializados puedan cumplir, como alternativa, con sus metas de reducción de gases efecto invernadero a través de proyectos especiales en países en vías de desarrollo. Estos proyectos pueden ser el uso eficiente de energía, sustitución de combustibles fósiles, captura de metano en los rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de aguas residuales y reforestación, entre otros.
  
- **Modelación Matemática:** Área de la ciencia que se encarga de expresar fenómenos de la vida real en forma matemática.
  
- **País en Vía de Desarrollo:** Grado de desarrollo económico de un país que se aplica a naciones caracterizadas por un retraso en términos de desarrollo humano de un segmento importante de su población, un alto nivel de desigualdad social, una debilidad institucional y una inestabilidad política. Dos terceras partes de la población mundial viven en países en vías de desarrollo

(mayoritariamente en Latinoamérica, África y Asia).

- **Proinfa:** Programa de incentivos que impulsa el desarrollo de las fuentes de energía renovable en Brasil, principalmente la biomasa, eólica e hidroeléctricas.
- **Protocolo de Kioto:** Es el acuerdo internacional que tiene por objeto reducir entre el año 2008 y el año 2012 en un 5% las emisiones de seis gases generadores de efecto invernadero causantes del calentamiento global con respecto al nivel de emisiones del año 1990. Los gases son: el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el gas metano (CH<sub>4</sub>), el óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) además de tres gases industriales como los hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).
- **Rotor:** Está formado por las palas y el buje. Las palas capturan el viento transformando la energía cinética de éste en energía de rotación. En un aerogenerador moderno (de aprox. 1500kW), las palas pueden medir 40 m de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión. El buje del rotor es una pieza que acopla el rotor al eje de baja velocidad del aerogenerador.
- **Simulación:** Es una importante metodología que permite describir y analizar la ocurrencia de ciertos fenómenos sin necesidad de llevarse a cabo en una situación real, permitiendo ahorro de tiempo y de recursos económicos.
- **Tasa de Interés:** Es la valoración del costo que implica la posesión de dinero producto de un crédito. Para un inversionista, Es el rédito que causa una inversión, en cierto plazo, y que se expresa porcentualmente respecto al capital invertido.
- **TIR, Tasa Interna de Retorno:** Es aquella tasa de interés que hace igual a cero el valor actual de un flujo de beneficios netos al final de la vida útil del proyecto o en cualquier otra fecha en que se lo evalúe. Por tanto, es conveniente realizar

la inversión en un proyecto cuando la tasa interna de retorno es superior a la tasa de interés promedio del mercado.

- **Torre:** Es el soporte para la góndola y el rotor de un aerogenerador. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo.
  
- **TRI, Tiempo de Retorno de la Inversión:** Indicador financiero que permite evaluar un proyecto de inversión, mediante el cálculo del tiempo (en años), en el cual el inversionista recuperará el capital invertido en dicho proyecto.
  
- **VPN, Valor Presente Neto:** Valor Presente Neto es la diferencia del valor actual de la Inversión menos el valor actual de la recuperación de fondos de manera que, aplicando una tasa que corporativamente consideremos como la mínima aceptable para la aprobación de un proyecto de inversión, pueda determinarnos, además, el Índice de conveniencia de dicho proyecto.

# ANEXOS

## ANEXO A: PARÁMETROS DE LA ECUACIÓN DE WEIBULL

ZONA	DEPART.		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
APTO. V. COBO	AMAZONAS	$\alpha$	7.39	8.11	10.90	11.89	6.20	7.57	7.35	7.21	6.05	4.69	7.95	6.53
		$\beta$	1.20	1.17	1.14	1.06	1.04	1.04	1.11	1.11	1.17	1.22	1.12	1.18
APTO. LOS CEDROS	ANTIOQUIA	$\alpha$	6.51	9.13	9.38	11.12	10.39	13.22	12.75	11.10	9.91	8.90	13.40	6.17
		$\beta$	2.78	3.12	3.21	2.62	1.94	1.66	1.84	1.81	1.95	2.24	1.98	2.37
APTO. OLAYA HERRERA	ANTIOQUIA	$\alpha$	17.07	12.91	12.37	19.01	18.00	17.89	16.08	16.08	14.66	15.34	12.81	14.67
		$\beta$	2.79	2.74	2.78	2.51	2.46	2.53	2.70	2.70	2.56	2.39	2.44	2.55
TULIO OSPINA	ANTIOQUIA	$\alpha$	8.70	9.31	8.65	8.08	8.77	8.47	11.18	6.62	6.68	9.85	8.44	13.69
		$\beta$	3.41	3.20	3.14	2.90	2.88	2.69	3.10	2.86	2.81	2.43	2.73	3.06
LA SELVA	ANTIOQUIA	$\alpha$	6.91	4.80	5.33	5.76	8.65	6.57	6.96	5.80	5.74	5.07	5.26	5.27
		$\beta$	1.57	1.66	1.65	1.51	1.49	1.73	1.94	1.87	1.74	1.39	1.35	1.42
REPELÓN	ATLANTICO	$\alpha$	12.39	14.70	17.17	15.35	11.76	16.80	13.73	11.76	11.14	10.25	8.11	6.57
		$\beta$	3.03	3.16	3.12	2.86	2.28	2.15	2.37	2.34	2.14	2.02	2.18	2.76
APTO. ERNESTO CORTI-SSOZ	ATLANTICO	$\alpha$	10.61	9.77	9.07	12.11	6.25	4.56	3.76	4.77	3.99	4.30	5.23	5.75
		$\beta$	4.91	5.48	5.62	4.96	3.47	3.04	3.36	3.31	2.66	2.40	2.96	4.02
LAS FLOREZ	ATLANTICO	$\alpha$	5.94	5.71	5.74	6.86	4.97	5.55	8.63	5.07	7.25	5.85	6.07	5.11
		$\beta$	9.05	9.00	9.51	7.73	5.52	5.52	6.61	5.45	4.33	4.26	5.75	9.02
APTO. EL DORADO	BOGOTA D. C.	$\alpha$	5.57	5.67	6.63	7.62	6.77	7.03	5.23	5.11	6.09	4.64	5.65	6.76
		$\beta$	2.30	2.42	2.43	2.18	2.43	2.65	2.89	2.82	2.28	2.18	2.16	2.20
CARMEN DE BOLIVAR	BOLÍVAR	$\alpha$	18.77	12.36	20.68	12.61	14.16	13.64	17.28	12.45	15.15	15.43	15.11	9.10
		$\beta$	1.92	2.17	2.20	2.08	1.79	1.75	1.93	1.88	1.76	1.65	1.61	1.82

ZONA	DEPART.		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GALERA-ZAMBA	BOLÍVAR	α	7,45	6,38	6,14	5,51	5,50	5,10	4,94	6,15	9,40	11,82	6,99	6,99
		β	8,30	8,45	7,78	6,79	5,58	5,60	5,54	4,69	4,15	4,50	5,91	5,91
VILLA CARMEN	BOYACÁ	α	9.67	9.62	15.58	13.86	11.38	10.80	10.16	8.92	11.12	11.16	11.49	10.27
		β	4.01	4.08	3.85	3.90	4.37	4.92	5.19	5.30	4.52	3.93	3.66	3.97
SURBATA BONZA	BOYACÁ	α	5.25	4.40	5.16	5.19	5.65	5.89	4.65	4.13	8.89	5.62	5.02	5.52
		β	1.99	1.98	1.99	1.73	1.60	1.71	1.95	2.05	1.63	1.64	1.75	1.82
U.P.T.C	BOYACÁ	α	18.79	13.92	13.19	17.58	18.79	13.20	12.00	12.66	13.34	15.33	13.20	15.30
		β	2.27	2.54	2.46	2.35	2.27	2.57	2.73	2.73	2.52	2.28	2.20	2.22
BELEN-CITO	BOYACÁ	α	6.62	7.97	7.30	6.99	6.63	6.28	6.67	8.12	10.16	7.77	7.84	9.15
		β	2.10	2.15	1.91	1.92	1.88	2.11	2.11	2.12	1.84	1.78	1.81	2.01
SIERRA NEVADA D. COCUY	BOYACÁ	α	22.94	12.17	12.18	28.75	15.64	11.06	10.22	6.35	14.65	8.28	18.25	17.18
		β	2.65	2.78	2.68	2.41	2.40	2.71	3.06	2.82	2.56	2.28	2.19	2.59
NARAN- JAL	CALDAS	α	7.20	6.66	7.73	6.72	6.38	7.11	5.63	6.13	5.51	6.54	6.39	6.21
		β	1.64	1.66	1.67	1.61	1.52	1.55	1.63	1.63	1.65	1.66	1.61	1.61
CENI-CAFÉ	CALDAS	α	10.46	10.08	11.41	11.76	9.87	8.47	10.29	9.42	9.46	6.35	10.20	8.44
		β	1.69	1.73	1.66	1.59	1.56	1.62	1.63	1.74	1.56	1.71	1.59	1.64
VENEZIA	CAQUETÁ	α	6.52	5.49	5.84	5.71	7.33	5.98	4.26	7.44	4.25	6.01	9.35	8.66
		β	2.47	2.46	2.22	2.40	2.54	2.78	3.16	3.50	2.61	2.46	2.26	2.32
MOTILO- NA	CESÁR	α	8.52	4.73	6.71	7.46	7.38	8.78	8.85	10.49	9.15	8.68	9.54	6.01
		β	2.89	3.43	2.95	2.49	2.22	2.12	2.23	2.19	2.06	1.91	1.91	2.11



ZONA	DEPART.		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
TURIPA- NA	CORDOBA	α	6.43	6.12	6.05	5.25	8.09	9.21	15.38	10.76	10.46	8.51	8.97	11.52
		β	1.67	2.01	2.34	2.07	1.55	1.37	1.41	1.48	1.40	1.40	1.28	1.27
APTO LOS GARZO- NES	CORDOBA	α	10.29	8.47	7.97	8.19	14.57	13.74	15.00	7.22	10.57	12.54	9.78	7.73
		β	1.48	1.86	2.15	1.90	1.47	1.38	1.59	1.46	1.41	1.33	1.31	1.26
TIBAITA- TÁ	CUNDINA- MARCA	α	7.12	6.78	7.75	6.79	7.75	6.04	6.49	5.26	8.03	6.70	7.19	8.01
		β	1.99	2.02	2.01	1.86	2.01	2.31	2.46	2.58	2.17	1.86	1.74	1.82
PARQUE ARQUEO- LOGICO	HUILA	α	20.11	16.94	18.93	19.29	20.07	22.61	17.76	20.03	20.86	23.30	18.15	20.09
		β	2.08	2.07	2.00	1.94	1.90	1.91	1.93	1.97	2.11	2.04	1.98	2.05
LOS ROSALES	HUILA	α	5.72	5.28	8.58	5.48	5.48	5.67	5.76	6.47	5.80	8.71	6.91	8.64
		β	2.08	2.25	2.13	4.57	2.85	3.41	4.19	4.78	3.51	2.73	2.00	1.93
SAN ALFONSO	HUILA	α	9.26	7.51	7.50	7.55	6.97	8.13	6.98	8.55	7.42	9.61	8.04	5.36
		β	2.46	2.56	2.37	2.05	2.20	2.30	2.72	2.99	2.69	2.74	2.40	2.13
PUERTO BOLIVAR	LA GUAJIRA	α	7.55	8.69	8.68	16.68	9.53	18.79	15.04	8.48	5.67	5.27	7.35	8.82
		β	7.62	7.98	8.02	7.59	7.62	8.16	8.45	8.03	6.41	5.79	6.01	6.76
LA LIBERTAD	META	α	9.53	8.92	6.17	8.11	7.58	8.84	8.94	9.64	11.01	8.26	15.91	10.76
		β	1.98	1.91	1.74	1.56	1.47	1.50	1.48	1.48	1.50	1.49	1.58	1.72
EL ENCANO	NARIÑO	α	7.76	8.47	5.09	13.35	6.84	4.57	7.66	5.62	6.68	11.25	6.60	7.40
		β	2.01	1.83	1.97	1.77	2.03	2.46	2.72	2.80	2.20	1.99	2.10	1.97
OBONU- CO	NARIÑO	α	7.67	8.22	10.71	9.09	12.44	7.21	8.92	9.28	7.53	9.70	10.57	10.62
		β	3.44	3.48	3.24	3.23	3.46	4.15	4.64	4.82	4.17	3.48	3.23	3.12
APTO. ANTONIO NARIÑO	NARIÑO	α	7.16	6.45	8.74	6.88	7.69	9.84	8.49	5.66	6.25	8.42	6.09	8.10
		β	2.42	2.59	2.30	2.32	2.38	2.56	3.17	3.64	2.88	2.82	2.51	2.47
APTO. CAMILO DAZA	NORTE DE SANTAN- DER	α	3.69	3.05	3.75	3.68	4.14	3.37	4.41	3.76	3.95	3.65	3.09	3.27
		β	2.48	2.54	2.48	2.67	3.62	5.57	5.94	5.27	3.92	3.06	2.33	2.40
CENTRO A. ABREGO	NORTE DE SANTAN- DER	α	18.47	20.59	16.57	16.13	12.88	10.01	17.39	10.56	17.46	23.66	14.40	19.55
		β	2.57	2.61	2.68	2.52	2.39	2.71	2.81	2.70	2.47	2.30	2.38	2.45

**ANEXO B. DENSIDAD PROMEDIO DEL AIRE (Kg/m<sup>3</sup>) A UNA ALTURA DE 10 m**

ZONA	ρ del Aire (kg/m <sup>3</sup> )	ZONA	ρ del Aire (kg/m <sup>3</sup> )	ZONA	ρ del Aire (kg/m <sup>3</sup> )
APTO. V. COBO (AMAZONAS)	1.1252	SIERRA NEVADA D. COCUY (BOYACÁ)	0.7989	APTO. ANTONIO NARIÑO (NARIÑO)	0.9524
APTO. LOS CEDROS (ANTIOQUIA)	1.1321	NARANJAL (CALDAS)	1.0380	APTO. CAMILO DAZA ( NORTE DE SANTAN- DER)	1.1073
APTO. OLAYA HERRERA (ANTIOQUIA)	0.9826	CENICAFÉ (CALDAS)	0.914	CENTRO A. ABREGO (NORTE DE SANTAN- DER)	0.9901
TULIO OSPINA (ANTIOQUIA)	0.9848	VENECIA (CAQUETÁ)	1.0788	LA CAMELIA (RISARALDA)	0.9592
LA SELVA (ANTIOQUIA)	0.9233	MOTILONA (CESÁR)	1.1148	APTO. EL EMBRUJO S. (ANDRES)	1.1342
REPELÓN (ATLANTICO)	1.1332	TURIPANÁ (CORDOBA)	1.1321	EL CUCHARO (SANTANDER)	1.0325
APTO. ERNESTO CORTI- SSOZ (ATLANTICO)	1.1328	APTO LOS GARZONES (CORDOBA)	1.1321	GRANJA TINAJA (SANTANDER)	0.8753
LAS FLOREZ (ATLANTICO)	1.1341	TIBAITATÁ (CUNDINA- MARCA)	0.8877	APTO. PALO- NEGRO (SANTANDER)	1.0115
APTO. EL DORADO (BOGOTÁ D. C.)	0.8880	PARQUE ARQUEO-LOGICO (HUILA)	0.9612	APTO. YARI- GUÍES (SANTANDER)	1.1206
CARMEN DE BOLIVAR (BOLIVAR)	1.1328	LOS ROSALES (HUILA)	1.0754	NATAIMA (TOLIMA)	1.0881
GALERAZAMBA (BOLIVAR)	1.1337	SAN ALFONSO (HUILA)	1.0892	APTO. PERALES (TOLIMA)	1.0372
VILLA CARMEN (BOYACÁ)	0.8835	PUERTO BOLIVAR (LA GUAJIRA)	1.1332	COLPUERTOS (VALLE)	1.1332
SURBATA BONZA (BOYACÁ)	0.8890	LA LIBERTAD (META)	1.0981	CENTRO A. LA UNIÓN (VALLE)	1.0346
U.P.T.C (BOYACÁ)	0.8759	EL ENCANO (NARIÑO)	0.8654	PALMIRA ICA (VALLE)	1.0287
BELENCITO (BOYACÁ)	0.8894	OBONUCO (NARIÑO)	0.8691	LAS GAVIOTAS (VICHADA)	1.0337

**ANEXO C. HOMOLOGACIÓN ENTRE LA RUGOSIDAD DEL PERFIL DE LYSEN CON EL USO DE VOCACIÓN DEL SUELO DEL IGAC PARA ASIGNAR EL VALOR DE  $Z_0$ .**

<b>RUGOSIDAD SUPERFICIAL WaSP) Lysen, 1983)</b>	<b>USO PRINCIPAL DEL MAPA DEL IGAC</b>	<b>HOMOLOGACIÓN</b>	<b>RUGOS_SUP<sup>1</sup> Z<sub>0</sub> (metros)</b>
Terrenos llanos: mares, playas, hielo, nieve oceáno.	Ríos, lagos, lagunas, E.	Ríos-lagos-lagunas.	0.0005
Terrenos abiertos: pastos bajos aereopuertos, cultivos bajos.	Pastoreo extensivo.	Pastos bajos.	0.03
Terrenos abiertos: pastos aereopuestos, cultivos bajos.	Pastoreo intensivo y semiintensivo.	Pastos bajos.	0.03
Pastos altos y cultivos bajos.	Cultivos transitorios intensivos.	Cultivos bajos.	0.1
Pastos altos y cultivos bajos.	Cultivos transitorios semiintensivos.	Cultivos bajos.	0.1
Rugoso: cultivos altos, árboles pequeños.	Agrosilvopastoril.	Cultivos-alt-árboles pequeños.	0.25
Rugoso: cultivos altos, árboles pequeños.	Cultivos semipermanentes y semiintensivos.	Cultivos-alt-árboles pequeños.	0.25
Rugoso: cultivos altos, árboles pequeños.	Pantanos y ciénagas.	Pantanos y ciénagas.	0.25
Rugoso: cultivos altos, árboles pequeños.	Recuperación.	Árboles pequeños.	0.25
Rugoso: cultivos altos, árboles pequeños.	Recursos hídricos e hidrobiológicos.	Páram-subpáram-humedal.	0.25
Muy rugoso: bosques, árboles frutales.	Forestales de protección.	Bosques.	0.5
Muy rugoso: bosques, árboles frutales.	Producción.	Bosques de producción.	0.5
Muy rugoso: bosques, árboles frutales.	Protección y producción.	Bosques de producción y protección.	0.5
Muy rugoso: bosques, árboles frutales.	Silvoagrícola.	Cultivos bajo árboles.	0.5
Muy rugoso: bosques, árboles frutales.	Silvopastoril.	Ganadería bajo árbol grande.	0,5
Terrenos cerrados: villas, suburbios	Centros poblados (pueblos, caseríos).	Centros urbanos pequeños.	1
Ciudades.	Centros poblados (grandes ciudades y ciudades intermedias).	Centros urbanos pequeños.	2

**ANEXO D. PROBABILIDAD ACUMULATIVA ( $w(v)$ ), PARA LOS DATOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO ( $v$ ) ORDENADOS EN FORMA ASCENDE, CONCERNIENTES A REGISTROS DIARIOS EN GALERAZAMBA (AÑO 2008).**

w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)
0,0027	1,5	0,1063	2,7	0,2098	3,2	0,3134	3,7	0,4169	4,4
0,0054	1,8	0,1090	2,7	0,2125	3,2	0,3161	3,7	0,4196	4,4
0,0082	1,9	0,1117	2,8	0,2153	3,2	0,3188	3,7	0,4223	4,4
0,0109	1,9	0,1144	2,8	0,2180	3,2	0,3215	3,7	0,4251	4,5
0,0136	1,9	0,1172	2,8	0,2207	3,2	0,3243	3,8	0,4278	4,5
0,0163	1,9	0,1199	2,8	0,2234	3,2	0,3270	3,8	0,4305	4,5
0,0191	2,1	0,1226	2,8	0,2262	3,2	0,3297	3,8	0,4332	4,5
0,0218	2,2	0,1253	2,8	0,2289	3,3	0,3324	3,8	0,4360	4,5
0,0245	2,2	0,1281	2,8	0,2316	3,3	0,3351	3,8	0,4387	4,5
0,0272	2,3	0,1308	2,8	0,2343	3,3	0,3379	3,8	0,4414	4,5
0,0300	2,3	0,1335	2,8	0,2371	3,3	0,3406	3,8	0,4441	4,6
0,0327	2,3	0,1362	2,8	0,2398	3,3	0,3433	3,8	0,4469	4,6
0,0354	2,4	0,1390	2,8	0,2425	3,3	0,3460	3,8	0,4496	4,6
0,0381	2,4	0,1417	2,9	0,2452	3,3	0,3488	3,9	0,4523	4,6
0,0409	2,4	0,1444	2,9	0,2480	3,4	0,3515	3,9	0,4550	4,6
0,0436	2,4	0,1471	2,9	0,2507	3,4	0,3542	3,9	0,4578	4,6
0,0463	2,4	0,1499	2,9	0,2534	3,4	0,3569	3,9	0,4605	4,7
0,0490	2,4	0,1526	2,9	0,2561	3,5	0,3597	3,9	0,4632	4,7
0,0518	2,4	0,1553	2,9	0,2589	3,5	0,3624	3,9	0,4659	4,7
0,0545	2,5	0,1580	2,9	0,2616	3,5	0,3651	3,9	0,4687	4,8
0,0572	2,5	0,1608	2,9	0,2643	3,5	0,3678	3,9	0,4714	4,8
0,0599	2,5	0,1635	2,9	0,2670	3,5	0,3706	4,0	0,4741	4,8
0,0627	2,5	0,1662	2,9	0,2698	3,5	0,3733	4,0	0,4768	4,9
0,0654	2,5	0,1689	2,9	0,2725	3,5	0,3760	4,1	0,4796	4,9
0,0681	2,5	0,1717	2,9	0,2752	3,5	0,3787	4,1	0,4823	4,9
0,0708	2,5	0,1744	3,0	0,2779	3,5	0,3815	4,1	0,4850	4,9
0,0736	2,5	0,1771	3,0	0,2807	3,5	0,3842	4,1	0,4877	4,9
0,0763	2,5	0,1798	3,0	0,2834	3,5	0,3869	4,1	0,4905	5
0,0790	2,5	0,1826	3,0	0,2861	3,5	0,3896	4,1	0,4932	5
0,0817	2,6	0,1853	3,0	0,2888	3,5	0,3924	4,2	0,4959	5
0,0845	2,6	0,1880	3,0	0,2916	3,6	0,3951	4,2	0,4986	5
0,0872	2,6	0,1907	3,0	0,2943	3,6	0,3978	4,3	0,5014	5,1
0,0899	2,6	0,1935	3,0	0,2970	3,6	0,4005	4,3	0,5041	5,1
0,0926	2,6	0,1962	3,1	0,2997	3,6	0,4033	4,3	0,5068	5,2
0,0954	2,7	0,1989	3,1	0,3025	3,6	0,4060	4,3	0,5095	5,2
0,0981	2,7	0,2016	3,1	0,3052	3,6	0,4087	4,3	0,5123	5,2
0,1008	2,7	0,2044	3,1	0,3079	3,6	0,4114	4,3	0,5150	5,2
0,1035	2,7	0,2071	3,2	0,3106	3,7	0,4142	4,3	0,5177	5,2

w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)	w (v)	v (m/s)
0,5204	5,3	0,6185	5,8	0,7166	6,5	0,8147	7,3	0,9128	8,1
0,5232	5,3	0,6213	5,8	0,7193	6,5	0,8174	7,4	0,9155	8,2
0,5259	5,3	0,6240	5,8	0,7221	6,5	0,8202	7,4	0,9183	8,2
0,5286	5,3	0,6267	5,8	0,7248	6,5	0,8229	7,4	0,9210	8,2
0,5313	5,3	0,6294	5,9	0,7275	6,7	0,8256	7,4	0,9237	8,2
0,5341	5,3	0,6322	5,9	0,7302	6,7	0,8283	7,4	0,9264	8,2
0,5368	5,4	0,6349	5,9	0,7330	6,7	0,8311	7,4	0,9292	8,2
0,5395	5,4	0,6376	5,9	0,7357	6,8	0,8338	7,4	0,9319	8,3
0,5422	5,4	0,6403	5,9	0,7384	6,8	0,8365	7,5	0,9346	8,3
0,5450	5,4	0,6431	5,9	0,7411	6,8	0,8392	7,5	0,9373	8,3
0,5477	5,4	0,6458	5,9	0,7439	6,8	0,8420	7,5	0,9401	8,3
0,5504	5,4	0,6485	6	0,7466	6,8	0,8447	7,5	0,9428	8,4
0,5531	5,4	0,6512	6	0,7493	6,8	0,8474	7,5	0,9455	8,4
0,5559	5,4	0,6540	6	0,7520	6,9	0,8501	7,5	0,9482	8,4
0,5586	5,4	0,6567	6	0,7548	6,9	0,8529	7,5	0,9510	8,4
0,5613	5,4	0,6594	6,1	0,7575	6,9	0,8556	7,5	0,9537	8,4
0,5640	5,4	0,6621	6,1	0,7602	6,9	0,8583	7,5	0,9564	8,5
0,5668	5,4	0,6649	6,1	0,7629	7	0,8610	7,5	0,9591	8,5
0,5695	5,4	0,6676	6,1	0,7657	7	0,8638	7,5	0,9619	8,5
0,5722	5,5	0,6703	6,2	0,7684	7,1	0,8665	7,6	0,9646	8,6
0,5749	5,5	0,6730	6,2	0,7711	7,1	0,8692	7,6	0,9673	8,6
0,5777	5,5	0,6757	6,2	0,7738	7,1	0,8719	7,6	0,9700	8,7
0,5804	5,5	0,6785	6,2	0,7766	7,1	0,8747	7,6	0,9728	8,9
0,5831	5,5	0,6812	6,3	0,7793	7,2	0,8774	7,6	0,9755	9
0,5858	5,5	0,6839	6,3	0,7820	7,2	0,8801	7,6	0,9782	9,1
0,5886	5,5	0,6866	6,4	0,7847	7,2	0,8828	7,7	0,9809	9,1
0,5913	5,6	0,6894	6,4	0,7875	7,2	0,8856	7,7	0,9837	9,1
0,5940	5,6	0,6921	6,4	0,7902	7,2	0,8883	7,7	0,9864	9,2
0,5967	5,6	0,6948	6,4	0,7929	7,3	0,8910	7,8	0,9891	9,2
0,5995	5,7	0,6975	6,4	0,7956	7,3	0,8937	7,8	0,9918	9,2
0,6022	5,7	0,7003	6,4	0,7984	7,3	0,8965	7,8	0,9946	9,2
0,6049	5,7	0,7030	6,4	0,8011	7,3	0,8992	7,8	0,9973	9,8
0,6076	5,7	0,7057	6,4	0,8038	7,3	0,9019	7,9	--	--
0,6104	5,7	0,7084	6,5	0,8065	7,3	0,9046	8	--	--
0,6131	5,8	0,7112	6,5	0,8093	7,3	0,9074	8	--	--
0,6158	5,8	0,7139	6,5	0,8120	7,3	0,9101	8,1	--	--

**ANEXO E. DIMENSIONES E INDICADORES DE LAS VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN.**

<b>VARIABLES</b>	<b>DIMENSIONES</b>	<b>INDICADORES</b>
Ubicación del Emplazamiento	Grados Longitudinales	°N - °W
Altura de buje	Longitud	m
Modelo del Aerogenerador	Adimensional	Adimensional
Potencia Nominal	Potencia	kW
Velocidad de Conexión y de corte.	[Longitud]/[Tiempo]	m/s
Diámetro del Rotor	Longitud	m
Valores de la velocidad del viento a diferentes alturas.	[Longitud]/[Tiempo]	m/s
$\alpha$ (Parámetro de forma en la ecuación de Weibull)	Adimensional	Adimensional
$\beta$ (Parámetro de escala en la ecuación de Weibull)	[Longitud]/[Tiempo]	m/s
Densidad de Energía Eólica	[Energía] / [Área]	W/m <sup>2</sup>
Energía Producida Anualmente	[Energía] / [Tiempo]	MW-h / Año
Costo Unitario de la Energía Producida	[Unidad Monetaria] / [Energía]	(\$, US\$, €) / kW-h
Cantidad de Gases de efecto invernadero que se dejarían de emitir al usar la energía eólica.	Masa	Tonelada

VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES
Longitud Superficial	Longitud	m
Velocidad del Viento	[Longitud] / [Tiempo]	m/s
Dirección del Viento	Grados Longitudinales	°N - °W
Temperatura del Aire	Temperatura	K
Presión Atmosférica	Presión	kPa
Densidad del Aire	[masa] / [volumen]	kg/m <sup>3</sup>