

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.**

**CENTRALES EÓLICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

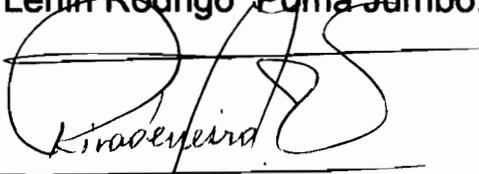
**Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero  
Eléctrico en la especialidad de Sistemas Eléctricos de  
Potencia.**

**LENIN RODRIGO POMA JUMBO.**

**Quito, Marzo del 2000**

## **CERTIFICACIÓN.**

**Certifico que la presente tesis fue desarrollada en su totalidad por el Señor Lenin Rodrigo Poma Jumbo.**

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Milton Rivadeneira", is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

**Ing. Milton Rivadeneira.  
DIRECTOR DE TESIS.**

## **DEDICATORIA.**

**A mi Amada Madre, Hermanos y Amigos.**

## **AGRADECIMIENTO.**

**Mi sincero agradecimiento a todo el personal docente de la ESCUELA POLITECNICA NACIONAL, que a través de sus enseñanzas me dieron la oportunidad de servir de mejor manera al país. Al Ing. Milton Rivadeneira por su dirección en este trabajo, al personal de la Dirección de Energías Alternativas, y a mis amigos por su incondicional ayuda.**

# TABLA DE CONTENIDO.

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	I
OBJETIVOS Y ALCANCE.....	IV

## CAPITULO I

### EVALUACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO EÓLICO

EVALUACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO EÓLICO.....	2
1.1. CARACTERIZACION DEL POTENCIAL EÓLICO... ..	4
1.2. DISTRIBUCION DE WEIBULL.....	5
1.3. DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH.....	8
1.4. POTENCIA TEÓRICA MÁXIMA APROVECHABLE.....	9
1.5. CORRECCION DE LA DENSIDAD.....	9
1.6. ANÁLISIS TÉCNICO.....	11
1.6.1 Principios Tecnológicos de la Energía Eólica.....	11
1.6.2 Turbinas de Eje Horizontal Versus Turbinas de Eje Vertical.....	14
1.6.3 Generadores Eólicos de Eje Horizontal.....	16
1.6.3.1 Turbinas de velocidad constante acopladas a generadores sincrónicos.....	19
1.6.3.2 Turbinas de velocidad casi constante acopladas a generadores asincrónicos.....	22
1.6.3.3 Turbinas eólicas de velocidad variable acopladas a convertidores para generar corriente alterna de frecuencia constante.....	23
1.6.4. Principales componentes.....	24

# CAPITULO II

## PLANIFICACION DE UNA CENTRAL EÓLICA

PLANIFICACION DE UNA CENTRAL EÓLICA.....	34
2.1. EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN DEL SITIO PARA APROVECHAMIENTO EÓLICO.....	36
2.1.1 Indicadores topográficos y meteorológicos.....	36
2.1.2 Deformaciones en la vegetación.....	37
2.1.3 Incidencia de la forma del terreno en el viento.....	38
2.1.4 Prospección del sitio.....	43
2.1.5 Recolección y análisis de datos. ....	44
2.2. DEMANDA ENERGÉTICA.....	45
2.3. CÁLCULO DE LA POTENCIA TOTAL A INSTALARSE.....	50
2.4. ENERGIA NETA.....	54
2.5. EVALUACIÓN DE COSTOS.....	58
2.5.1 Costos de instalación.....	58
2.5.2 Costos específicos.....	62
2.5.3 Costos de la energía.....	63
2.6. POLÍTICAS, LEYES E IMPACTOS AMBIENTALES.....	66
2.6.1 Políticas y Leyes.....	66
2.6.2 Impactos ambientales.....	71
2.6.2.1. Ocupación y alteración del suelo.....	73
2.6.2.2. Uso indirecto de energía y emisiones.....	74
2.6.2.3. Aves.....	76
2.6.2.4. Ruido.....	76
2.6.2.5. Impacto visual.....	78
2.6.2.6. Interferencia en las telecomunicaciones.....	79
2.7. INTERCONEXIÓN CON LA RED ELECTRICA.....	79
2.8. VERIFICACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UNA GRANJA EÓLICA.....	83
2.8.1. Causas de una producción deficitaria de energía.....	83
2.8.2. Metodología.....	87
2.8.2.1. Medida de la curva de potencia de una sola turbina mediante un mástil o torre meteorológica.....	87

2.8.2.2. Verificación de la curva de potencia mediante un anemómetro en la barquilla de la turbina.....	89
2.8.2.3. Eficiencia de la granja eólica.....	90
2.8.2.4. Monitoreo del rendimiento de la granja eólica y verificación de la producción de energía.....	93
2.8.3. Riesgo en la producción de energía contra los costos de verificación del rendimiento.....	95
2.8.4. Manifestación de la verificación del rendimiento en los contratos de venta.....	98

## **CAPITULO III**

### **CASO DE APLICACIÓN:**

#### **DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA SALCEDO**

DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA SALCEDO.....	102
3.1. DATOS DEL VIENTO. ....	102
3.2. TIPO DE TERRENO. ....	103
3.3. TIPO DE TURBINA.....	106
3.4. DISPOSICIÓN DE LAS TURBINAS.....	109
3.5. INTERCONEXION.....	109
3.6. PRODUCCIÓN TOTAL DE LA GRANJA EOLICA.....	114
3.7. COSTOS DE LA GRANJA EÓLICA. ....	115
3.8. EVALUACION DE ALTERNATIVAS.....	122

## **CAPITULO IV**

### **PRINCIPALES CENTRALES EÓLICAS DEL MUNDO.**

PRINCIPALES CENTRALES EÓLICAS DEL MUNDO.....	126
4.1. CENTRAL EÓLICA TEJONA COSTA RICA.....	126
4.2. CENTRAL EÓLICA LAKE BENTON I.....	127
4.3. CENTRAL EÓLICA LAKE BENTON II.....	128
4.4. CENTRAL EÓLICA GIG SPRING.....	129

4.5.	CENTRAL EÓLICA STORM LAKE.....	131
4.6.	CENTRALES EÓLICAS EN CALIFORNIA.....	132
4.6.1	Tehachapi Pass.....	132
4.6.2	Altamont Pass.....	133
4.6.3	San Gorgonio Pass.....	133
4.7.	CENTRAL EÓLICA LAKOTA RIDGE.....	134
4.8.	CENTRAL EÓLICA SHAOKATAN HILLS.....	135

## **CAPITULO V**

### **POSIBLES APLICACIONES**

POSIBLES APLICACIONES.....	137
5.1. CARACTERÍSTICAS DE MEDICIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	137
5.2. SITIOS CON EXCELENTES CONDICIONES EÓLICAS.....	138
5.3. VALORACIÓN DE LOS SITIOS.....	142

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **ANEXOS.**

### **BIBLIOGRAFÍA.**

## INTRODUCCIÓN.

La energía eólica ha sido empleada para transporte marítimo y para aplicaciones agrícolas desde hace varios siglos. Es un recurso renovable, viable, eficiente, no contamina el medio ambiente y representa una enorme fuente de energía que está relativamente sin explotar. La tecnología actual de la energía eólica se ha desarrollado notablemente partiendo de los sencillos molinos agrícolas del pasado, hasta los modernos aerogeneradores.

Los cambios climáticos a escala mundial debido al efecto invernadero producto de la utilización de energéticos fósiles, carbón, petróleo, gas, uranio; es un problema de desarrollo socioeconómico que concierne a toda la humanidad. Por esto, para satisfacer los objetivos ambientales y promocionar fuentes de energía limpias, se han desarrollado procesos de investigación y desarrollo pero su utilización ha sido mínima. Dentro de estas energías se encuentran: la eólica, solar, biomasa e hidroeléctrica, debido a sus mínimos impactos ambientales se las conoce como energías verdes o renovables porque la misma naturaleza se encarga de reponer o regenerar.

Es de suma importancia la conservación del medio ambiente que se ha expresado a través del protocolo de Kyoto en diciembre de 1997 por parte de los países industrializados y países con economías en transición. Mediante este protocolo se acordó impulsar el desarrollo de las energías renovables y reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero para el lapso entre los años 2008 - 2012 a niveles en promedio del 5.2% inferiores a los niveles que existían antes de 1990,<sup>(39)</sup> las emisiones de dióxido de carbono en 1990 eran de 21100 millones de toneladas métricas.<sup>(51)</sup>

El 5.2% corresponde a 1097 millones de toneladas métricas de CO<sub>2</sub>, que puede ser cubierto en un 30%, es decir, 330 millones de toneladas a través de generación eólica, si se cumple con los objetivos de este protocolo hasta el año 2010; constituyéndose este tipo de generación eléctrica en la alternativa energética ambiental de este siglo.

Para alcanzar los objetivos propuesto en el protocolo de Kyoto se establecieron mecanismos flexibles para ayudar a los países a cumplir con estos acuerdos:

- Sistema de comercio de emisiones.- por ejemplo si un país excede en el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones, puede vender este excedente a un país que no cumpla con este objetivo.
- Implementación de sociedades.- mediante la creación de unidades de reducción de emisiones derivada de la inversión entre países.
- Mecanismos para un desarrollo limpio.- esto permite la creación de certificados de reducción de emisiones a través de la inversión en países en desarrollo.

Este último mecanismo es de fundamental importancia porque incentiva el desarrollo de las energías renovables a escala mundial, con la participación de cualquier país, a través de la inversión internacional; se estima que el flujo potencial de inversión que puede movilizarse en los próximos años mediante proyectos de cooperación internacional hacia los países en vías de desarrollo es aproximadamente de USD 7500 millones anuales.<sup>(39)</sup> Para lograr captar recursos provenientes de estos mecanismos, es necesario tener leyes y políticas claras para atraer la inversión internacional, e incentivar el uso de fuentes alternas de energía en nuestros países.

La energía eólica es una de las fuentes energéticas que a escala mundial tiene el mayor índice de crecimiento. Se estima que para el año 2010 en la Unión Europea se instalarán más de 40000 MW eólicos, y en Estados Unidos se espera instalar entre 10000 y 30000 MW.<sup>(38)</sup>

En los últimos años, se ha tenido un crecimiento superior al 30% anual. Esto se debe a que las mejoras tecnológicas en esta área han repercutido en la disminución de precios, además de los significativos beneficios y la aceptación que ha tenido este tipo de energía. En el mismo periodo, el índice de crecimiento de la energía nuclear ha sido menor del 1%, mientras que la generación mediante carbón no ha crecido en absoluto en la década de los 90.

Europa es el punto neurálgico de esta joven industria de elevado contenido tecnológico; el 90% de los fabricantes de aerogeneradores de mediana y gran potencia son empresas europeas.

Los vientos de mayor fuerza suelen darse en lugares remotos, lo que dificulta una conexión con los sistemas de potencia interconectados, pero esto, no es un impedimento porque se puede construir granjas eólicas para usos específicos como puede ser: energía eléctrica para sectores aislados, sistemas de bombeo de agua, sistemas de riego, sistemas de desalinización, etc.

Una dificultad básica que plantea la explotación de la energía del viento es su extrema variabilidad, esta variación como se observará más adelante, implica que la potencia de una turbina eólica sea proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo cual está por encima de los límites de la tolerancia de cualquier máquina. De donde se desprende que la suavidad, o la poca variabilidad de la velocidad del viento desempeñe un papel fundamental en esta tecnología.

En ciertos lugares el viento cesa bruscamente, lo que impide que la generación eólica sea continua, y para asegurar mayor confiabilidad en el suministro de energía es necesario combinar con otras fuentes de energía así tenemos los sistemas híbridos tales como: sistemas eólicos-electrógenos, eólicos-electrógenos-fotovoltaicos, etc. Aplicables en lugares remotos donde las redes interconectadas no lleguen.

## **OBJETIVOS.**

Especificar los procedimientos para diseñar y construir grandes centrales de energía eólica y, presentar una metodología para realizar una correcta caracterización y medición del recurso eólico.

## **ALCANCE.**

Se establecen los principios fundamentales, análisis técnicos, tipos, elementos, características de operación y funcionamiento de las turbinas eólicas.

Se realiza el diseño de una central eólica tipo especificando los aspectos relacionados con la evaluación y caracterización del recurso eólico para el aprovechamiento energético.

Se especifica una capacidad de generación de acuerdo a la distribución de la velocidad del viento en el sitio determinado para la instalación y, se establecen los precios referenciales para una central eólica.

Se hace referencia a las políticas, leyes, precios, incentivos para la introducción de energías renovables no convencionales que tiene el país.

Se describen las principales centrales eólicas del mundo, analizando las características propias de cada proyecto con el fin de adaptar ciertas situaciones específicas.

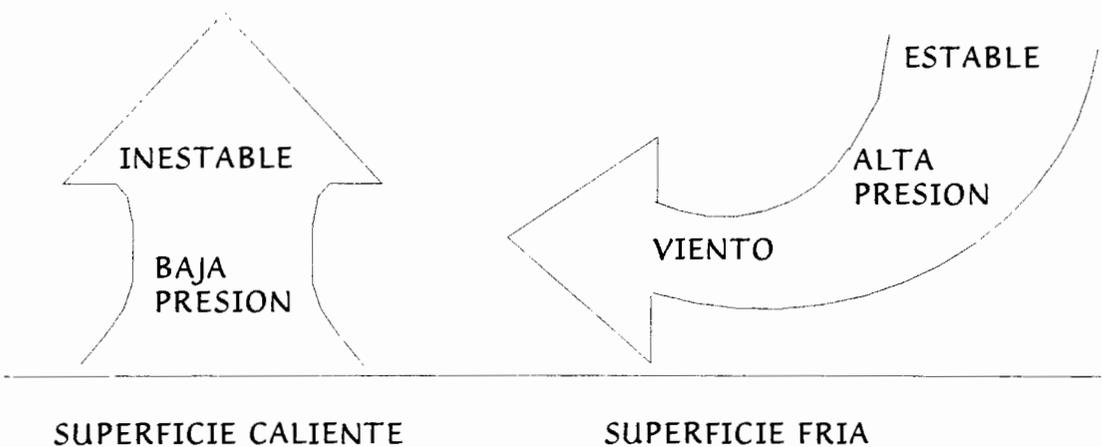
Y finalmente de acuerdo con la información de las diferentes estaciones meteorológicas se dan a conocer posibles aplicaciones en nuestro país.

# EVALUACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO EÓLICO.

EVALUACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO EÓLICO.....	2
1.1. CARACTERIZACION DEL POTENCIAL EOLICO.....	4
1.2. DISTRIBUCION DE WEIBULL.....	5
1.3. DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH.....	8
1.4. POTENCIA TEÓRICA MÁXIMA APROVECHABLE.....	9
1.5. CORRECCION DE LA DENSIDAD.....	9
1.6. ANÁLISIS TÉCNICO.....	11
1.6.1 Principios Tecnológicos de la Energía Eólica.....	11
1.6.2 Turbinas de Eje Horizontal Versus Turbinas de Eje Vertical.....	14
1.6.3 Generadores Eólicos de Eje Horizontal.....	16
1.6.3.1 Turbinas de velocidad constante acopladas a generadores sincrónicos.....	19
1.6.3.2 Turbinas de velocidad casi constante acopladas a generadores asincrónicos.....	22
1.6.3.3 Turbinas eólicas de velocidad variable acopladas a convertidores para generar corriente alterna de frecuencia constante.....	23
1.6.4 Principales componentes.....	24

## EVALUACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO EÓLICO.

El viento es el aire en movimiento que se da entre las zonas frías de alta presión y las zonas cálidas de baja presión de la atmósfera. Estas presiones tienden a igualarse por lo que se produce corrientes de aire, este proceso se da debido a que el sol calienta la superficie de la tierra a diferentes temperaturas, la radiación solar es primeramente absorbida por la superficie de la tierra. En función de la no homogeneidad de la radiación, el calor absorbido es liberado desigualmente actuando sobre el aire y produciendo diferentes temperaturas atmosféricas, presión y densidad del aire. Esta diferencia de presión produce las corrientes de aire.



*Figura No. 1.1. Flujo de aire debido a la diferencia de presiones. <sup>(1)</sup>*

La masa de aire sobre las superficies calientes es calentada siendo éste más liviano (baja presión) más inestable con respecto a su contorno, por lo que tiende a elevarse. Por el contrario las masas de aire frío (alta presión) son más pesadas, más estables y tienden a moverse hacia las superficies de baja presión. Figura No. 1.1.

Otro factor decisivo en la formación de las corrientes de aire es, a escala global las diferencias de temperatura entre el Ecuador y los polos (figura No. 1.2). Durante el año los trópicos reciben más energía del sol, por lo que existe una

ganancia efectiva de energía solar; y por el contrario, los polos reciben menos existiendo una pérdida de energía. Debido al desbalance energético la energía térmica es transmitida a través de las latitudes, que asociada al movimiento de rotación de la tierra, genera la llamada fuerza de Coriolis; esto es, las partículas de aire en movimiento son aceleradas para la derecha en el hemisferio norte y para la izquierda en el hemisferio sur, creando un equilibrio de fuerzas de gradiente de presión y produciendo un movimiento resultante a lo largo de líneas isobáricas.

Sección transversal a lo largo de un meridiano terrestre que muestra la circulación meridiana.

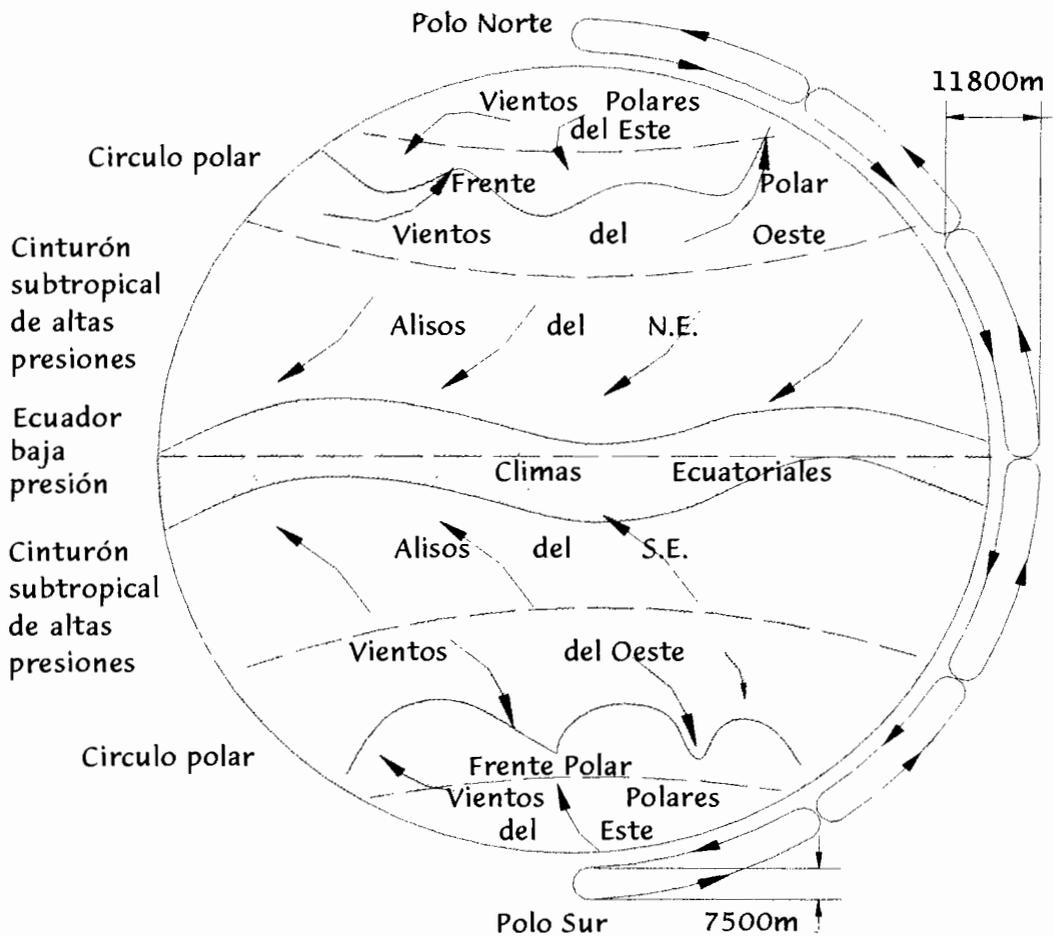


Figura No.1.2. Circulación global de la atmósfera. <sup>(2)</sup>

## 1.1. CARACTERIZACION DEL POTENCIAL EÓLICO.

La atmósfera constituye un medio fluido con densidad y viscosidad, por tanto, posee masa, cuando una masa de aire se desplaza, está lo hace con una energía cinética que viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} * m * V^2 \quad (\text{Ec.1.1})$$

se define a:

$\rho$  = densidad del aire en kg/m<sup>3</sup>

V= velocidad del viento en m/s.

A= Área en m<sup>2</sup> que atraviesa el viento.

La masa de aire por unidad de tiempo será:

$$\frac{m}{t} = \rho * A * V \quad (\text{Ec.1.2})$$

entonces la energía cinética en la unidad de tiempo que atraviesa el área A será:

$$\frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} * (\rho * A * V) * V^2 \quad (\text{Ec.1.3})$$

$$\frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (\text{Ec.1.4})$$

siendo la potencia la razón con la cual la energía es extraída, consumida o convertida, se tiene:

$$P = \frac{E_c}{t} \quad (\text{Ec.1.5})$$

Por lo tanto:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (\text{Ec.1.6})$$

$$\frac{P}{A} = k * V^3 \quad (\text{Ec.1.7})$$

Donde la constante  $k$  depende de la densidad del aire y de las unidades en que se expresa las variables que intervienen en esta ecuación.

Como se puede observar de la ecuación anterior, para pequeñas variaciones de la velocidad del viento se tendrá fuertes repercusiones en la potencia y por tanto en la energía así:

Para una velocidad del viento  $V_1 = V$   $P_1 = k * V^3$

Para una velocidad del viento  $V_2 = 2 V$   $P_2 = k * (V_2)^3 = k * 8kV^3$   $P_2 = 8P_1$ .

Una forma de caracterizar el potencial eólico es a través de la potencia media por unidad de área.

$$\bar{P} = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho * \overline{V^3}, \quad (\text{Ec.1.8})$$

Donde:  $\overline{V^3}$  es la velocidad cúbica media, la cual puede ser obtenida de las siguientes maneras:

1. Si se conoce la distribución de probabilidad de velocidad  $p(V)$  se puede evaluar la velocidad media y la velocidad cúbica media a través de: <sup>(3)</sup>

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V p(V) dV \quad (\text{Ec.1.9})$$

$$\overline{V^3} = \int_0^{\infty} V^3 p(V) dV \quad (\text{Ec.1.10})$$

2. Si no se conoce la distribución de probabilidad de velocidad se puede obtener  $\bar{V}$  y  $\overline{V^3}$  a partir de la serie temporal  $V(t)$ , para  $0 \leq t \leq T$ .

$$\bar{V} = \frac{1}{T} \int_0^T V(t) dt \quad (\text{Ec.1.11})$$

$$\overline{V^3} = \frac{1}{T} \int_0^T (V(t))^3 dt \quad (\text{Ec.1.12})$$

## 1.2. DISTRIBUCION DE WEIBULL.

Se utiliza la distribución de Weibull para obtener la curva de duración de velocidad del viento, conocida la velocidad media del sitio. Esta distribución expresa el tiempo en horas que el viento tiene cierta velocidad.

La distribución de probabilidad de velocidad  $p(V)$ , se puede encontrar a través de la función de Weibull de dos parámetros: <sup>(3)</sup>

$$p(V) = (k/c)(V/c)^{k-1} \exp\left[-(V/c)^k\right] \quad (\text{Ec.1.13})$$

donde:  $c$  es el factor de escala (unidades de velocidad).  
 $k$  es el factor de forma (adimensional).  
 $V$  es la velocidad del viento.

Reemplazando (Ec.1.13) en (Ec.1.10) tenemos:

$$\overline{V^3} = \int_0^{\infty} V^3 (k/c)(V/c)^{k-1} \exp\left[-(V/c)^k\right] dV \quad (\text{Ec.1.14})$$

cambiando de variables:

$$x = (V/c)^k$$

$$dx = (k/c)(V/c)^{k-1} dV$$

$$V = cx^{1/k}.$$

$$\overline{V^3} = c^3 \int_0^{\infty} x^{3/k} e^{-x} dx \quad (\text{Ec.1.15})$$

para resolver la anterior integral, se utiliza de la función gamma de Euler (Anexo I):

$$\Gamma(s+1) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^s dx, \quad \text{con } s=3/k. \quad (\text{Ec.1.16})$$

$$\overline{V^3} = c^3 \Gamma(1+3/k) \quad (\text{Ec.1.17})$$

El parámetro  $k$  se lo puede obtener de acuerdo al tipo de varianza:

$$\text{Varianza baja } (V > 4\text{m/s}). \text{ Zona costera WEI2B} \Rightarrow k = 1.05\sqrt{\overline{V}} \quad (\text{Ec.1.18})$$

$$\text{Varianza media } (V > 4\text{m/s}). \text{ WEI2M} \Rightarrow k = 0.94\sqrt{\overline{V}} \quad (\text{Ec.1.19})$$

$$\text{Varianza alta } (V \leq 4\text{m/s}). \text{ WEI2A} \Rightarrow k = 0.73\sqrt{\overline{V}} \quad (\text{Ec.1.20})$$

$$\text{El parámetro } c \text{ se calcula según: } c = \overline{V} / \Gamma(1+1/k) \quad (\text{Ec.1.21})$$

Una vez evaluada la velocidad cúbica media  $\overline{V^3}$ , se calcula la potencia por unidad de área con la ecuación (Ec.1.7). Luego se calcula la energía por unidad de área en el período de tiempo de estudio.

A continuación se presenta un ejemplo de esta metodología:

Si la velocidad media para una zona costera es  $\overline{V} = 5.4\text{m/s}$

Se elige una varianza baja (Ec.1.18):

$$k = 1.05\sqrt{\overline{V}} \Rightarrow k = 1.05 * \sqrt{5.4} \quad k = 2.44$$

Evaluando el denominador de la Ec.1.21 para  $k=2.44$

$$\Gamma(1+1/k) = \Gamma(1+1/2.44) = \Gamma(1.41) = 0.88676$$

Se calcula el parámetro  $c$  (factor de escala) según la Ec.1.21

$$c = 5.4/0.88676 = 6.09 \text{ m/s.}$$

Con los valores de  $c$  y  $k$  calculados se reemplazan en la ecuación (Ec.1.13), para calcular la función de Weibull  $p(V)$ , como se muestra a continuación:

Tabla No.1.1. Cálculo de la función de Weibull.

$V$ (m/s)	$p(V)$	$P(V)$	Tiempo(h)
0	0	0	0
1	0,0294	0,0121	21,8
2	0,0755	0,0639	56,1
3	0,1210	0,1628	90,0
4	0,1528	0,3013	113,7
5	0,1626	0,4610	120,9
6	0,1495	0,6188	111,2
7	0,1202	0,7546	89,4
8	0,0848	0,8571	63,1
9	0,0526	0,9252	39,1
10	0,0286	0,9650	21,3
11	0,0136	0,9855	10,1
12	0,0057	0,9947	4,2
13	0,0021	0,9983	1,5
14	0,0007	0,9995	0,5
15	0,0002	0,9999	0,1
16	0,0000	1,0000	0,0
17	0,0000	1,0000	0,0

Donde:  $p(V)$  Función de Probabilidad

$P(V)$  Función acumulada

$$\text{Tiempo} = p(V) \times T$$

Período considerado (1 mes).

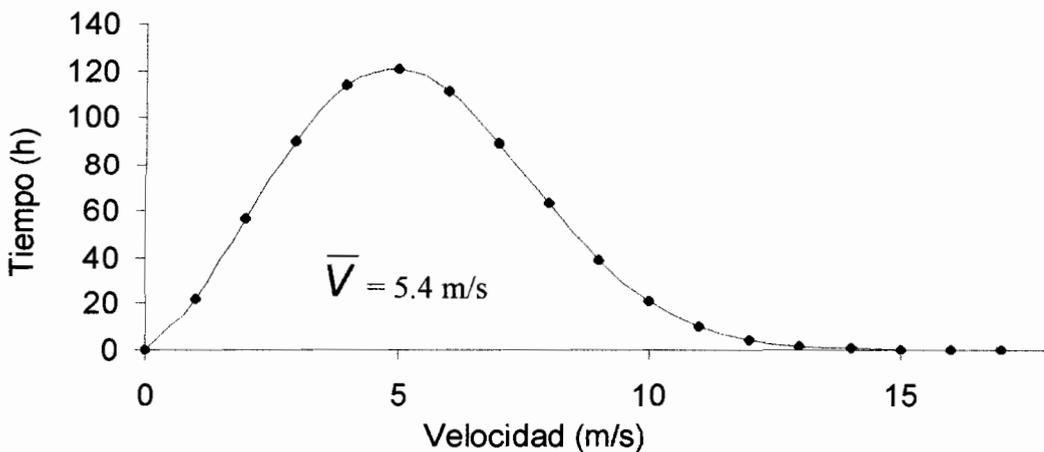


Figura No.1.3. Curva de velocidad del viento.

### 1.3. DISTRIBUCION DE RAYLEIGH <sup>(4)</sup>

La distribución de Rayleigh se utiliza para determinar el número total de horas  $H$  por año que el viento puede alcanzar una velocidad  $V$ , conociendo la velocidad media  $\bar{V}$  en un determinado lugar. Es un caso particular de la distribución de Weibull para  $k=2$ .

$$HORAS = 8760 * \frac{\pi}{2} * \frac{V}{\bar{V}^2} * e^{-\alpha} \quad (\text{Ec.1.22})$$

donde:  $V =$  velocidad del viento (m/s)

$\bar{V} =$  velocidad media (m/s)

$\pi = 3.1416$

$e = 2.718$

$$\alpha = \frac{\pi}{4} \left( \frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \quad (\text{Ec.1.23})$$

Conocido el número de horas al año que se tiene determinada velocidad  $V$ , se puede encontrar la velocidad cúbica media con la ecuación (Ec.1.10), y, además, la potencia y energía. La figura No.1.4. muestra la distribución de Rayleigh para diferentes valores de velocidad media.

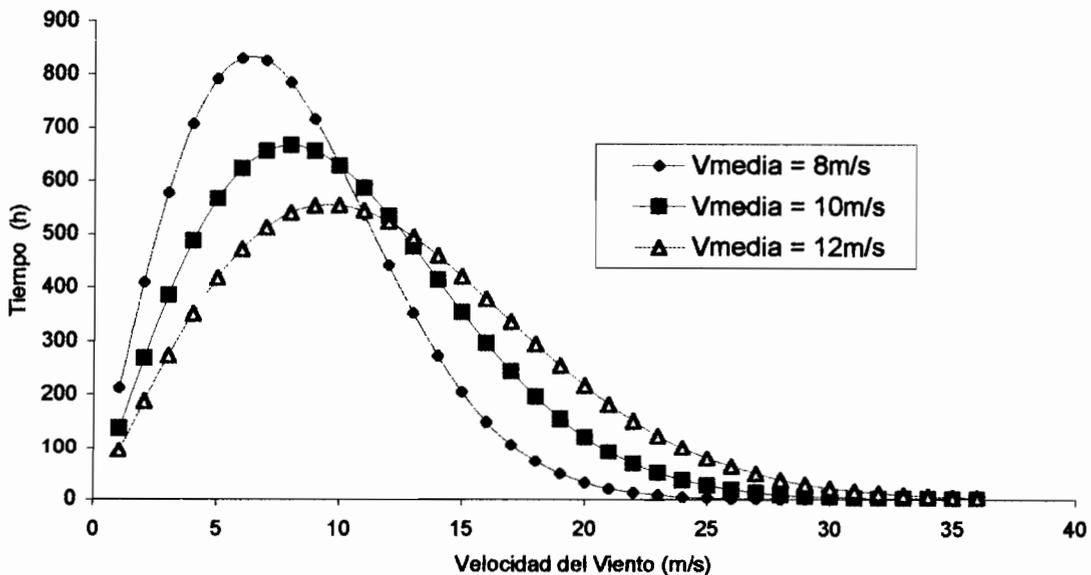


Figura No.1.4. Distribución de Rayleigh para diferentes velocidades.

## 1.4. POTENCIA TEÓRICA MÁXIMA APROVECHABLE. <sup>(5)</sup>

Considerando el momento axial, la ecuación de Bernoulli y la primera ley de la termodinámica, Betz en 1926 llegó a establecer la siguiente relación:

$$\frac{P}{\frac{1}{2}\rho * A * V^3} = 4a(1-a)^2 \quad (\text{Ec.1.24})$$

Donde  $a$  es el factor de interferencia axial.

Esta relación determina la potencia teórica que puede ser obtenida del viento.

La potencia es máxima cuando  $a = 1/3$ .

$$P_{TEÓRICA} = \frac{P_{max}}{\frac{1}{2}\rho * A * V^3} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (\text{Ec.1.24.1})$$

Entonces la potencia obtenida es:

$$P = \frac{1}{2}\rho * A * V^3 * C_p \quad (\text{Ec.1.25})$$

Donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia y es siempre menor a 0.593 que es el máximo teórico. Lo que significa que el 59.3 % de la energía cinética del viento puede ser convertida a energía cinética del rotor del aerogenerador. En condiciones reales  $C_p$  es función del rango de velocidades del viento y depende de la tecnología con la cual esté diseñado y construido el rotor teniendo un máximo de 0.45.

## 1.5. CORRECCION DE LA DENSIDAD.

De la ecuación anterior se observa que la potencia es proporcional a la densidad, la misma que varía de un sitio a otro de acuerdo a la variación de la temperatura y la altura, es necesario hacer correcciones en los dos parámetros citados, de acuerdo a la siguiente ecuación <sup>(4)</sup>:

$$\rho = C_A * C_T * 1.2256 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (\text{Ec.1.26})$$

donde:

$C_A$ : factor de corrección de la altura.

$C_T$ : factor de corrección de la temperatura.

Los factores de corrección se muestran en la siguiente tabla:

Tabla No. 1.2. Factor de corrección de la altura.<sup>(4)</sup>

ALTURA(m)	$C_A$
0	1
762	0.912
1524	0.832
2286	0.756
3048	0.687

Tabla No.1.3. Factor de corrección de la temperatura.<sup>(4)</sup>

TEMPERATURA(°C)	$C_T$
-17.7	1.13
-6.7	1.083
4.4	1.04
15.5	1.00
26.7	0.963
37.8	0.929

Para valores que no consten en estas tablas se tendrá que hacer interpolación usando los valores dados, según las gráficas siguientes:

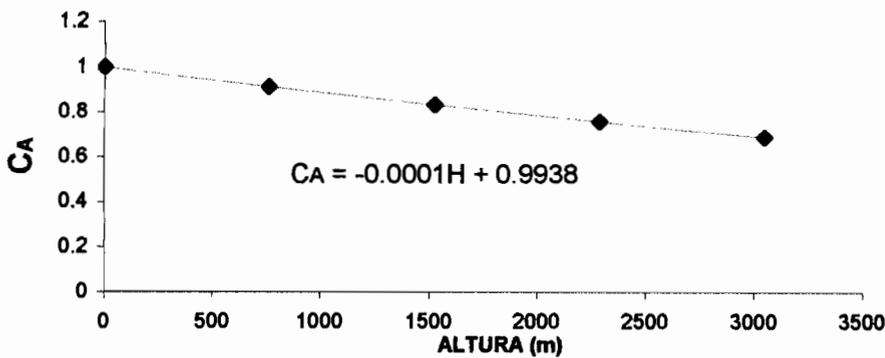


Figura No.1.5. Gráfica para la corrección de la altura.

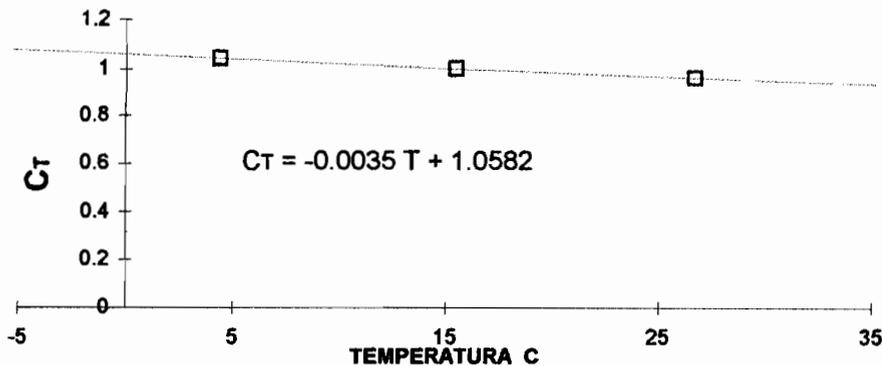


Figura No.1.6. Gráfica para la corrección de la temperatura.

## 1.6. ANÁLISIS TÉCNICO.

### 1.6.1. Principios Tecnológicos de la Energía Eólica.

La máquina básica de conversión de energía eólica es la turbina. Aunque varios diseños y configuraciones existen, las turbinas son generalmente agrupadas en dos tipos: turbinas de eje vertical, en el cual el eje de rotación es perpendicular a la corriente de aire, y turbinas de eje horizontal, en donde el eje de rotación es paralelo al flujo del aire.

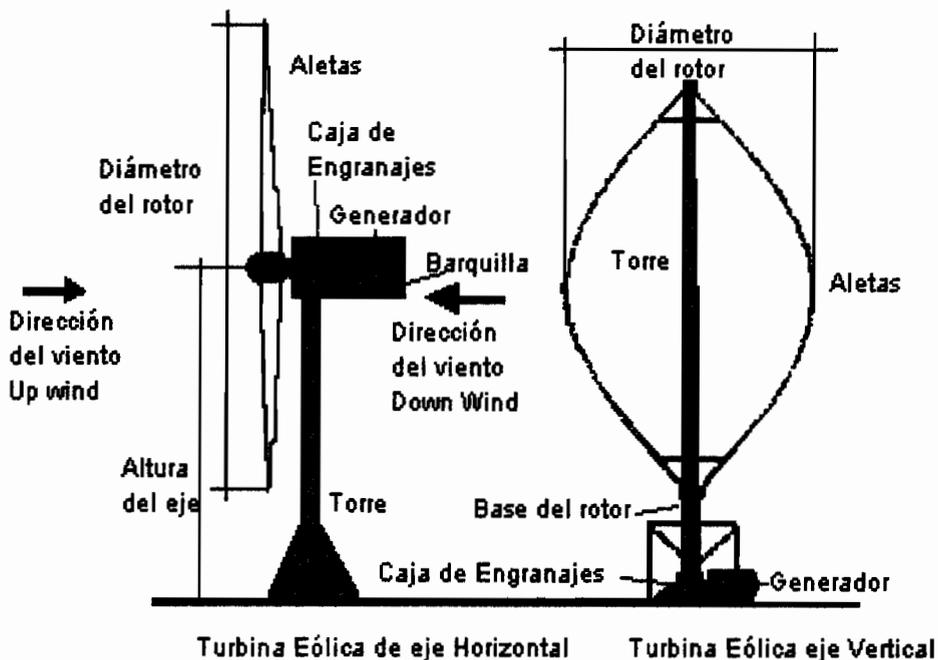
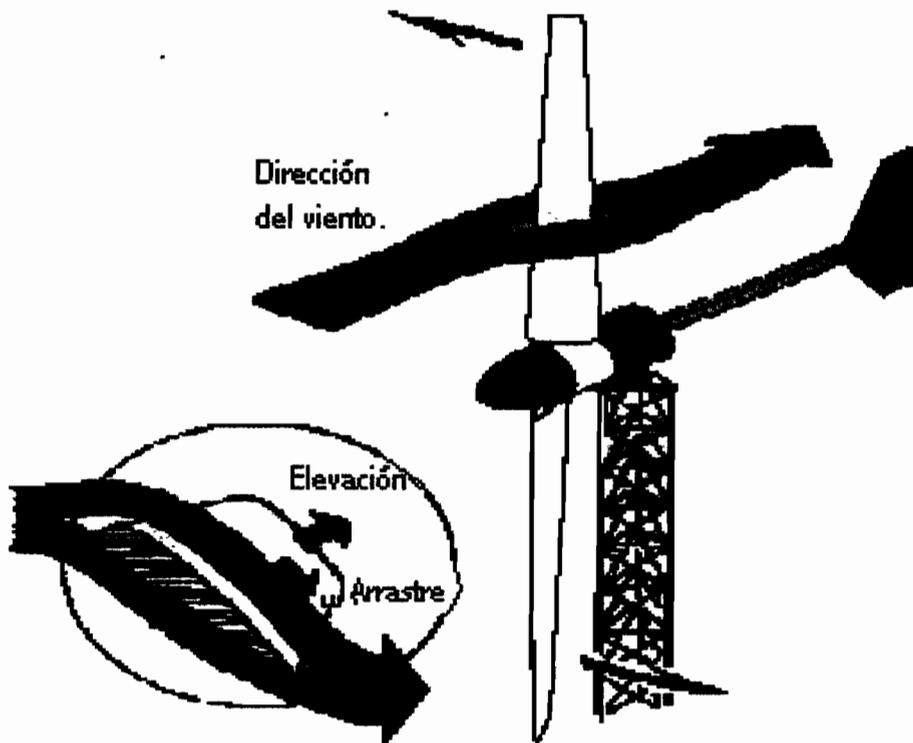


Figura No. 1.7. Tipos de Turbinas Eólicas.<sup>(14)</sup>

La figura No. 1.7, muestra los dos tipos de turbinas y sus respectivos subsistemas para una aplicación de generación eléctrica. Los subsistemas incluyen aletas o rotor, que convierten la energía del viento en energía rotacional en el eje; este mecanismo de transmisión usualmente incluye una caja de cambios y un generador, una torre que soporta al rotor y al mecanismo de transmisión y otros equipos incluidos controles, cables, equipos de soporte en tierra y equipos de interconexión.

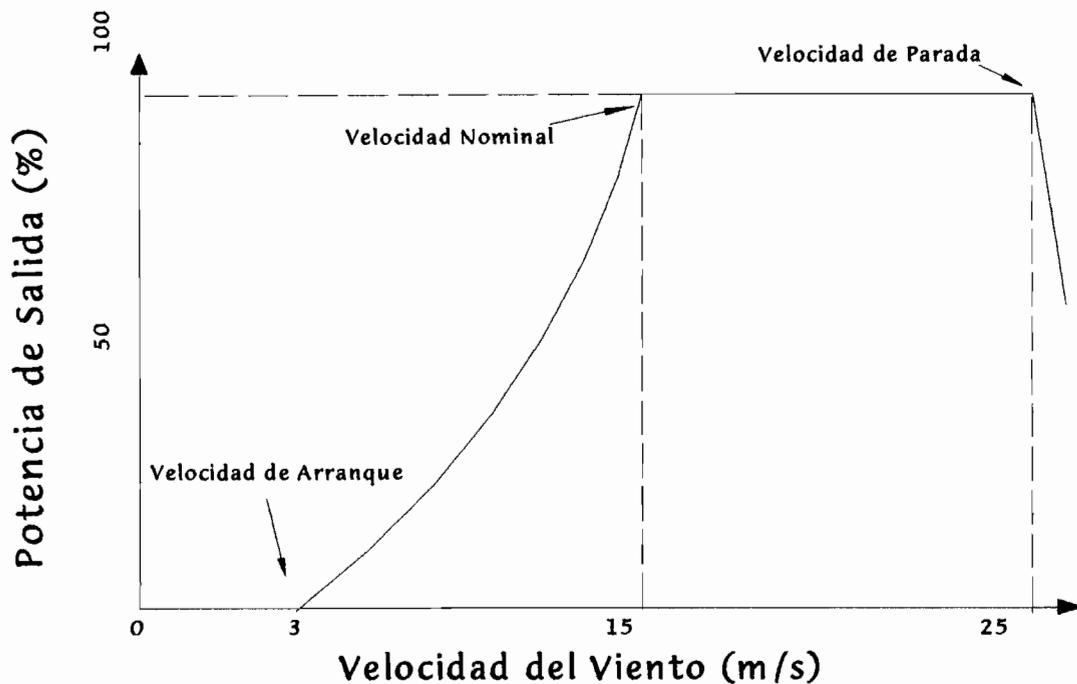
La figura No. 1.8, ilustra los principios de operación básicos de una turbina de eje horizontal. El viento pasa sobre ambas superficies de la aleta; éste al pasar sobre la superficie mayor, lo hace con velocidad superior a la otra cara lo que produce una presión baja. La diferencia de presión entre las caras crea una fuerza llamada fuerza de levantamiento aerodinámico, que causa que la aleta se levante. No obstante las aletas son forzadas a moverse en un plano con un eje como su centro. Existe otra fuerza sobre la aleta, la fuerza de arrastre paralela a la velocidad del viento. En suma estas dos fuerzas impiden la rotación. El objetivo primordial en el diseño de turbinas eólicas es obtener aletas con una gran variación entre las fuerzas de levantamiento - arrastre.



*Figura No. 1.8. Principios Básicos de Operación.<sup>(14)</sup>*

La potencia de salida de una turbina eólica varía con la velocidad del viento. Esta relación es expresada gráficamente en una curva de potencia. La variación de la velocidad del viento es la velocidad con la cual la potencia varía, es alcanzada y corresponde al punto donde la conversión es eficiente y está cerca del máximo. En muchos sistemas, la potencia de salida sobre la variación de la velocidad del viento es mecánicamente mantenida en un nivel constante,

permitiendo un mejor control del sistema. Para valores de velocidades bajas la potencia de salida es cortada rápidamente.



*Figura No. 1.9. Curva de Potencia de una Turbina Eólica de Eje Horizontal.*

Las altas velocidades que soporta el rotor son los requerimientos más rígidos de carácter estructural y de fabricación que debe tener una máquina para su adecuada construcción. Hay una obvia relación entre los costos de fabricación y eficiencia, algunos rotores son más fáciles y baratos de fabricar que otros, los costos se asocian con otras partes del sistema, como caja de cambios, mecanismos de orientación para las máquinas de eje horizontal, etc. Mientras más elaborado sea el diseño de la máquina tenemos costos relacionados más elevados y debemos arribar a un punto de costo - eficiencia, así tenemos el coeficiente de potencia  $C_p$  que relaciona la potencia mecánica alcanzada directamente por el rotor  $P_R$  y la potencia del viento. El mismo que representa la eficiencia del rotor y no refleja las pérdidas causadas por la caja de engranajes, soportes, rodamientos, etc. En general, valores altos de  $C_p$  en el orden de 0.45 están presentes en las modernas máquinas, el coeficiente de potencia tiene un máximo teórico de 0.593 determinado por la relación de Betz (Ec. 1.24.1).

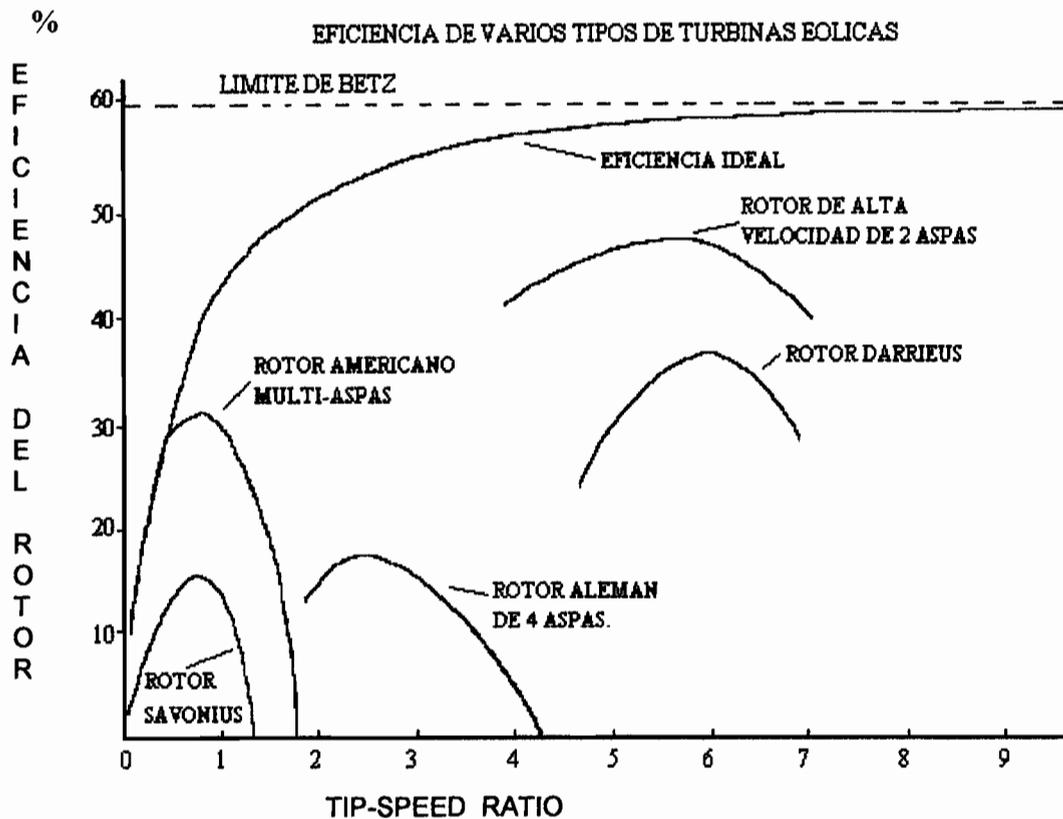


Figura No. 1.10. Eficiencia del rotor Versus la velocidad del extremo de la aleta.<sup>(31)</sup>

La curva muestra la eficiencia del rotor versus tip-speed ratio ( $TSP$ ), donde  $TSP$  es la relación entre la velocidad del extremo de la aleta y la velocidad del viento; que generalmente es usado en lugar de la velocidad del rotor y sirve para comparar diferentes tipos de rotor. Así un  $TSP$  de 4 nos indica que el extremo del aspa viajará 4 veces más rápido que el viento.

### 1.6.2. Turbinas de Eje Horizontal Versus Turbinas de Eje Vertical.

La principal ventaja de las máquinas de eje vertical es que pueden captar el viento proveniente de cualquier dirección y, por consiguiente, no necesitan orientarse hacia la corriente del viento. Esto permite una construcción simple y es posible obtener más energía en lugares con frecuentes cambios en la dirección del viento. Además, el eje vertical presenta mayor facilidad para la transmisión, así para el caso de generación eléctrica el generador y la caja de engranajes pueden ser localizados convenientemente en el suelo sin la

necesidad de una torre. Otra ventaja es que no se necesita de un mecanismo de orientación para girar al rotor contra el viento para empezar a generar.

Sin embargo, la principal ventaja de las máquinas de eje vertical es simultáneamente su principal obstáculo, estas máquinas puede recibir el viento proveniente de todas las direcciones y es difícil protegerlas contra las tormentas, en vista de que no pueden ser fácilmente giradas en la misma dirección del viento. Este problema ha sido solucionado con máquinas de geometría variable, puesto que las aletas son automáticamente giradas para reducir el área de incidencia del viento.

Otras desventajas que presenta estas máquinas son:

1. Las velocidades del viento son muy bajas cercanas al nivel del suelo, y aunque se puede ahorrar la torre, la parte baja del rotor está sometida a velocidades bajas.
2. La eficiencia global de las máquinas de eje vertical no es buena.
3. Este tipo de máquinas no autoarrancan por ejemplo, la máquina Darrieus necesita un impulso antes de arrancar. Este es sólo un pequeño inconveniente para conectar la turbina a la red. Sin embargo, se puede usar al generador como motor hasta conectarse a la red y luego la máquina funciona como generador.
4. Necesitan de cables o tensores para sostenerse, siendo estos imprácticos en muchas áreas agrícolas.
5. Para el reemplazo de los principales soportes del rotor se necesita remover el rotor tanto en las máquinas de eje vertical como horizontal. Pero para el caso de las máquinas de eje vertical esto significa realizar trabajos de movimientos de tierra en toda la base de la máquina lo que compromete la estabilidad de la misma.

Esto explica porque la mayoría de los sistemas disponibles son todavía de eje horizontal, estos generalmente autoarrancan fácilmente y pueden, sin esfuerzo,

ser protegidas contra daños debido a las tormentas; girando el rotor en la misma dirección del viento o cambiando los ángulos de inclinación de las aletas.

La siguiente tabla muestra la relación entre tipos de rotor utilizados en Alemania hasta 1990, como puede observarse, las máquinas de rotor horizontal es preponderante para las aplicaciones de generación eléctrica.

*Tabla No. 1.4. Relación entre Turbinas Eólicas de acuerdo a la posición del rotor.*<sup>(18)</sup>

Posición del rotor			%
Eje Vertical			9
Eje Horizontal			91
	Up Wind	77	
	Down Wind	14	
Total			100

Esta tabla representa también la clasificación de los generadores de eje horizontal de acuerdo a la posición del rotor respecto al viento: Up wind.- el viento alcanza primero al rotor y luego a la torre; y Down wind.- el viento alcanza primero a la torre y luego al rotor. Existe una tendencia mayoritaria hacia los generadores up wind. Las granjas eólicas utilizan en su mayoría máquinas de eje horizontal de escala media en sistemas interconectados.

### 1.6.3. Generadores Eólicos de Eje Horizontal.

Los generadores de eje horizontal se clasifican de acuerdo a su diámetro en:

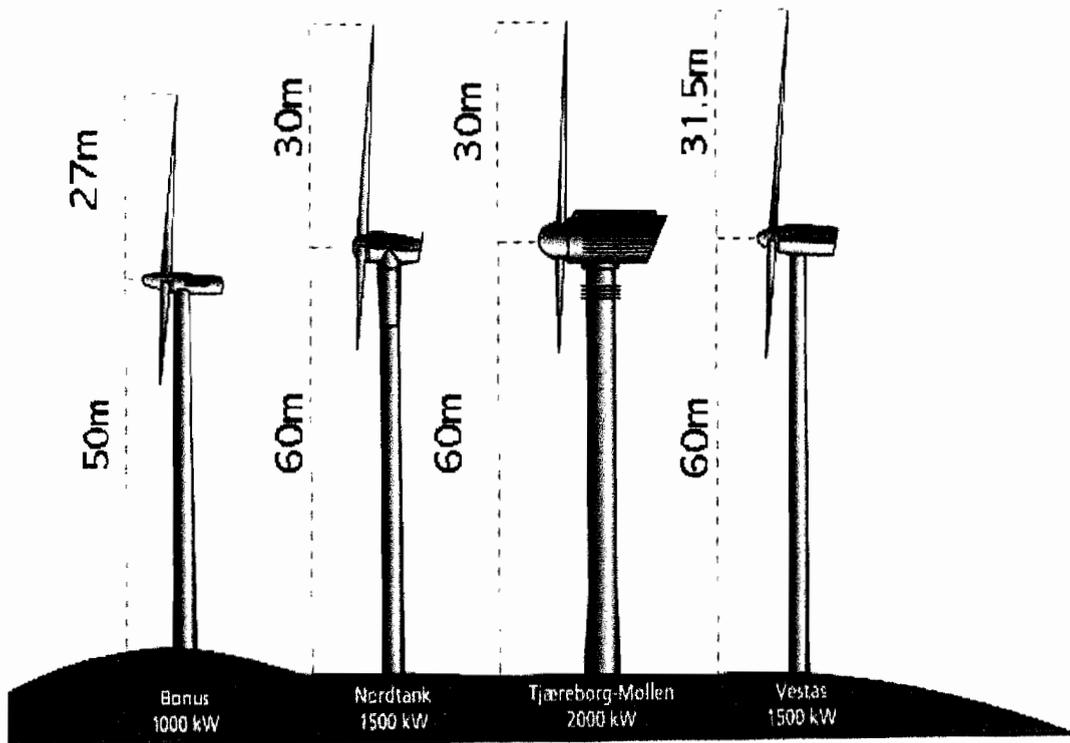
*Tabla No. 1.5. Clasificación de las turbinas eólicas según el Tamaño del rotor.*

Escala	Diámetro Rotor	Potencia Nominal
Grande	> 46m	> 1MW
Medio	12m a 45m	40kW a 999kW
Pequeño	< 12m	< 40kW

Cada tamaño tiene sus respectivas ventajas que se enuncian a continuación:

*Turbinas eólicas de gran escala:*

- Existen ciertas escalas económicas en las turbinas, es decir, las máquinas grandes están en capacidad de generar energía a costos menores que las turbinas pequeñas. La razón es que los costos de cimentación, construcción de caminos de acceso, conexión con la red eléctrica más un número componentes en la turbina tales como el sistema electrónico de control son independientes del tamaño de la máquina eólica.



*Figura No. 1.11. Turbinas eólicas de gran escala.*

- Los costos de mantenimiento son altamente independientes del tamaño de las turbinas.
- En áreas donde es difícil encontrar espacios más que para una sola turbina, las turbinas grandes utilizan el recurso eólico más eficientemente, por ejemplo, en las cordilleras, cumbres, etc.

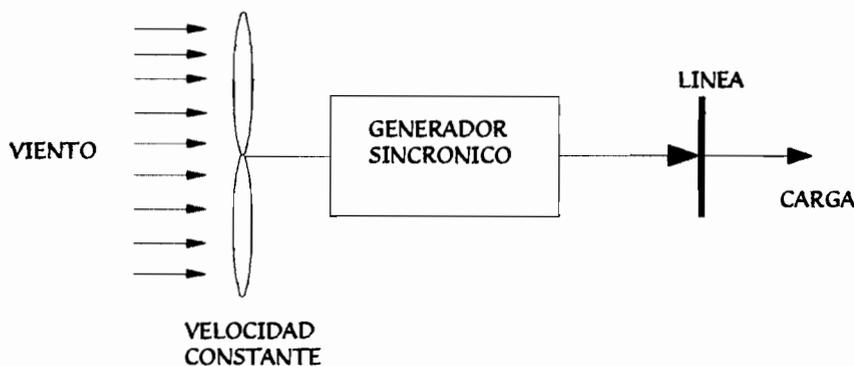
*Turbinas eólicas pequeñas:*

- Para el caso de áreas remotas la red eléctrica local puede ser muy débil para manejar la capacidad de generación producida por una máquina de gran escala, debido a su poca población y consumo de energía pequeño.
- Hay menos fluctuaciones en los parámetros eléctricos de salida de la granja eólica formada por un número de pequeñas máquinas, si las fluctuaciones del viento ocurren al azar y por lo tanto tienden a cancelarse. Además pequeñas máquinas pueden ser una ventaja en una red eléctrica de pequeña escala.
- El costo de usar grandes grúas, y la construcción de carreteras lo suficientemente amplias para llevar los componentes de una turbina puede hacer que las turbinas pequeñas sean más económicas en algunas áreas.
- Algunas máquinas o turbinas pequeñas disminuyen el riesgo en el caso de fallas temporales por ejemplo, debido a la caída de rayos.
- Consideraciones no estéticas del paisaje puede algunas veces dictar el uso de turbinas pequeñas. Las grandes turbinas, sin embargo, tiene menor velocidad de rotación, lo que significa que una gran turbina realmente no atrae mucho la atención como muchas pequeñas rotando más rápidamente.

Estos sistemas que generan corriente alterna a frecuencia constante (50 o 60 Hz), sirven a diferentes propósitos, así se observan los principales tipos.

### 1.6.3.1 Turbinas de velocidad constante acopladas a generadores sincrónicos.

Este tipo de sistema es comúnmente usado en conexiones directas en paralelo a los sistemas convencionales de generación eléctrica. Las turbinas eólicas de media y gran escala caen dentro de esta categoría. Es necesario el uso de máquinas eléctricas con un pequeño número de polos generalmente 4, por ser menos pesadas y voluminosas, indispensables para el manejo del generador por medio de un multiplicador de velocidad, pero, la velocidad del rotor no es muy alta. ( 20rpm para rotores grandes, 100rpm para medios y 500 r.p.m. para pequeños rotores).



*Figura No. 1.12. Turbina eólica con generador sincrónico.*

Poner en paralelo un generador sincrónico a través de un sistema regulador de velocidad que actúa sobre la inclinación de las aletas es demasiado complejo.

En suma, hay el problema de mantener la estabilidad del generador cuando hay súbitos cambios en la velocidad del viento (ráfagas).

La ventaja de usar un generador sincrónico radica en el hecho de que ésta máquina tiene su propio sistema de excitación, lo que significa poder generar potencia reactiva y tener regulación de voltaje.

En turbinas sobre los 500kW, se utiliza generadores en los que se puede variar el número de polos para trabajar con mayor eficiencia acoplándose a los requerimientos de la carga, con el uso de estas máquinas, se aprovecha tanto

las altas como las bajas velocidades del viento. Y, dependiendo del fabricante tiene una gama de características especiales para un mejor aprovechamiento de un sitio específico. Por ejemplo, la turbina FLORA 600 de ABB, tiene aletas ajustables hidráulicamente y utiliza engranajes para acoplarse al eje de un motor sincrónico, que alimenta a la red eléctrica a voltaje constante a través de un convertor estático.

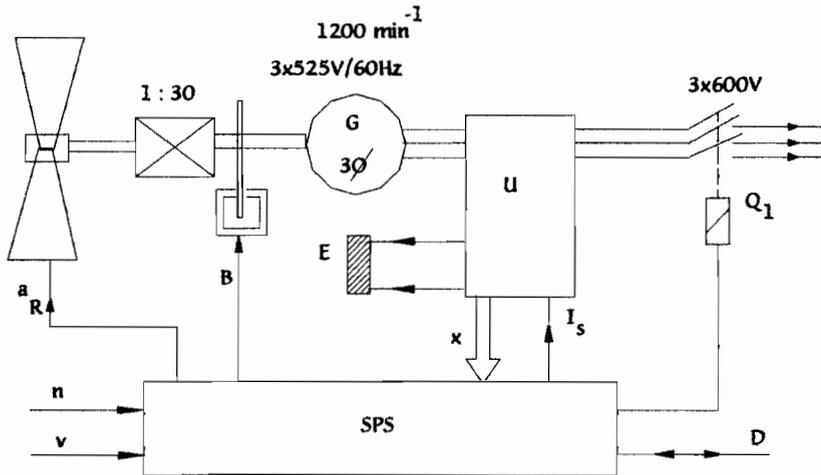


Figura No. 1.13. Sistema de control de una Turbinas eólicas con generador sincrónico.

Cada unidad consiste de una turbina eólica con multiplicador de velocidad y frenos mecánicos, generador sincrónico, convertor estático y controlador programable (SPS).

$U$  Convertor estático

$\alpha_R$  ángulo de las aletas del rotor

$E$  Excitatriz

$n$  Velocidad del eje del rotor

$Q_1$  Breaker principal

$V$  Velocidad del viento

$D$  Enlace de datos (módem)

$x$  Valor actual

$B$  Freno

$I_s$  Corriente seteada.

Estas turbinas tienen un freno mecánico que se utiliza para paradas normales o en casos de emergencia, esta característica de seguridad es controlada y monitoreada por un controlador programable. Además del generador sincrónico y el controlador programable, también, se tiene los convertores estáticos, subestaciones de transformación y equipos para corrección del factor de potencia.

Para operar con la más alta eficiencia posible, sobre un amplio rango de velocidades del viento, las plantas eólicas requieren de sistemas con generadores de velocidad variable, como se muestra en la siguiente figura:

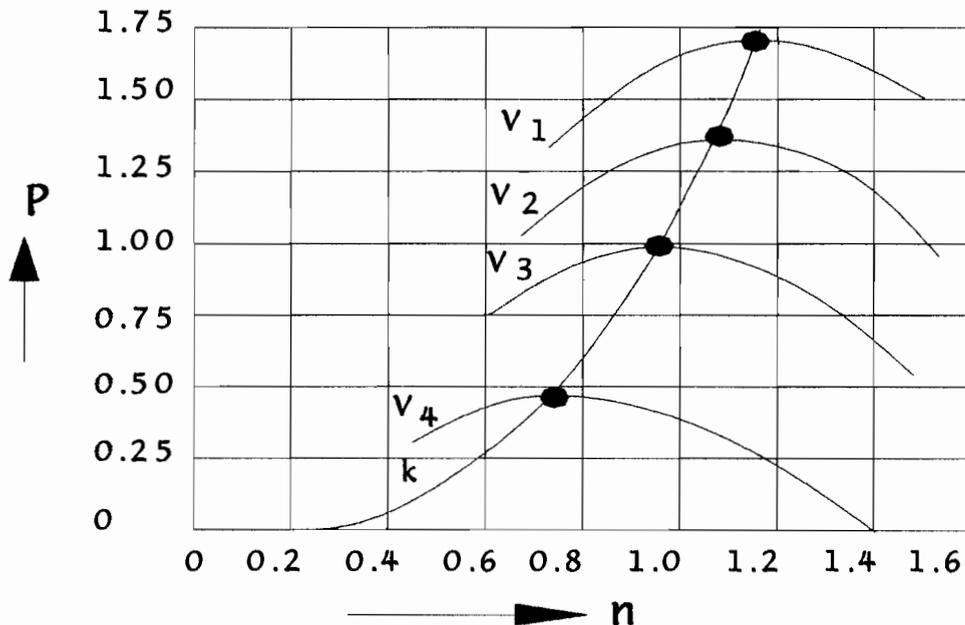


Figura No. 1.14. Generador de velocidad variable.

Siguiendo la línea que conecta los puntos sobre la característica de la turbina tanto como sea posible, se asegura que la potencia de salida de la turbina eólica sea optimizada para diferentes velocidades del viento  $v$ .

Es posible ajustando la posición de las aletas presetear una variación de la velocidad para un torque tal que el generador alcance un máximo de salida posible para cada velocidad del viento. Un control especial asegura que la línea siga la característica de la turbina tan cerca como sea posible, para garantizar una óptima salida de potencia sobre un amplio rango de velocidad del viento. La técnica de velocidad variable además tiene la ventaja de que el punto de operación de la instalación puede ser libremente escogido. Ya que el torque transmitido  $M$  decrece de acuerdo a la relación  $M=P/n$  para un rango de potencia constante  $P$  si se incrementa la velocidad del rotor  $n$ , a una alta velocidad nominal (bajo torque). Estas turbinas tienen bajos costos en todos sus componentes relacionados con el torque siendo más compactas y livianas. Además permiten una producción mejor de energía. La combinación de

generador sincrónico con convertidores estáticos poseen otras importantes ventajas operacionales como:

1. Reduce los costos de operación y mantenimiento.
2. Incrementa la confiabilidad y la disponibilidad.
3. Desacoplamiento de las turbinas eólicas de la red.
4. Suave reposición ante oscilaciones de torque y velocidad para suministro constante de potencia a la red.
5. Confiable sistema de emergencia sí el sistema de potencia falla, con reinicio automático.

### 1.6.3.2. Turbinas de velocidad casi constante acopladas a generadores asincrónicos.

Como es conocido, una máquina asincrónica empieza a generar potencia activa cuando su velocidad excede la velocidad de sincronismo. Por tanto, acoplar un generador asincrónico a una turbina eólica ligeramente incrementa la velocidad del sistema de rotación de la misma manera que la potencia de salida es incrementada, dependiendo de las restricciones de la característica de torque - deslizamiento de la máquina. El rango normal del deslizamiento está entre el 1 y 5%, que significa que la velocidad puede mantenerse casi constante. La ventaja de los generadores asincrónicos consiste en su simplicidad, su fortaleza mecánica y la facilidad con la que pueden ser conectados a la red de distribución con simple hecho de exceder la velocidad de sincronismo.

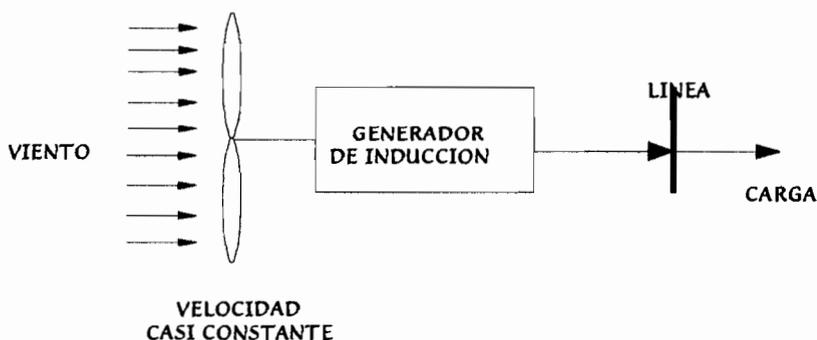


Figura No. 1.15. Turbina eólica con generador asincrónico.

Para el caso de rotores con bajo torque estático, es, además, posible encender la turbina eólica usando el generador asincrónico como motor por lo que no se requiere sistemas de mando de velocidad, aparte de servir para prevenir velocidades excesivas con vientos fuertes o cuando el generador se desconecte de la red.

La desventaja de los generadores asincrónicos consiste en el hecho de que esta máquina siempre requiere de potencia inductiva desde la red externa. Por tanto, no es posible el uso de una turbina eólica para usuarios aislados, sino conectados a una red, es posible actuar sobre el factor de potencia de la máquina, que de lo contrario sería compensado por medio de un banco de capacitores. El generador asincrónico es sobre todo usado con máquinas de mediana escala, aunque, ahora, varios prototipos de grandes máquinas están usando este tipo de generador.

### 1.6.3.3. Turbinas eólicas de velocidad variable acopladas a convertidores para generar corriente alterna de frecuencia constante.

Este tipo de sistemas puede presentar una amplia variedad de configuraciones. Un factor común, sin embargo, es el hecho de que las turbinas eólicas operan a velocidad variable. Esto permitirá que el rotor siempre gire a un número de revoluciones óptimo desde el punto de vista de la salida aun cuando la velocidad del viento varíe. Para pequeñas y rápidas turbinas eólicas, estas pueden en algunos casos trabajar sin un multiplicador de velocidad.

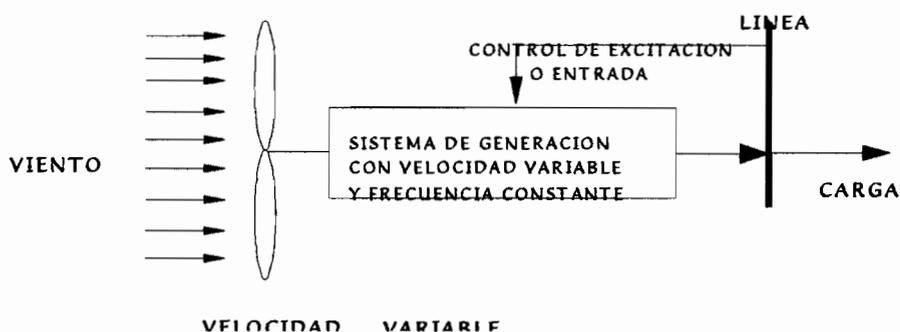


Figura No. 1.16. Turbina eólica que genera a frecuencia variable.

Una configuración típica es un generador D.C. conectado a un inversor que genera corriente alterna a la frecuencia de la red.

Una fuente de almacenamiento de energía puede ser insertada entre el generador y el inversor. Muy frecuentemente, un generador sincrónico con un rectificador de estado sólido es usado en lugar del generador de D.C.

Si, por ejemplo, consideramos un sistema sincrónico más un rectificador más una batería más un inversor, resulta un sistema muy complejo que involucra altos costos. En suma, muchos escenarios que involucran pérdidas en cada componente considerablemente bajan el rendimiento de todo el sistema. Ahora, sistemas de este tipo son usados, más específicamente, para abastecer a usuario aislados con pequeños requerimientos que exigen almacenamiento. La potencia de salida está en el orden de unos pocos kW.

#### **1.6.4. Principales componentes.**

La figura No. 1.17 muestra los principales componentes de una moderna turbina eólica de eje horizontal, y que se describen a continuación:

##### **Aletas.**

Los diseños de las aletas varían mucho de acuerdo al tamaño de la máquina. Particularmente para medianas y grandes máquinas la estructura de las aletas es similar a las alas de un avión. El diseño de las aletas considera la necesidad de asegurar el suficiente grado de resistencia a la fatiga y a las frecuencias de resonancia. La carga variable en las aletas durante su rotación es debido a su propio peso, rápidas fluctuaciones en la velocidad del viento, al fenómeno de las capas del viento, y para las máquinas con un rotor downwind, el efecto de la torre.

Los materiales usados para la construcción de las aletas son los siguientes:

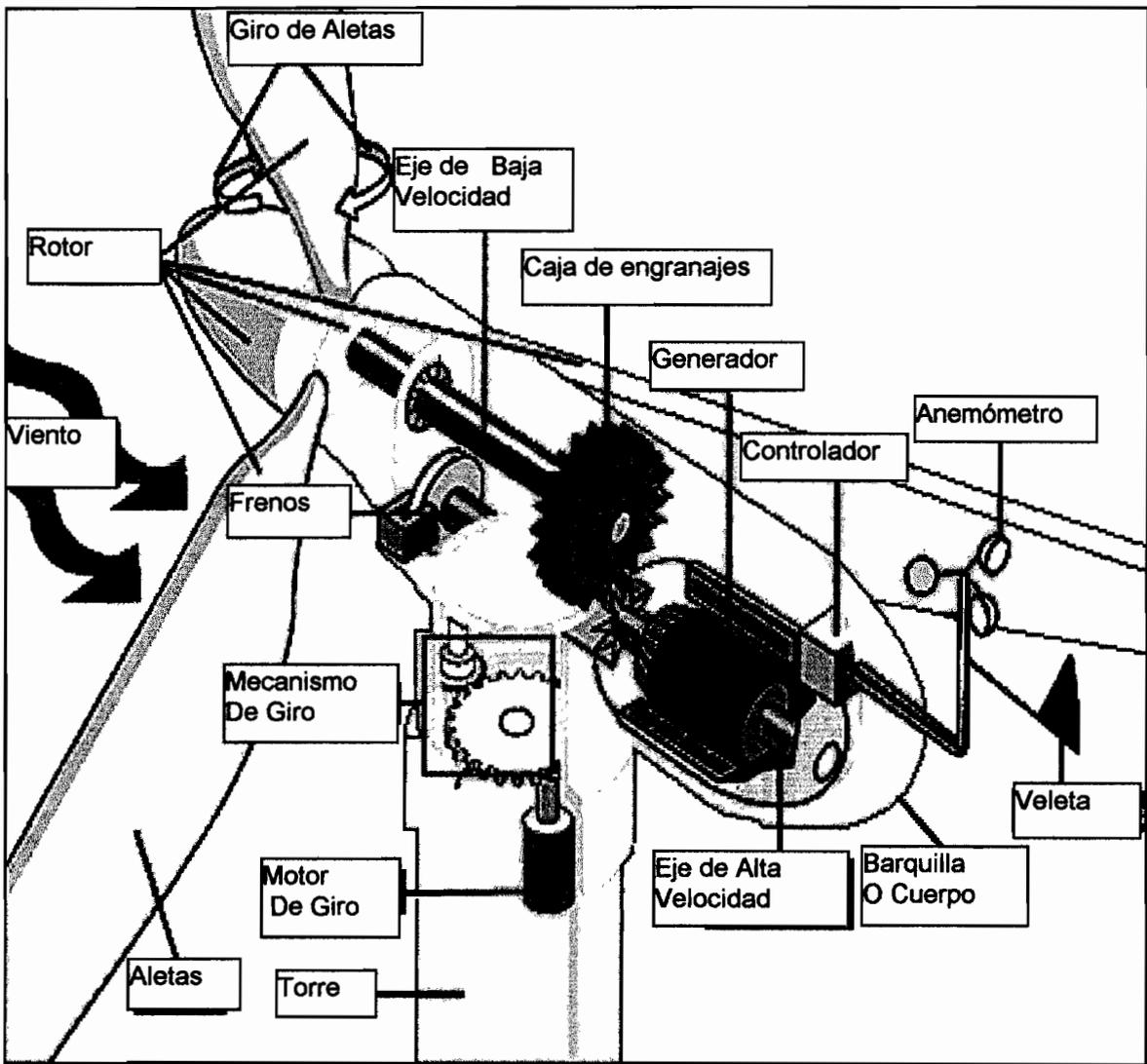


Figura No. 1.17. Componentes de una Turbina Eólica de Eje Horizontal.

1. **Acero.-** es de bajo costo y ha sido probado en la construcción de grandes estructuras, aunque debe recibir tratamientos anticorrosivos. El uso del acero además involucra grandes pesos y como consecuencia el incremento no solo en el peso sino en el costo de la torre.
2. **Fibra de vidrio reforzada con materiales.-** estos tienen la ventaja de ser altamente resistentes a la fatiga y de bajo costo. A pesar de la falta de experiencia del uso en grandes estructuras, estos materiales han sido usados en la construcción de un gran número de turbinas eólicas.

3. *Madera.*- es usada a gran escala en pequeñas máquinas, ahora el uso del plywood está siendo considerado en grandes turbinas eólicas por ser liviano y resistente a la fatiga, pero es susceptible a quebrarse.
4. *Aleación de aluminio.*- estas son usados especialmente en aletas en las que soportar empujes hacia afuera, pero no tienen la suficiente resistencia a la fatiga en largos períodos de tiempo como otros materiales.

La composición de materiales hechas con fibra de carbono están también siendo usados experimentalmente, sus propiedades son muy buenas pero son demasiados caras.

### **Rotor.**

El número de aletas es una consideración básica en las turbinas eólicas. A mayor número de aletas más torque puede producir el rotor. Un pequeño torque es necesario para sacar al rotor de su posición de reposo; sin embargo, el torque es inversamente proporcional con la eficiencia del rotor, cuando menos aletas tiene el rotor, más eficiente es, una aleta es lo ideal, pero posee algunos problemas en el balance dinámico. Los rotores de 2 y 3 aletas son los más usados, pero por qué utilizar los de 3 aletas si los de 2 aletas son más eficientes?

Los rotores de 2 aletas tienen problema con el sistema encargado de cambiar la posición del rotor para seguir los cambios en la dirección del viento. Los rotores de 2 aletas causan esfuerzos en todos sus componentes mecánicos al tratar de orientarse respecto a la dirección del viento. Estos esfuerzos ocurren debido al continuo cambio de la posición de las aletas en el plano de rotación. Cuando las aletas están en posición vertical, esto es, en línea con la torre, existe una pequeña resistencia para que el rotor se oriente alrededor de la torre. Sin embargo, cuando las aletas están en posición horizontal, esto es, en ángulo

recto con la torre o paralelo al suelo, poseen una máxima resistencia o inercia para cualquier movimiento de orientación.

El resultado es un efecto rítmico arranque - parada del sistema dos veces por revolución del rotor, este efecto es visto como una aleta de resistencia al movimiento.

Los rotores de 3 aletas eliminan este problema debido a que no hay la suficiente inercia de una aleta horizontal para poder crear esta aleta de resistencia. La aleta horizontal es más que un contrapeso para que las otras dos trabajen por sus propios medios, el rotor de 3 aletas bien balanceadas operan suavemente sin ninguna vibración o resistencia mecánica.

Los rotores de 2 aletas tienen menores costos y rotan más rápido, en cambio los rotores de 3 aletas tienen mejores propiedades aerodinámicas porque tienen un torque más uniforme.

El eje de oscilación debería tener una cierta inclinación con relación al de las aletas, la oscilación de las aletas esta acompañadas por a una variación cíclica de la inclinación que tiene efectos beneficiosos sobre la dinámica del rotor y es usado para la estabilización de la barquilla de orientación en rotores downwind.

Los rotores downwind no tienen problemas de interferencia entre las aletas y la torre debido a la acción del viento. Además es posible poner las aletas en un ángulo cónico de unos pocos grados, estos posibilita las cargas debido al viento ser parcialmente compensadas por las cargas debido a las fuerzas centrifugas.

Los rotores downwind parecen, en principio, ser más estables en cuanto a la orientación, tanto así que este alcanza la posibilidad de estar disponible para alcanzar un alto grado de auto - orientación sin usar cualquier servomecanismo.

La principal desventaja de esta configuración, por otro lado, es la periódica tensión a la que están sujetas las aletas debido al efecto de sombra de la torre. Este efecto además causa variaciones periódicas en el torque, y por lo tanto en

la potencia de salida. Una torre con un perfil disponible puede disminuir la gravedad de este problema.

Con un rotor Up wind esta desventaja no existe. La desventaja de esta configuración, sin embargo, esta en la necesidad de prever la interferencia de las aletas con la torre, específicamente si el rotor tiene una particular conicidad. En pequeña máquinas, el rotor up wind hace posible obtener una orientación una aleta direccional.

### **Regulador de inclinación.**

Cuando la potencia de salida es muy alta, el controlador electrónico envía una señal al mecanismo de giro de las aletas para que estas giren suavemente y disminuir la incidencia del viento. Las aletas del rotor tienen la posibilidad de girar sobre su eje longitudinal. El uso de un regulador de inclinación en las aletas del rotores significa diseñar la máquina para vientos que pueden ocurrir solo por breves períodos durante el año.

La mejor explotación del recurso eólico y de la potencia instalada, y por lo tanto, además del bajo costo por kWh puede ser obtenida con aletas de inclinación variable.

La inclinación puede ser variada continuamente o por pasos. La tendencia en las máquinas grandes es el uso de aletas giratorias solo en el extremo de estas. Los actuadores usados son electromecánicos o hidráulicos, así estas máquinas siempre tienen un grado de redundancia

### **Transmisión del movimiento.**

La transmisión del movimiento desde el rotor al generador se lo hace a través de un multiplicador de velocidad, cuya relación se incrementa con el diámetro del rotor. En las máquinas de gran escala, el convencional eje multiplicador

paralelo a sido reemplazado por un multiplicador helicoidal que tiene la misma relación, pero tiene menor volumen, peso y costo.

Los ejes rápidos, en el caso de las turbinas eólicas con velocidad constante y casi constante, rotan a 1500 (1600) r.p.m. para 50 (60) Hz. La transmisión del movimiento, en las últimas máquinas, es efectuado a través de elementos flexibles, tales como "quill shafts", que reducen la vibración en el torque y en general contribuye directamente a la disminución de súbitos esfuerzos en el sistema.

Los ejes rápidos además tienen un freno. En pequeñas máquinas, el freno es usado como una protección contra sobre - velocidades y para parar el rotor.

### **Generador y sistema eléctrico.**

Anteriormente ya se mencionó acerca de varios sistemas eléctricos que son usados con las turbinas eólicas. La tendencia en estos momentos es usar máquinas especiales que son diseñadas para mejorar los tipos existentes. Para mediana y gran escala de máquinas, la energía es alimentada a redes interconectadas a través de un transformador y línea de transmisión enlazando el sistema eólico con la red. Los sistemas eléctricos consisten de todas las usuales protecciones, seccionadores, equipos de control.

La conexión entre la turbina eólica y la subestación eléctrica se efectúa a través de cables subterráneos. El panel de control esta localizado en una especial sala de control.

### **Sistema de orientación.**

Para asegurar la máxima productividad de la máquina, es importante tener un continuo alineamiento entre el eje del rotor y la dirección del viento. Para pequeñas turbinas con rotor up wind es frecuente el uso de una aleta

direccionales. Para rotores downwind la tendencia es tener un autoalineamiento aerodinámico sin la ayuda de cualquier aparato externo.

Para el caso de las máquinas de mediana y gran escala, la orientación es mediante servomecanismos. El movimiento de la barquilla con relación a la torre es efectuado por medio de engranajes controlados por motores eléctricos o hidráulicos.

El sistema de orientación detecta cualquier cambio en la dirección del viento y causa una realineación. Es importante que la orientación no sea demasiado rápida. Para prevenir que el rotor y la torre sean sobrecargadas por súbita aceleración y efectos giroscópicos. También está equipado con un freno de orientación, que sirve en algunos casos para mantenimiento y para conexiones en movimiento. El freno puede ser parcialmente liberado cuando se está buscando la alineación y ajustado una vez que la regulación ha tomado lugar. Esto previene que existan cualquier juego en los engranajes que produzcan una oscilación.

### **Barquilla y torre.**

La barquilla consiste de una fuerte plataforma de acero y una concha externa del mismo material, y en grandes máquinas se debe asegurar que exista suficiente espacio para el mantenimiento.

La torre puede tener una variedad de configuraciones: una armadura de acero, concreto tubular o soportes de acero. Es aconsejable que la torre sea resistente al viento y a frecuencias de vibración debido a posibles tensiones. La armadura de acero y los soportes de concreto hacen más rígidas las torres, cuyas propias frecuencias son mucho mayores que las tensiones periódicas, que son todas ellas múltiplos de la frecuencia de rotación de la máquina. Las torres fabricadas con acero tubular son mucho más livianas y más económicas, son llamadas también torres elásticas, flexibles o livianas, cuyas propias frecuencias son también muy bajas.

## **Hardware de las turbinas eólicas.**

El hardware de las turbinas eólicas está compuesto principalmente por el controlador. El controlador consiste de un conjunto de computadoras que continuamente monitorean las condiciones de la turbina y almacenan datos de su operación. Como su nombre lo indica el controlador, además, controla una gran cantidad de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina. Un controlador posee una alta confiabilidad que garantiza operación normal de la turbina.

La comunicación del controlador consigo mismo y con el operador de la turbina se realiza a través de señales de alarmas mediante enlaces telefónicos o de radio. Es posible comunicarse con una turbina para recoger datos estadísticos de su funcionamiento, chequeo del estado actual, etc. En granjas eólicas una de las turbinas es equipada con una computadora desde la cual es posible el control y almacenamiento de datos para el resto de las turbinas de la granja eólica.

Usualmente hay un controlador en la base de la torre y en la barquilla.- En los últimos modelos de turbinas, la comunicación entre controladores es por medio de fibra óptica, también, se tiene la participación de un tercer controlador en el eje del rotor, que se comunica con el controlador de la barquilla usando comunicación serial a través de anillos rozantes y escobillas en el eje principal.

Los computadores y sensores están duplicados (redundancia) en todas las áreas sensibles de las nuevas grandes turbinas. El controlador continuamente compara todas las lecturas de los parámetros de la turbina para asegurar que tanto los sensores como los computadores estén funcionando bien.

En las modernas turbinas es posible setear o monitorear entre 100 y 500 valores de parámetros, el controlador puede por ejemplo, chequear la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, se pueden registrar las descargas eléctricas o rayos. Adicionalmente, se puede medir la

temperatura del aire, temperatura en las cabinas electrónicas, temperatura en los bobinados del generador, temperatura del aceite y de los soportes de la caja de engranajes, presión hidráulica, ángulo de inclinación de cada aleta del rotor, ángulo de inclinación de la barquilla, dirección del viento, velocidad del viento medida con el anemómetro, tamaño y frecuencia de las vibraciones en la barquilla y en las aletas del rotor, espesor del revestimiento de los frenos, sistema de alarma si la puerta de la torre está abierta o cerrada.

# PLANIFICACION DE UNA CENTRAL EÓLICA

PLANIFICACION DE UNA CENTRAL EÓLICA.....	34
2.1. EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN DEL SITIO PARA APROVECHAMIENTO EÓLICO.....	36
2.1.1 Indicadores topográficos y meteorológicos.....	36
2.1.2 Deformaciones en la vegetación.....	37
2.1.3 Incidencia de la forma del terreno en el viento.....	38
2.1.4 Prospección del sitio.....	43
2.1.5 Recolección y análisis de datos.....	44
2.2. DEMANDA ENERGÉTICA.....	45
2.3. CÁLCULO DE LA POTENCIA TOTAL A INSTALARSE.....	50
2.4. ENERGIA NETA.....	54
2.5. EVALUACIÓN DE COSTOS.....	58
2.5.1 Costos de instalación.....	58
2.5.2 Costos específicos.....	62
2.5.3 Costos de la energía.....	63
2.6. POLÍTICAS, LEYES E IMPACTOS AMBIENTALES.....	66
2.6.1 Políticas y Leyes.....	66
2.6.2 Impactos ambientales.....	71
2.6.2.1 Ocupación y alteración del suelo.....	73
2.6.2.2 Uso indirecto de energía y emisiones.....	74
2.6.2.3 Aves.....	76
2.6.2.4 Ruido.....	76
2.6.2.5 Impacto visual.....	78
2.6.2.6 Interferencia en las telecomunicaciones.....	79
2.7. INTERCONEXIÓN CON LA RED ELECTRICA.....	79
2.8. VERIFICACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UNA GRANJA EÓLICA.....	83
2.8.1 Causas de una producción deficitaria de energía.....	83
2.8.2 Metodología.....	87
2.8.2.1 Medida de la curva de potencia de una sola turbina mediante un mástil o torre meteorológica.....	87
2.8.2.2 Verificación de la curva de potencia mediante un anemómetro en la barquilla de la turbina.....	89
2.8.2.3 Eficiencia de la granja eólica.....	90
2.8.2.4 Monitoreo del rendimiento de la granja eólica y verificación de la producción de energía.....	93
2.8.3 Riesgo en la producción de energía contra los costos de verificación del rendimiento.....	95
2.8.4 Manifestación de la verificación del rendimiento en los contratos de venta.....	98



## **PLANIFICACION DE UNA CENTRAL EÓLICA.**

Para que cualquier actividad humana llegue a culminar con éxito es imprescindible la implementación de un plan el mismo que involucre a todas las partes constitutivas de dicha actividad. Así, en la planificación de una central eólica se hace necesario ir abordando cada una de las actividades o pasos que intervienen en el proceso de diseño y construcción.

Siendo el viento el recurso más importante en una central eólica, entonces, la primera actividad que se debe realizar es la selección del sitio de implantación, el mismo que debe cumplir con ciertas condiciones que se estudiarán en el presente capítulo.

La satisfacción de una necesidad, es también una instancia decisoria en cualquier actividad económica que se pretenda poner en acción; para el caso de la central eólica, es necesario una evaluación de la demanda de energía que se tenga y se pretenda satisfacer.

Una vez, seleccionado en sitio se debe realizar una caracterización en cuanto a la potencia que se puede instalar, así como también, de acuerdo a ésta, la selección del tipo de aerogenerador y sus respectivos componentes.

Al final, se realiza un análisis de costos, el mismo que determinará la viabilidad del proceso o la revisión de cualquier parte del mismo involucrando un proceso de rediseño del proyecto.

La revisión de las políticas, leyes, impactos ambientales son obligatoria en cualquier proyecto energético, el mismo que puede no ser factible si no se satisface condiciones medioambientales.

Lo anteriormente enunciado se resume en el siguiente cuadro:

## PLANIFICACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICA

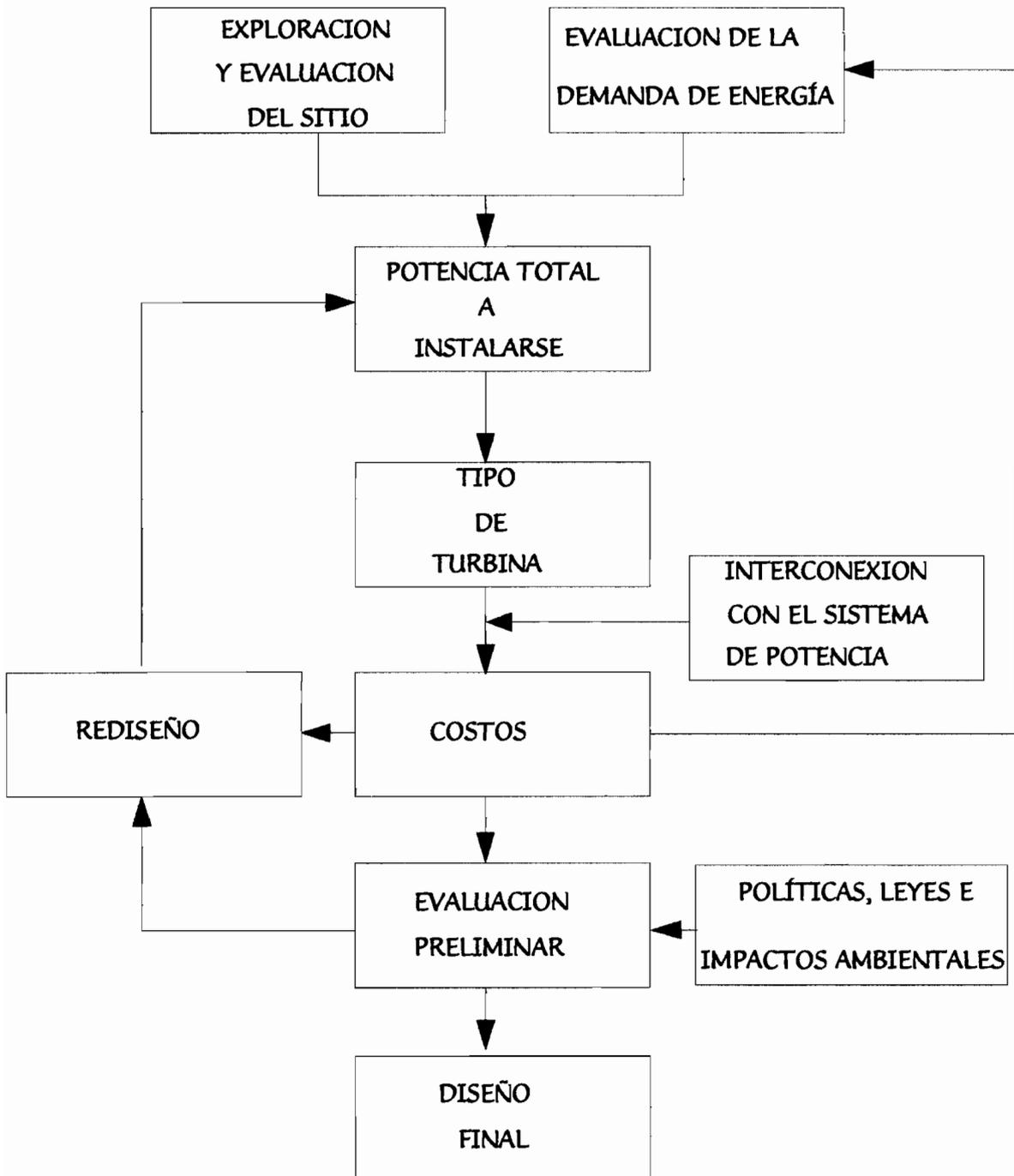


Figura No. 2.1. Esquema de planificación de una central eólica tipo.

## **2.1. EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN DEL SITIO PARA APROVECHAMIENTO EÓLICO.**

### **2.1.1 Indicadores topográficos y meteorológicos.**

Para el dimensionamiento de una instalación eólica, se debe realizar mediciones que permitan conocer el comportamiento del recurso eólico, existen ciertas combinaciones de características topográficas y meteorológicas que se asocian a altas o bajas velocidades del viento. Estas características indicativas de una alta velocidad media del viento son: <sup>(8)</sup>

- Brechas, pasos y desfiladeros en áreas de fuertes gradientes de presión.
- Extensos valles extendiéndose desde las cordilleras.
- Altiplanos y llanos a grandes alturas.
- Llanos y valles con grandes gradientes de vientos asociados con fuertes gradientes de presión.
- Cordilleras expuestas y cumbres de montañas en áreas de fuertes vientos.
- Sitios costeros expuestos en áreas de:
  - grandes vientos o
  - zonas calientes ó con gradientes de presión.

Las características que indican una velocidad media baja del viento son: <sup>(8)</sup>

- Valles perpendiculares a vientos predominantemente altos.
- Barreras naturales o artificiales contra el viento.
- Pequeños y/o estrechos valles y cañones.
- Sitios con superficies muy rugosas (superficies cubiertas por bosques, arbustos).

### 2.1.2. Deformaciones en la vegetación.

Además de las características del terreno anteriormente citadas, existen otras, como deformaciones en la vegetación y formaciones características en el terreno que dan indicios de tipos de vientos.

Una evidencia de fuertes vientos puede ser encontrada en la deformación de la vegetación. Sin embargo, son muchas las limitaciones prácticas para el uso de los árboles como indicadores de la velocidad media del viento a pesar de que las deformaciones de los árboles pueden indicar que las velocidades del viento son mayores que 4m/s, los árboles no deformados no indican que las velocidades sean ligeras, puede haber lugares donde existan vientos fuertes en todas las direcciones y la persistencia de cualquier dirección es insuficiente para causar una deformación. No obstante, a pesar de posibles errores que son inherentes en el uso de los árboles como indicadores de la velocidad media anual, son usados en la identificación de áreas potenciales con moderados y altos recursos eólicos.

La remoción y depósito de materiales en la superficie por el viento forma playas, dunas de arena y otros tipos de formas del terreno indica la fuerza del viento en una dirección constante.

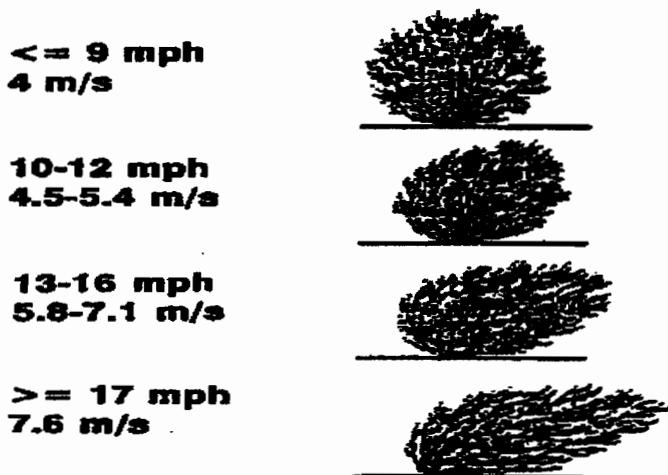


Figura No. 2.2. Deformaciones en la vegetación por el viento.<sup>(9)</sup>

Una forma fácil de evaluar el recurso eólico es utilizando el método indirecto o escala anemométrica de BEAUFORT, que permite identificar en forma preliminar las características del viento.

Tabla No. 2.1. Escala de Beaufort.<sup>(6)</sup>

NUMERO BEAUFORT	VELOCIDAD Km./h	VIENTO m/s	DESCRIPCIÓN	CRITERIOS EN TIERRA
0	---	0 - 0.2	Calma	Humo sube verticalmente.
1	1 - 5	0.3 - 1.5	Aire ligero	Humo se inclina pero no se mueven las veletas.
2	6 - 11	1.6 - 3.3	Brisa ligera	Se nota el viento en la cara. Las hojas se mueven.
3	12 - 19	3.4 - 5.4	Brisa suave	Hojas y ramitas en movimiento continuo. Se agitan las banderas.
4	20 - 28	5.5 - 7.9	Brisa moderada	El viento levanta polvo y hojas de papel.
5	29 - 38	8.0 - 10.7	Brisa fresca	Árboles pequeños se balancean.
6	39 - 49	10.8-13.8	Brisa fuerte	Grandes ramas se agitan. Hilos eléctricos vibran.
7	50 - 61	13.9-17.1	Viento moderado	Árboles se agitan. Dificultad al caminar.
8	62 - 74	17.2-20.7	Viento fresco	Se rompen ramas pequeñas. Dificultad al caminar.

### 2.1.3. Incidencia de la forma del terreno en el viento.

Una manera de determinar la incidencia de la forma del terreno en las velocidades del viento es a través de los perfiles de viento, los que muestran las diversas formas que adoptan las corrientes de aire de acuerdo al terreno que este atraviesa.

#### Perfiles de viento.

Se conoce como perfiles de viento al cambio de la velocidad del viento con la altura debido a la fricción existente entre la superficie de la tierra y el aire en movimiento y, entre las capas de aire, se expresa con la siguiente ecuación:<sup>(1)</sup>

$$\frac{U(Z)}{U(H)} = \left(\frac{Z}{H}\right)^E \quad (\text{Ec.2.1})$$

Donde:  $U(Z)$  = Velocidad desconocida a la altura  $Z$

$U(H)$  = Velocidad conocida a la altura  $H$

$E$  = Coeficiente de fricción.

El coeficiente  $E$  varía aproximadamente desde 0.05 hasta 0.5, y es una función de la rugosidad de las superficies del terreno. A continuación se dan valores típicos de coeficiente de fricción.

Tabla No. 2.2. Coeficientes de Fricción.<sup>(4)</sup>

Descripción del terreno	$E$
Superficies lisas, lagos u océanos.	0.10
Arbustos pequeños en terrenos sin cultivos.	0.14
Praderas con pastos al pie, ocasionalmente árboles.	0.16
Cultivos altos rodeados de pocos árboles.	0.20
Muchos árboles y ocasionalmente edificios.	0.22-0.24
Terrenos arbolados, pequeñas poblaciones y suburbios	0.28-0.30
Áreas urbanas con edificios altos.	0.40

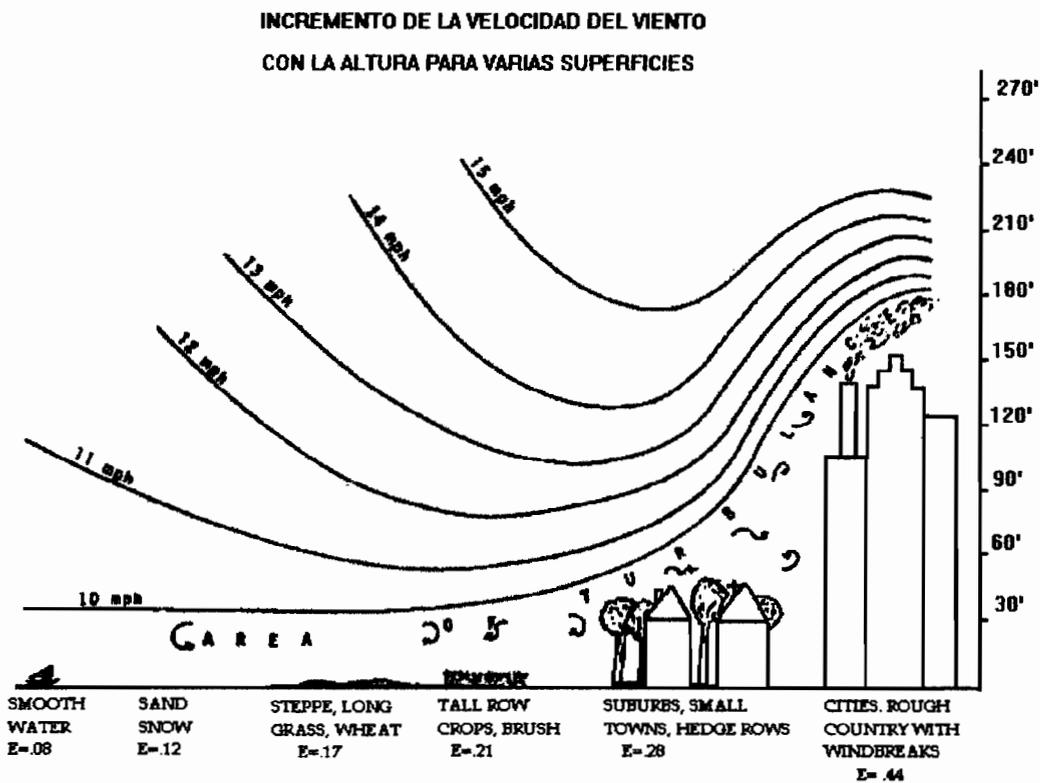


Figura No. 2.3. Incremento de la velocidad del viento con la altura.<sup>(1)</sup>

$H$  : altura en pies       $U(Z)$  : velocidad en millas por hora.

La región comprendida entre las capas de aire que no son afectadas y la superficie de la tierra, se conoce como capa límite. El espesor de esta capa

depende de la rugosidad del terreno y es mínima sobre superficie lisas, lagos y océanos.

En la figura No.2.4. se muestra la capa limite cuando un flujo de viento atraviesa una zona de árboles, estos, extraen energía de las capas inferiores lo que causa un gradiente de velocidad que disminuye la energía en las capas superiores.

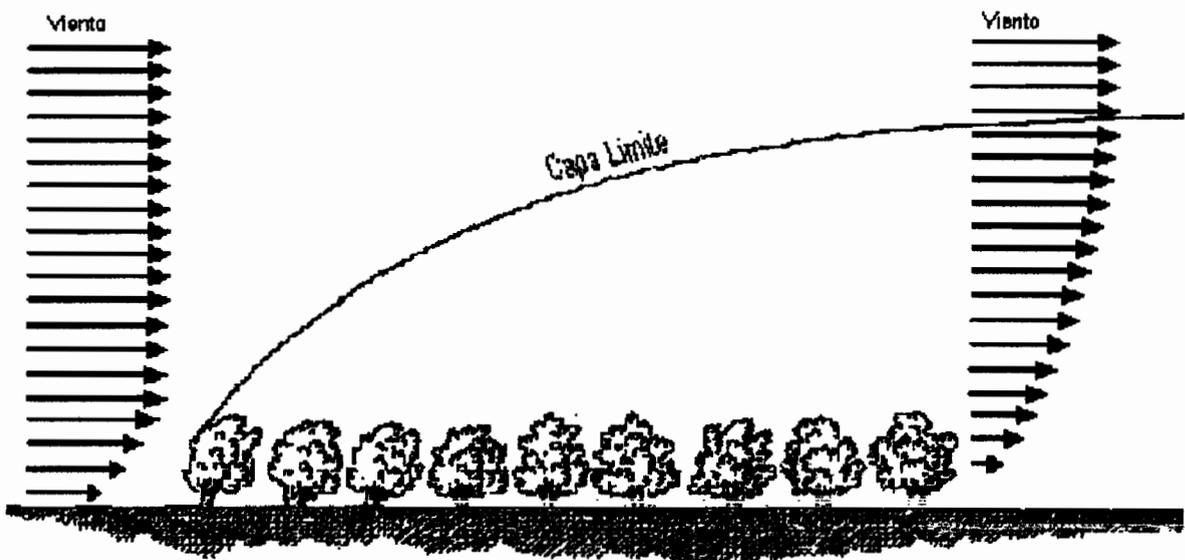


Figura No. 2.4. Disminución de la velocidad del aire debido a la presencia de árboles.<sup>(4)</sup>

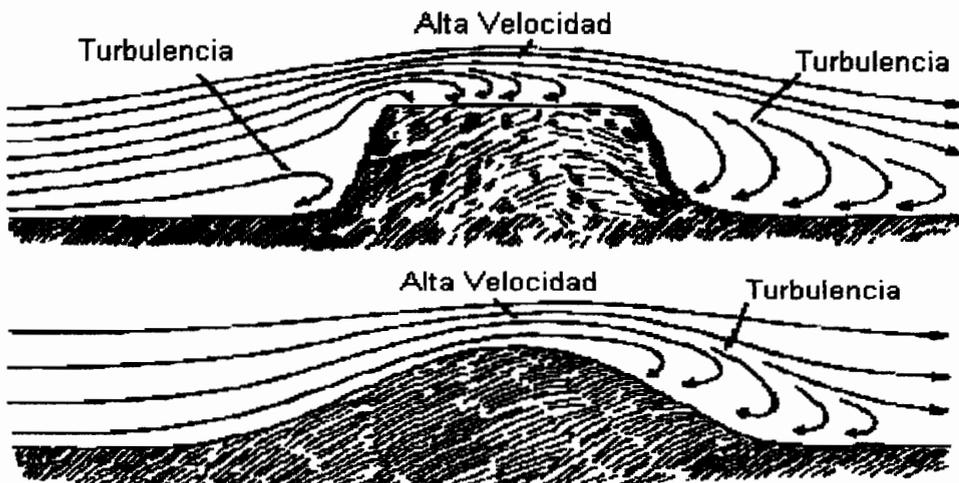


Figura No. 2.5. Flujo de viento sobre una colina y sus efectos.<sup>(4)</sup>

En la figura No.2.5. se presenta un gráfico que permite, observar las formas de las corrientes de aire para diversos tipos de terrenos.

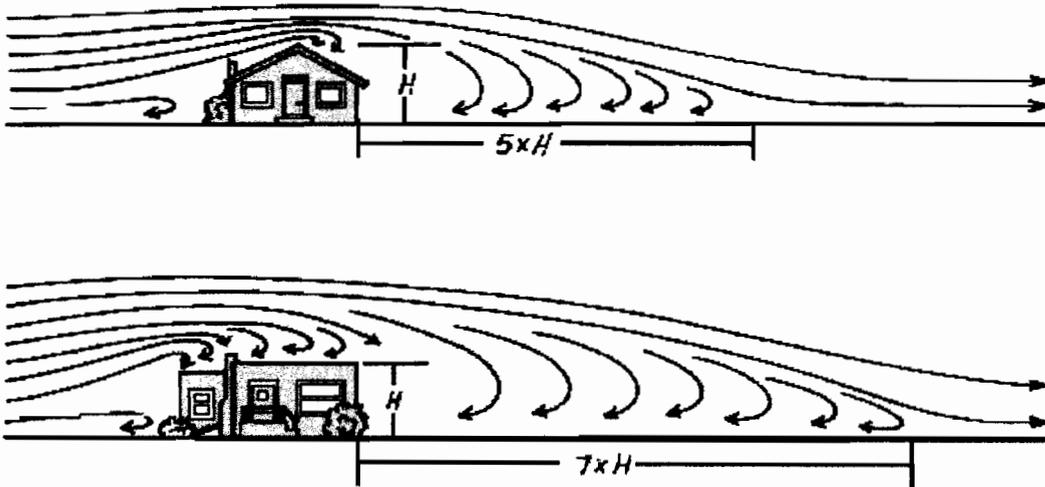


Figura No.2.6. Turbulencias debidas a casas y edificios.<sup>(4)</sup>

Generalmente, para pequeñas turbinas sobre los 10m de diámetro del rotor el viento debería disponer de un flujo libre de al menos 300m alrededor del equipo en la dirección predominante del viento. Para equipos de baja velocidad como por ejemplo para el bombeo de agua y donde la vegetación es espesa, el rotor debería ser montado a una altura mínima correspondiente al diámetro del rotor sobre el más alto de los obstáculos, si esto es técnicamente posible. Para obstáculos como casas y árboles la siguiente ecuación determina la altura mínima requerida para el rotor.<sup>(7)</sup>

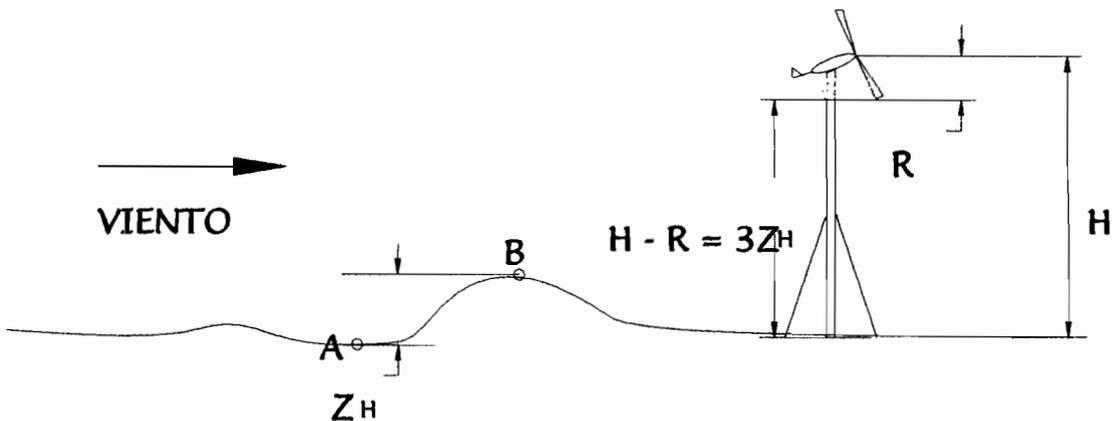


Figura No. 2.7. Cálculo de la altura mínima del Rotor.<sup>(7)</sup>

$$\frac{Z_H}{H-R} \leq 0.33 \quad (\text{Ec.2.2})$$

Donde:  $A$  = Punto más bajo del terreno  
 $B$  = Punto más alto del terreno  
 $Z_H$  = Altura del obstáculo  
 $R$  = Radio del rotor de la turbina.  
 $H$  = Altura del rotor sobre el terreno

Así, de esta manera los remolinos causados por los obstáculos no influyen en el funcionamiento de la turbina.

### **Turbulencia.**

La turbulencia en la atmósfera son debidas a las rápidas fluctuaciones de la velocidad del viento. Estas no causan impacto directo en la potencia generada por la turbina, pero puede causar una carga extra en la misma.

En teoría, el incremento de la velocidad del viento causa un incremento en la potencia, pero usualmente esta perturbación dura pocos segundos y como las turbinas no reaccionan rápidamente ante esta, se producen pequeños efectos en la potencia de salida. Para cuantificar la turbulencia se utiliza la siguiente ecuación basada en la desviación estándar de la velocidad del viento. <sup>(10)</sup>

$$IT = \frac{S}{\bar{V}} \quad (\text{Ec.2.3})$$

Donde:  $IT$  = Intensidad de turbulencia  
 $S$  = desviación estándar de la velocidad  
 $\bar{V}$  = Velocidad media del viento.

La intensidad de turbulencia varía entre los siguientes rangos:

Para:  $IT \leq 0.1$  turbulencia baja.  
 $0.1 \leq IT \leq 0.25$  turbulencia moderada.  
 $IT \geq 0.25$  turbulencia significativa.

### **2.1.4 Prospección del sitio.**

Se entiende por prospección a las actividades realizadas tendientes a la identificación de sitios de interés energético. El proceso de determinación del potencial eólico de un país o una región, requiere generalmente de varios años de mediciones y recopilación de información; y se logra a través de ciertos criterios para la selección del sitio adecuado para instalación de la central eólica. Estos criterios se enuncian a continuación:

- Caracterización del recurso eólico mediante atlas eólicos preliminares de los servicios meteorológicos, esto requiere de por lo menos un año de medición de datos; con una buena correlación de largo plazo con una estación de referencia cercana.
- Análisis de variables climáticas como: presión, temperatura, tormentas, congelamientos, etc.
- Estudios topográficos con el fin de analizar la conveniencia del terreno para la implantación de las turbinas, acceso al sitio, construcción de vías, etc.
- Evaluación de sitios ventosos de acuerdo a referencias orales o escritas, información recibida de residentes, universidades, aeropuertos, institutos militares, etc.
- Identificar áreas con deformaciones en la vegetación debido al viento.
- Visitar sitios con datos de viento existentes, realizar un análisis de la calidad de los instrumentos de medida y de la metodología usada para la recolección de datos.
- Proximidad con los sistemas eléctricos capaces de recibir toda la potencia de salida de la nueva instalación eléctrica.
- Uso de la tierra y compatibilidad con la generación eólica.
- Posibles expansiones a futuro de la generación eólica.
- Impactos ambientales y daños a la flora y fauna.
- Análisis en el caso de proximidad a lugares habitados de los impactos visuales y del ruido.
- Actividad sísmica y estabilidad geológica del terreno.

- Disponibilidad del sitio para la explotación y desarrollo.
- Control del uso de la tierra que puede ser establecido a través de los derechos del suelo, adquisición o expropiación.

### **2.1.5. Recolección y análisis de datos.**

Para la recolección de datos se hace necesario implementar un plan que permita obtener registros de velocidades confiables; recordemos que la potencia y energía varían con el cubo de la velocidad del viento, lo que nos obliga a ser muy cuidadosos con la recopilación y análisis de las velocidades del viento por ser este el factor de mayor peso en la implantación de la central eólica.

De acuerdo con estándares internacionales, la medición de la velocidad del viento debe ser realizada en torres sobre los 10m hasta los 40m de altura o de acuerdo a la altura del centro de la turbina. Y para el caso de mediciones meteorológicas períodos que van desde diez minutos a una hora son tomados como base para determinar valores medios.

Los sitios de monitoreos deben ser lugares representativos del área prevista para la explotación eólica, este sitio debe estar libre de cualquier obstrucción contra el viento, y estar expuesto a los vientos que prevalecen; con el propósito de determinar el número exacto de anemómetros a instalar, dependiendo del tamaño de la región, su topografía, propósito de evaluación y presupuesto del proyecto.

Para determinar los recursos eólicos se debería obtener la velocidad media mensual la que nos indica qué potencia está disponible y qué tipo de máquina se necesita, la frecuencia de la distribución de velocidad y la dirección que ayuda a identificar la mejor localización, variación diaria de la velocidad que nos indica la potencia disponible durante el día, ocurrencia de calmas y frecuencias de rumbos.

Las características del viento son mejor analizadas cuando se toman datos de velocidad horarias por lo menos durante 12 meses. Cuando esto no es posible, se deben tomar periodos cortos y comparar con datos de estaciones cercanas. Además calcular la potencia media por unidad de área, expresada en  $W/m^2$ , en un plano vertical a 10m de altura sobre el suelo, en base mensual, estacional y anual. Asimismo la energía por unidad de área, en  $kWh/m^2$ , en base mensual, estacional y anual.

## **2.2. DEMANDA ENERGÉTICA.**

El objeto de la determinación de la demanda es calcular la cantidad de energía (en kWh) por unidad de tiempo necesaria para satisfacer dicha demanda. La demanda puede algunas veces variar grandemente, por lo que es necesario determinarla sobre períodos de tiempo, los mismos que pueden ser: años, meses o días.

De acuerdo, con el Plan de Electrificación del Ecuador 1998-2007, aprobado por el CONELEC en octubre de 1998, se presentan las siguientes tablas que muestran el crecimiento de la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado.

Estos cuadros consideran la disponibilidad efectiva a diciembre de 1997, más los proyectos que son parte de este Plan: Daule - Peripa, Pilaton - Toachi, San Francisco y Mazar, que estaban ya en proceso cuando el CONELEC inicio su labor; y los proyectos que han sido aprobados por el CONELEC.

A partir de los años 2001, 2002 y 2004 se tendría déficit de potencia activa en los escenarios de demanda alta, media y baja respectivamente. Pero con la operación de las centrales generadoras consideradas en este Plan tabla No.2.6, solamente se tendría déficit en el año 2007, si se presenta el escenario de mayor demanda.

De todo lo indicado, se puede concluir que se tendrá déficit de potencia activa

en las horas de máxima demanda, solo en el año 2007, si entran en servicio los proyectos contemplados en el cuadro siguiente. Pero, el problema crítico estriba en la baja disponibilidad de energía en los meses de estiaje.

Tabla No. 2.3. Demanda de Potencia.<sup>(11)</sup>

DEMANDA DE POTENCIA (MW)*				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
AÑO	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO
2000	2179	2332	2436	4.3	5.4	5.8
2001	2289	2473	2605	5.0	6.0	6.9
2002	2408	2622	2789	5.2	6.0	7.1
2003	2527	2779	2980	5.0	6.0	6.9
2004	2651	2944	3185	4.9	6.0	6.9
2005	2780	3119	3405	4.9	5.9	6.8
2006	2924	3306	3635	5.2	6.0	6.9
2007	3068	3504	3877	4.9	6.0	6.7

\* En bornes de generación.

Tabla No. 2.4. Demanda de Energía.<sup>(11)</sup>

DEMANDA DE ENERGIA (GWh)*				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
AÑO	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO	ESC. BAJO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO
2000	11417	12422	12936	4.5	5.8	6.4
2001	12012	13229	13898	5.2	6.5	7.4
2002	12635	14171	14930	5.2	7.1	7.4
2003	13284	14995	16035	5.1	5.8	7.4
2004	13960	15959	17217	5.1	6.4	7.4
2005	14663	16978	18482	5.0	6.4	7.3
2006	15420	18076	19813	5.2	6.5	7.2
2007	16209	19240	21233	5.1	6.4	7.2

\* En bornes de generación. Hidrología media.

Tabla No. 2.5. Mercado de Potencia (MW) en el SNI. <sup>(11)</sup>

AÑO	Oferta		Escenario Bajo		Escenario Medio		Escenario Alto	
	Térm.	Hidro.	Demand	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)
2000	1125	1478	2179	424	2332	271	2436	167
2001	1125	1478	2289	314	2473	130	2605	-1
2002	1125	1478	2408	196	2622	-18	2789	-185
2003	1125	1478	2527	76	2779	-175	2980	-377
2004	1125	1478	2651	-48	2944	-341	3185	-581
2005	1125	1478	2780	-176	3119	-515	3405	-798
2006	1125	1478	2924	-320	3306	-703	3635	-1032
2007	1125	1478	3068	-465	3504	-900	3877	-1273

Tabla No. 2.6. Mercado de Energía, Escenario de hidrología media. <sup>(11)</sup>

MERCADO DE ENERGIA (GWh) EN EL SNI								
Escenario de Hidrología Media								
AÑO	Oferta		Escenario Bajo		Escenario Medio		Escenario Alto	
	Térmi	Hidro.	Demana	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)
2000	6821	7025	11417	2429	12422	1424	12936	909
2001	6821	7025	12012	1833	13229	617	13898	-53
2002	6821	7025	12635	1211	14171	-325	14930	-1084
2003	6821	7025	13284	562	14995	-1150	16035	-2189
2004	6821	7025	13960	-114	15959	-2113	17217	-3372
2005	6821	7025	14663	-817	16978	-3132	18482	-4936
2006	6821	7025	15420	-1574	18076	-4231	19813	-5967
2007	6821	7025	16209	-2364	19240	-5395	21233	-7387

Tabla No. 2.7. Mercado de Energía, Escenario de disponibilidad crítica. <sup>(11)</sup>

MERCADO DE ENERGIA (GWh) EN EL SIN								
Escenario de Disponibilidad Crítica								
AÑO	Oferta		Escenario Bajo		Escenario Medio		Escenario Alto	
	Térmi	Hidro.	Demand	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)	Demanda	Exc(+) Def(-)
2000	6598	5310	11417	491	12422	-514	12936	-1029
2001	6598	5310	12012	-105	13229	-1321	13898	-1991
2002	6598	5310	12635	-727	14171	-2263	14930	-3022
2003	6598	5310	13284	-1376	14995	-3088	16035	-4127
2004	6598	5310	13960	-2052	15959	-4051	17217	-5310
2005	6598	5310	14663	-2755	16978	-5070	18482	-6574
2006	6598	5310	15420	-3512	18076	-6169	19813	-7905
2007	6598	5310	16209	-4302	19240	-7333	21233	-9325

Tabla No. 2.8. Proyectos de generación eléctrica. <sup>(11)</sup>

DISPONIBILIDADES DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACION (GWh) EN EL SNI Y FECHA MAS TEMPRANA DE ENTRADA EN OPERACION DE LOS PROYECTOS.				
CENTRALES	POTENCIA (MW)	HIDROL.	ENERGÍA ANUAL	FECHA DE OPERACION
DAULE - PERIPA	213	MEDIA	547.3	JUNIO 1999*
		SECA	327	
PILATON TOACHI	190	MEDIA	1074.5	ENERO 2002*
		SECA	758.8	
SAN FRANCISCO	230	MEDIA	1588	ENERO 2004
		SECA	1248	
MAZAR	180	MEDIA	744	ENERO 2005
		SECA	569	
INCREMENTO MOLINO CON MAZAR	0	MEDIA	1024	ENERO 2005
		SECA	677	
MANTA (CENTRAL TERMICA)	23	MEDIA	100.7	DICIEMBRE 1999*
		SECA	171.3	
GENQUITO (CENTRAL TERMICA)	42	MEDIA	184	ENERO 2000
		SECA	312.7	
ANGAMARCA - SINDE	50	MEDIA	324	SEPTIEMB. 2000
		SECA	245	

DISPONIBILIDADES DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACION (GWh) EN EL SNI Y FECHA MAS TEMPRANA DE ENTRADA EN OPERACION DE LOS PROYECTOS.				
CENTRALES	POTENCIA (MW)	HIDROL.	ENERGÍA ANUAL	FECHA DE OPERACION
DELSI	50	MEDIA	306.6	FEBRERO 2001
		SECA	238.4	
GUAPULO	3.2	MEDIA	22	MAYO 2001
		SECA	18	
APAQUI	44	MEDIA	279	MAYO 2001
		SECA	206.5	
VACAS-GALINDO	42	MEDIA	242	JUNIO 2001
		SECA	176	
SIBIMBE	18	MEDIA	65	JUNIO 2001
		SECA	52.5	
SALOYA	17	MEDIA	106	NOVIEMBRE 2001
		SECA	81	
SABANILLA	19.9	MEDIA	164.3	ENERO 2002
		SECA	135.2	
TANISAGUA	50	MEDIA	306	MARZO 2002
		SECA	241.5	
LANGOA	25.4	MEDIA	159.5	MAYO 2002
		SECA	123	
CUYUJA	20	MEDIA	148.6	DICIEMBRE 2003
		SECA	122.8	
JATUNYACU	50	MEDIA	269.3	JULIO 2004
		SECA	212.6	

\* Estas centrales debieron entrar en operación.

Nuestro país tiene la gran necesidad de producir energía como una vía para el desarrollo y, si esta energía es limpia y barata como lo es el caso de la energía eólica mucho mejor será para nuestras aspiraciones de desarrollo.

Según la actual estructura del mercado energético ecuatoriano, la energía eólica no tiene ningún tipo de problema para introducirse en un mercado libre energético donde se vende energía proveniente de otras fuentes mucho más caras y contaminantes en perjuicio del medio ambiente y en perjuicio mismo de intereses nacionales.

La demanda de energía barata será mucho mayor y será la que primero se venda, y si, además, tenemos en cuenta que la energía eólica no se la puede tener en reserva ni es despachable, sino que se vende cuando existen las condiciones de viento para generar, se tendría un ilimitado mercado para el consumo.

Así como se enuncia en el art.21 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) que establece el despacho preferente y de manera obligatoria a las plantas que utilicen energías renovables no convencionales, hasta el límite de capacidad instalada establecido en el art.21 (2% de la capacidad instalada de los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista MEM), del reglamento para el funcionamiento del MEM. Si dicho límite se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas serán despachadas en orden de mérito económico, con su precio asociado, junto con las centrales convencionales del MEM, y las que estuvieron previamente instaladas, continuarán siendo despachadas de manera obligatoria y preferente.

El despacho preferente y obligatorio se efectuará por central, y los precios de la energía no serán tomados en cuenta para la determinación del costo marginal horario en el MEM.

### **2.3. CÁLCULO DE LA POTENCIA TOTAL A INSTALARSE.<sup>(5)</sup>**

La evaluación y caracterización energética del viento en el sitio de interés, permite, considerando el tipo de aplicación, las características técnicas del posible equipamiento a utilizar y el número de éstos a instalar, traducir la potencialidad del viento en ese sitio en un potencial de aprovechamiento energético del sitio, expresado en una estimación de potencial energético bruto de superficie en GWh/año para ese lugar y sus correspondientes capacidad instalable en MW, energía en GWh/año y aportación de capacidad en MW.

La metodología para convertir la potencialidad energética del viento en potencial eólico energético bruto de superficie, *PEEB*, para un sitio

determinado, se enfoca en determinar una sección teórica acumulada en el plano vertical en  $m^2$ , que define un área útil de aprovechamiento del viento, para una extensión de terreno dada, donde se ha identificado la posible instalación de un conjunto de turbinas eólicas. Esto permite traducir la densidad de energía en  $kWh/m^2$ -año en energía media aprovechable para el sitio en  $GWh/año$ .

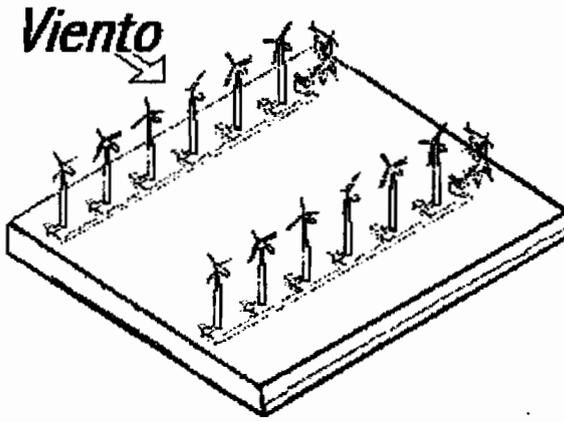
Para un sitio de aprovechamiento potencial, existe un área, definida como superficie,  $S$ , dada en hectáreas, dentro de la cual es posible ubicar una cantidad  $n$  de turbinas eólicas. Este conjunto de  $n$  turbinas, tiene una distribución espacial cuya topología obedece a varios factores.

El principal de ellos es la existencia o no de rumbos dominantes. Los otros aspectos a considerar son la topografía y la rugosidad del terreno, así como la localización de la infraestructura existente o prevista de caminos de acceso, subestaciones eléctricas ramal de enlace, edificaciones, etc.

Una cuestión de fundamental importancia, es la separación entre turbinas, considerando la estela de perturbación del flujo de viento, que como "sombra" se proyecta a sotavento del equipo, de tal suerte que si otra turbina está localizada "atrás", al alcanzarlo el viento, la perturbación residual sea despreciable y no demerite la energía aprovechada.

Esta separación se establece en múltiplos del diámetro del rotor. De estudios de campo como el túnel de viento, las separaciones recomendables van de 5 a 9 veces el diámetro en la dirección prevaleciente del viento, y de 3 a 5 veces en la dirección perpendicular al viento, dependiendo de la topografía y rugosidad, así como del grado de turbulencia ya existente en el flujo de viento libre.

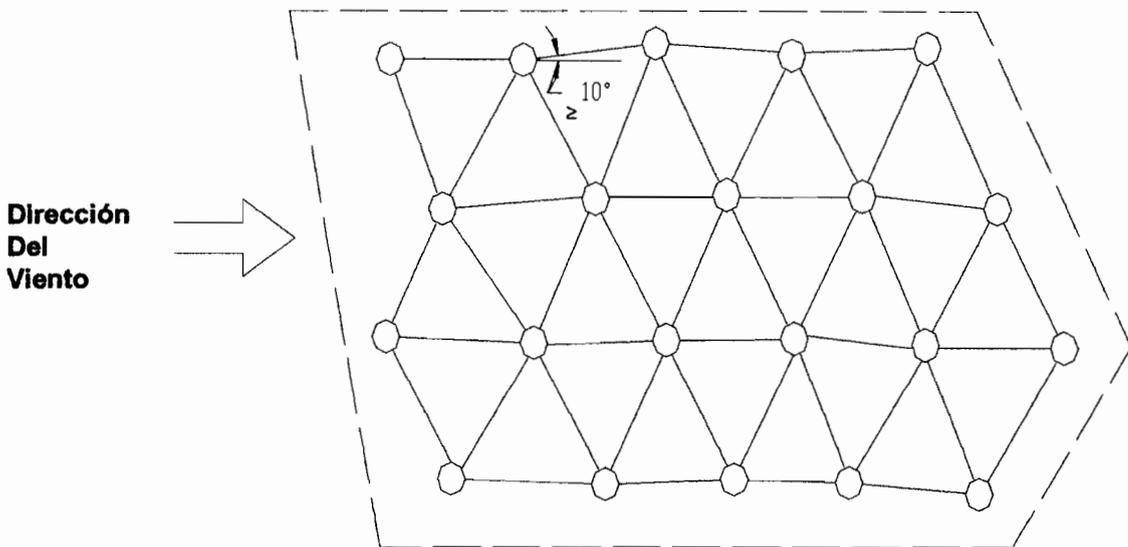
En condiciones ideales podemos considerar básicamente dos esquemas: para viento dominante bien definido, una distribución lineal en un eje perpendicular a la dirección del viento.



*Figura No. 2.8. Disposición lineal de las turbinas en una granja eólica.*

Cuando se presentan dos o más rumbos energéticos, la distribución obedece a un arreglo poligonal, en el que se pretende maximizar el uso del suelo y minimizar la interferencia entre las turbinas.

Estos arreglos topológicos, permiten establecer por una análisis puramente geométrico un coeficiente de aprovechamiento de superficie  $C_A$  que relaciona el total del área de conversión de energía, igual a la suma del total de " $n$ " áreas circunscritas por los rotores, respecto de la superficie de terreno donde se localizan las  $n$  turbinas eólicas.



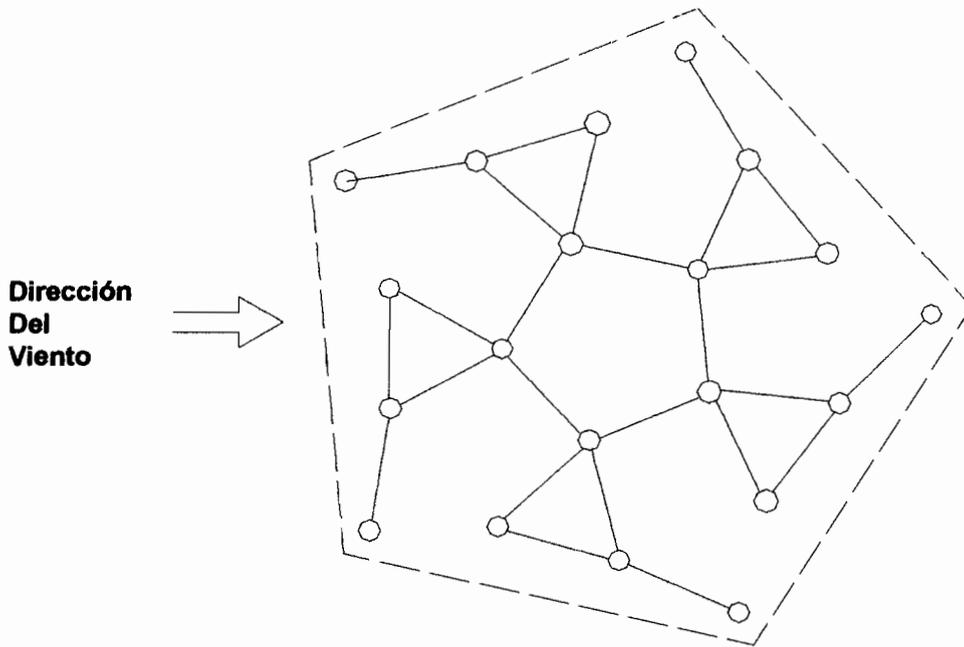


Figura No. 2.9. Arreglos poligonales de turbinas en una granja eólica. <sup>(12)</sup>

De esta manera, se establece una superficie dada en hectáreas, adecuada para una explotación masiva de energía eólica, el coeficiente de aprovechamiento  $C_A$  para las características eólico topográficas del sitio, y la evaluación energética a la altura de explotación, (centro del rotor) dada en densidad de energía kWh/m<sup>2</sup> para un periodo anual, se convierte en potencial energético eólico bruto de superficie, dado en GWh/año para el sitio en cuestión.

Por ejemplo si tenemos:

$$C_A = 140 \text{ m}^2/\text{hect.}$$

$$\text{Superficie } S = 150000 \text{ hect.}$$

Densidad de energía  $D_E = 2400 \text{ kWh/m}^2\text{-año}$  para una  $V_{\text{media}}$  anual de 6.5m/s.

$$\text{Potencial Eólico Bruto } PEB = S \cdot C_A \cdot D_E \quad (\text{Ec.2.4})$$

$$PEB = 50.586 \text{ TWh/año}$$

Considerando una eficiencia global de 20% en la conversión

$$PEB = 0.2(50.586)$$

$$PEB = 2.023 \text{ TWh/año}$$

Capacidad instalada:

$$\frac{2.023 \text{ TWh} \cdot \text{año} \cdot 1}{\text{año} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0.4} = 577.5 \text{ MW}$$

Considerando un factor de planta del 40%.

## 2.4. ENERGIA NETA.

La energía para un sitio con recurso eólico está definida a través de la curva de duración de velocidad del viento; mediante esta curva es posible deducir con la expresión:

$$P=1/2\rho AV^3,$$

una curva de duración con respecto a la potencia del flujo de aire referida a una altura desde el suelo o una sección transversal o área.

Teniendo en cuenta la curva de potencia y la curva de velocidad del viento, es obvio que la energía es el área bajo la curva de duración de potencia, tal como se muestra en la siguiente figura:

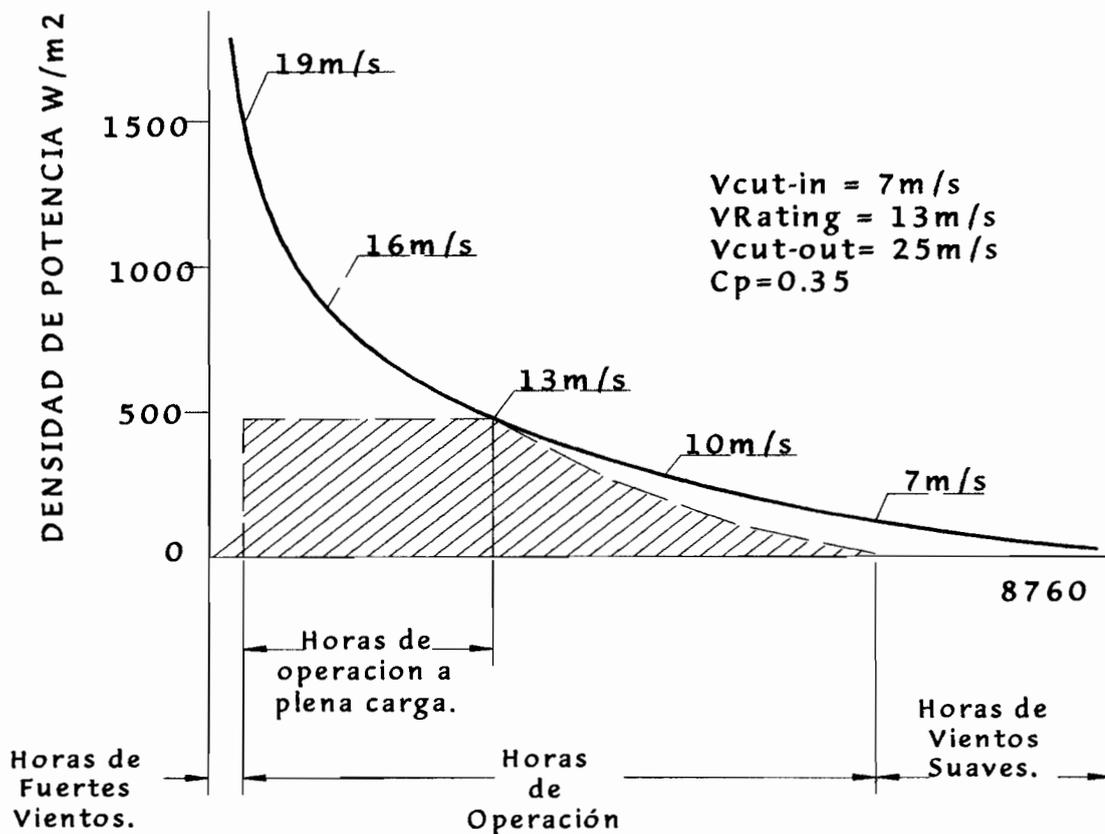


Figura. No. 2.10. Potencia producida por una turbina eólica con un coeficiente de potencia de  $C_p = 0.35$  para un sitio con características conocidas.

La línea continua indica la curva de duración de potencia disponible en el sitio, ya multiplicada por el factor  $C_p = 0.35$ . La línea segmentada expresa la potencia de salida de la turbina.

El área sombreada representa la energía obtenida.

La altura a la cual la velocidad del viento es medida, debería ser la misma para la curva perteneciente al sitio y para la curva de la máquina, asimismo, las velocidades tendrán que estar relacionadas a la misma altura. El cálculo de la energía  $E_r$  producida por la turbina eólica puede ser obtenida de la siguiente forma:

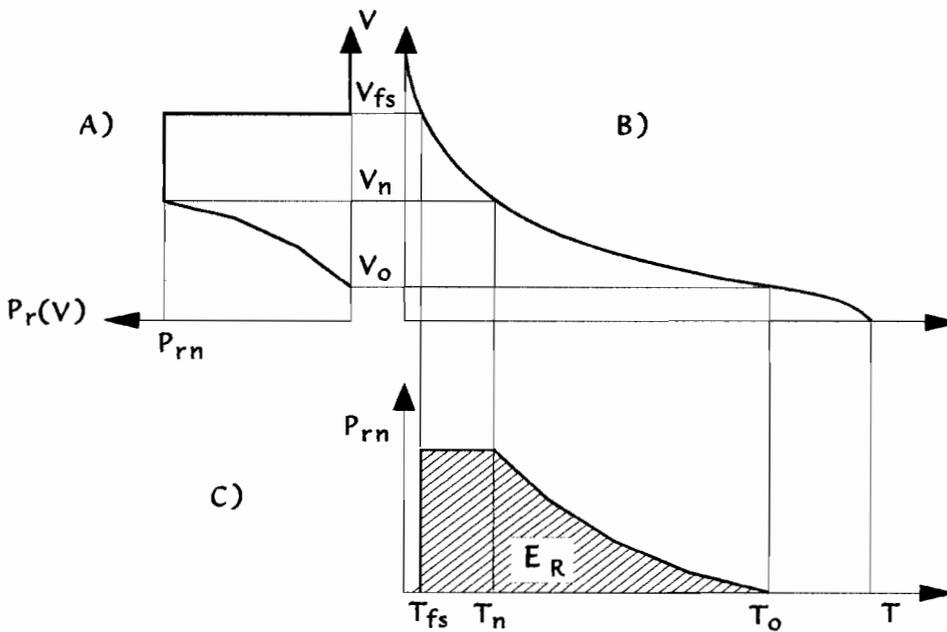


Figura No. 2.11. Potencia y energía en una turbina eólica.

$P_{rn}$ : Potencia nominal de la turbina.

$V_o$ : Velocidad inicial o de arranque.

$V_n$ : Velocidad nominal.

$V_{fs}$ : Velocidad de corte.

A. Potencia de salida de una turbina como función de la velocidad del viento.

B. Curva de duración de la velocidad del viento.

C. Curva de duración de potencia de salida.

En esta figura es posible moverse desde la curva  $P_r(V)$  propia de la máquina a la curva de duración de velocidad del sitio de interés, la misma que se la obtiene mediante la curva de distribución de Weibull. La energía  $E_r$  es el área bajo la curva de duración respecto de la curva de potencia de la máquina.

Dado el parámetro  $c$  (factor de escala) y  $k$  (factor de forma) de acuerdo con el modelo de Weibull, la curva de duración de velocidad del viento está dada por:

$$t = 8760 \exp\left(-\left(\frac{V}{V_c}\right)^k\right) \quad \text{Horas/año.} \quad (\text{Ec.2.5})$$

Y la energía producida en un tiempo  $T$  es:

$$E_r = \sum_i Pr(V_i) t_i \quad (\text{Ec.2.6})$$

En donde:  $t_i$  : tiempo durante el cual ocurre la velocidad  $V_i$ .

$Pr(V_i)$ : es la potencia para  $V=V_i$  basada en la curva de potencia de la máquina.

La potencia media producida es:

$$\bar{P}_r = \frac{1}{T} \sum_i Pr(V_i) t_i \quad (\text{Ec.2.7})$$

La energía se puede expresar de la siguiente manera:

$$E_r = \sum_i \bar{P}_r i \Delta t_i \quad (\text{Ec.2.8})$$

Donde:

$E_r$  : es la energía en kWh producida en un año.

$\Delta t_i$  : es el  $i$ -ésimo intervalo en el cual se divide el tiempo  $T$ .

$\bar{P}$  : es la potencia media correspondiente a la curva de potencia de la máquina. Que se puede encontrar en la curva de duración de velocidad tomando el extremo de  $\Delta t_i$ .

Para tener mayor exactitud en el cálculo de la energía se debe considerar otros factores como el rendimiento dinámico sobre un período de tiempo de el ángulo entre la dirección instantánea del viento y el eje de la máquina.

Para estimar la energía neta, de la producción teórica se determina las pérdidas de energía que se espera que ocurran en el sitio. Estas pérdidas se analizan a continuación.

*Tabla No. 2.9. Pérdidas de energía en una central eólica. <sup>(13)</sup>*

<b>Pérdidas.</b>	<b>%*</b>
Pérdidas por arreglo.	2 - 6
Pérdidas en conductores.	3
Pérdidas por suciedad en las aletas.	3
Pérdidas por tiempo muerto de las turbinas.	15
Pérdidas por control y turbulencia.	5
Pérdidas parásitas.	0.5

\*Porcentaje sobre la producción anual de energía de a central eólica.

*Pérdidas por arreglo.*- las pérdidas por arreglo ocurren cuando la velocidad del viento disminuye debido a las perturbaciones provocadas viento abajo por las primeras turbinas de un arreglo. La dirección predominante del viento y las características topográficas del terreno deben ser tomadas en cuenta para lograr una reducción significativa de las pérdidas por arreglo.

*Pérdidas en conductores.*- representan las pérdidas eléctricas que ocurren en los transformadores y conductores usados para la interconexión de las turbinas con la red interconectada. Para un apropiado diseño de la infraestructura eléctrica se puede tener pérdidas de entre 2-3%.

*Suciedad en las aletas.*- debido a la forma de operar de las turbinas eólicas, sus aletas llegan a contaminarse con suciedad e insectos. Esta contaminación incrementa la rugosidad en las aletas, disminuyendo su eficiencia. El impacto de esta disminución sobre la producción de energía anual depende fundamentalmente de la frecuencia de lavado de las aletas, ya sea como parte de un programa de mantenimiento preventivo o debido a la lluvia. Basado en experiencia en California, y asumiendo un programa de lavado razonable se puede tener pérdidas del 3%.

*Tiempo muerto de la turbina.*- representa la energía pérdida cuando las turbinas no están disponibles para operar aún cuando exista suficiente viento como para generar. Estas pérdidas resultan del mantenimiento programado y no programado o de salidas de la red. Actualmente las turbinas en operación en grandes granjas eólicas operan con una disponibilidad sobre 97% (3% tiempo muerto). Estas instalaciones generalmente han dedicado un equipo

para operación y mantenimiento, soporte de repuestos, equipo pesado y son requeridos donde las turbinas trabajan aproximadamente 5500 horas al año. Dependiendo del tamaño del proyecto, se justifica un inventario de repuestos, así como también, de la experiencia que tenga un país en el soporte logístico en este tipo de energía, el tiempo muerto puede considerarse alrededor del 15% para países con escasa experiencia eólica.

*Pérdidas por Control y Turbulencia.*- estas pérdidas toman en cuenta a las pérdidas debido a turbulencias, vientos fuertes, interrupciones por ráfagas, operaciones de apagado - encendido, apagado del sistema de orientación de la turbina off-yaw, estas pérdidas están alrededor del 5%.

*Pérdidas parásitas.*- comprende las pérdidas en manejo y acondicionamiento de la energía y el consumo de energía de la estación.

## **2.5. EVALUACIÓN DE COSTOS.**

Los costos de las energías renovables han disminuido durante los últimos años, y, se conocen tres métodos para la evaluación de los costos, estos son: costos de instalación que está expresado en dólares por kW; costos específicos de capital expresados en cent kWh/año; costos de energía cent/kWh.

### **2.5.1. Costos De Instalación.**

Los costos de instalación están compuestos por costos anuales totales y para examinar los elementos que conforman los costos anuales  $C_T$  es necesario dividir estos costos en: costos de planta  $C_P$  y costos de operación  $C_E$ , así se tiene:

$$C_T = C_P + C_E \quad (\text{Ec.2.09})$$

## **Costos De Planta.**

Los costos de planta constituyen todos aquellos costos relacionados con el capital, equipos, ingeniería y demás facilidades para la instalación eólica. A continuación se muestra los costos de planta que es necesario analizar al momento de planificar la instalación de una central eólica.

- Adquisición del terreno.
  - Derechos de transmisión de vías.
  - Compra del terreno.
- Adquisición de las turbinas eólicas.
- Embarque.
  - Transporte marítimo.
  - Transporte terrestre.
  - Seguros de transporte.
- Proyectos de ingeniería
- Proyecto de construcción.
  - Adecuación de vías.
  - Fundiciones.
  - Infraestructura eléctrica.
  - Líneas de transmisión.
  - Instalación de torres y turbinas.
  - Supervisión.
  - Subestaciones de interconexión.
- Chequeo de turbinas.
- Operación y mantenimiento de edificios.
- Partes de repuestos.
- Entrenamiento en operación y mantenimiento.
- Mantenimiento de equipos.
- Costos debido a diligencias.

Estos costos consideran los siguientes desembolsos:

1. Desembolso en la adquisición de las turbinas eólicas, el mismo que es

- función de la potencia instalada.  $C_g$ .
2. Compra de las torres en el caso de turbinas de eje horizontal, que es función de la potencia instalada.  $C_s$ .
  3. Compra del terreno, que es una función de la potencia instalada, criterios de seguridad aplicados y sobretodo del número de máquinas instaladas en la planta eólica.  $C_t$ .
  4. Desembolso en la instalación de las bases para las turbinas eólicas, que es una función de la potencia instalada y del número de máquinas entre las que está distribuida, así como del tipo de tierra.  $C_f$ .
  5. Desembolso en las infraestructuras de ingeniería civil como son: construcción de edificios, preparación de la tierra, construcción de vías de acceso. Este costos está afectado directamente por la situación geográfica de el sitio.  $C_{ic}$ .
  6. Adquisición de infraestructura eléctrica y sus componentes como: transformadores, línea para la conexión con el sistema interconectado, protecciones, aparatos para operación y medida, equipos de señalización, cables y en algunos casos sistema de almacenamiento AC-DC y DC-AC inversores. Este costo está afectado directamente por la potencia instalada y por la ubicación del sitio.  $C_{ie}$ .
  7. Para el caso de consumidores aislados, con pequeñas turbinas eólicas, que no están equipadas con sistemas de combustión interna o con cualquier otro sistema de reserva de energía, la potencia de la turbina y la capacidad de las baterías se incrementa como una función del servicio de disponibilidad que se desee dar al cliente, expresado por ejemplo, como un porcentaje del tiempo total (número de horas) durante el cual la potencia eléctrica disponible es más grande o igual a la requerida por la carga.
  8. Se debe también considerar costos de transporte  $C_{tr}$  y costos de instalación  $C_{ins}$  de varios componentes de la planta. Estos costos dependen de la potencia instalada y de la localización de la central eólica.

El costo total de capital viene expresado por:

$$C_c = C_g + C_s + C_t + C_f + C_{ic} + C_{ie} + C_{tr} + C_{ins}. \quad (\text{Ec.2.10})$$

Los costos de planta anuales son obtenidos añadiendo al  $C_A$  los costos anuales de primas de seguros  $P_{SS}$ , impuestos indirectos  $I_{IND}$ , como sigue:

$$C_P = C_A + P_{SS} + I_{IND}. \quad (\text{Ec.2.11})$$

### Costos De Operación.

Una gran fracción de los costos de mantenimiento asociado con partes de repuestos, equipos y facilidades de mantenimiento fueron incluidas en el costo de capital estimado. Adicionalmente costos fijos que son independientes de la producción de energía, tales como: cronograma de mantenimiento, grabación de registros y administrativos, son relativamente pequeños comparados con las tecnologías de generación convencional. La mayoría de las operaciones restantes y los gastos de mantenimiento son variables y dependen de la tasa de producción de energía.

La operación de una planta de generación eólica generalmente incluye una sección de personal administrativa para vigilar la actividades diarias, y personal para la producción de energía encargada de vigilar el funcionamiento de las turbinas. El objetivo primario del equipo de operación es mantener la disponibilidad de las turbinas, lo que viene acompañado del monitoreo del funcionamiento, optimizar operaciones y despacho del equipo de mantenimiento. Los costos anuales  $C_E$  de operación y mantenimiento consisten de los siguientes ítems:

- Desembolsos anuales de operación, consistente casi enteramente en el staff de operación de la planta.  $C_O$ .
- Desembolsos anuales en mantenimiento ordinario,  $C_{mo}$ , que abarca los costos de staff y los de materiales y equipo de operación.
- Desembolsos promedios anuales en mantenimiento extraordinario,  $C_{me}$ , esto consiste en costos de personal y en costos de equipos y

materiales, y son una extensión mayor de los costos mantenimiento ordinario.

Todos estos desembolsos indicados, además, dependen de la potencia instalada y de la localización geográfica de la central eólica. Además de estos gastos, se debe tomar en cuenta los costos anuales debido a los impuestos directos  $I_{dir}$ . Los costos anuales de operación vienen expresados por:

$$C_E = C_O + C_{mo} + C_{me} + I_{dir}. \quad (\text{Ec.2.12})$$

Los costos de instalación han disminuido durante los últimos años, y actualmente se encuentran entre 900 USD/kW a 1200 USD/kW, y dependen del tamaño de la instalación, dificultad para la instalación y lo sofisticado que sea el equipo e infraestructura de soporte. Estos costos se encuentran al dividir los costos totales de instalación para la potencia total instalada.

### 2.5.2. Costos Específicos.

Estos costos complementan a los anteriores, en donde se toma en cuenta la intensidad del recurso eólico y la forma en que se acopla la curva de potencia de la turbina con el recurso eólico disponible; para lo cual hay que evaluar la producción anual de energía de la turbina, la misma que depende de la forma e intensidad del recurso eólico, la curva de potencia de la turbina y el grado con el cual se acoplan.

Los costos específicos se obtienen al dividir los costos de instalación para la producción anual de energía y se expresa en cent USD kWh/año.

Por ejemplo si tenemos que los costos de instalación son de 1200USD/kW, para una central eólica cuya capacidad es de 7.5MW, con un factor de planta del 33%, que los costos específicos serán:

Costos de Instalación = 9.75 Millones USD.

Producción anual bruta =  $7500\text{kW} \times 8760 \text{ h} = 65.7\text{Millones kWh/año}$

Producción anual neta =  $65.7\text{Millones kWh/año} \times 0.33 = 21.7\text{Millones kWh/año}$

Costos específicos =  $9.75\text{Millones USD} / 21.7\text{Millones kWh/año}$

Costos específicos = 45 cent. USD kWh/año.

### 2.5.3. Costos De La Energía.

Los costos unitarios de la energía eléctrica producida por medio de generación eólica están influenciados por diversos factores que dependen del grado tecnológico alcanzado en la construcción de las turbinas eólicas, así como de otros factores que dependen principalmente de las características del sitio donde las turbinas eólicas serán instaladas. Además, el costo del kWh generado depende también del sistema en el cual las turbinas van a operar. Así para el caso de abastecer de energía a sectores aislados o para servir a una red interconectada se debe tomar en consideración estos factores que son variables importantes en la determinación de los costos.

Este método para determinar los costos incorpora todos los elementos involucrados en un proyecto:

- Costos de instalación.
- Costos de capital.
- Costos de operación y mantenimiento (O&M) sobre el tiempo de vida de la instalación.
- Costos del mayor overhaul y reemplazo de subsistemas.

Este método, además, incluye las características del recurso eólico y de la turbina, esta metodología emplea los flujos de caja, costos poco frecuentes, estimaciones económicas tales como tasas de interés e inflacionaria, retorno sobre los bienes financieros empleados. Esta evaluación se la realiza en valor presente y se proyecta sobre el tiempo de vida de la central. Estos costos, son entonces, anualizados para obtener un único costo que es equivalente a la secuencia de los costos.

Estos costos se dividen en cuatro categorías: costos de instalación, costos económicos y de capital, costos anuales y costos de overhaul y reemplazo que ocurren cada 5, 10 o 15 años. Tomando en consideración el valor del dinero a través del cálculo en valor presente neto, los costos son totalizados y divididos para la producción anual de energía y por lo tanto, expresados en cent USD/kWh.

$$CE = \frac{CI * TI + O \& M + CR}{E_A} \quad (\text{Ec.2.13})$$

Donde:

<i>CI</i>	:	Costos de instalación
<i>TI</i>	:	Tasa de interés anual
<i>O&amp;M</i>	:	Costos anuales de O&M.
<i>CR</i>	:	Costos de reemplazo.

Los componentes de los costos de capital están determinados por los costos de instalación a lo largo de la vida útil de la central eólica utilizando una tasa de interés, la que represente porcentaje de los costos de servicio de deuda. Los componentes de los costos de capital son análogos a la tasa de amortización, esto es, una cantidad fija de pago durante el tiempo de deuda. Los costos de operación y mantenimiento incluyen todos los costos asociados con la operación rutinaria de las instalaciones. La mayoría de los costos de O&M corresponden al mantenimiento, que generalmente se agrupa dentro de tres categorías.

- Costos de mantenimiento no programado pero predecible, visitas de rutina, llamado también mantenimiento correctivo.
- Costos de mantenimiento preventivo.
- Costos del overhaul programado y reemplazo de subsistemas de las turbinas eólicas. Los costos del overhaul ocurren cada 5,10 o 15 años e involucra costos financieros acumulados que intervienen a lo largo del ciclo de vida.

Para modernas turbinas los costos de mantenimiento son menores a un

centavo USD/kWh, los mismos que están compuestos por:

*Tabla No.2.10. Costos de Mantenimiento de una central eólica.<sup>(35)</sup>*

	Cent USD/kWh	%
Mantenimiento correctivo	0.68	75
Mantenimiento preventivo	0.18	20
Mayor overhaul	0.04	5
Total	0.90	100%

El mantenimiento correctivo representa el mayor componente dentro de los costos de mantenimiento y esta relacionado con el mal funcionamiento de las turbinas. Estas reparaciones son realizadas rápidamente con una apropiado equipo de mantenimiento. Las visitas de mantenimiento preventivo se las realiza una vez por año a cada turbina. Si existe un perfil de viento dependiendo de la estación o época del año el mantenimiento preventivo se debe realizar en la época de poco viento.

Además de estos costos se tiene la participación de "otros costos de operación" en los que se agrupa a los siguientes costos:

- Derechos de propiedad y otros impuestos.
- Pagos por uso del terreno.
- Seguros.
- Pagos por transmisión, movilización.
- Pagos por dirección técnica, costos administrativo.
- Mantenimiento de subestación.

Típicamente estos costos son pequeños y contribuyen al total del costo de la energía en menos de medio centavo de dólar. Los costos de operación se estiman en 0.39cent/kWh.

Los costos invertidos en reemplazos de subsistemas y en el overhaul dependen de las características de diseño de la turbina, así, el overhaul se lo realiza cada 5, 10 o 15 años, y comprende la revisión y cambio de las principales partes que están en movimiento. Debido a que estos gastos se llevan a cabo en intervalos

de algunos años y no son rutinarios durante el transcurso de cada año, es necesario tratar de forma especial a estos costos mediante un fondo acumulativo anual con el propósito de que se encuentren listos para ser utilizados en el momento del overhaul o del reemplazo algunos elementos o subsistemas. Este fondo implica cálculos en valor presente neto para prorratear dichos costos en anualidades.

Una vez obtenidos los ingresos y egresos anuales se procede a calcular el flujo de caja para el proyecto mediante la tasa interna de retorno o el valor presente con el fin de obtener la viabilidad económica y financiera del proyecto.

No obstante, los costos totales dependen del tamaño de la instalación, la dificultad para la instalación, los equipos e instrumentos de soporte utilizados, costo del capital, condiciones locales, incentivos, etc.

*Tabla No.2.11. Costos de la energía eólica.*

Elementos	Valor cent/kWh
Costos de capital	3.08
Mantenimiento Correctivo	0.68
Mantenimiento preventivo	0.18
Mayor overhaul	0.04
Otros Costos Operativos	0.39
Total	4.37

## **2.6. POLÍTICAS, LEYES E IMPACTOS AMBIENTALES.**

### **2.6.1.1 Políticas y Leyes.**

A pesar de los avances de las energías renovables y de todas sus cualidades ambientales y sociales, su desarrollo solo será posible si reciben en decidido apoyo económico que tendrá más validez si proviene de reconocer un valor de mercado a todas sus ventajas. Hasta ahora se han adoptado diversas medidas pero con diferentes resultados, que distan mucho de ser las soluciones completas.

Se han adoptado en muchos casos por incrementar las tarifas eléctricas. Se cumple así un objetivo económico, puesto que se cubre su costo actual pero, de esta forma, destaca el crecimiento de la factura eléctrica y quedan en segundo plano, sin poderse apreciar, las grandes ventajas que reportan. Además, sitúa a los productores de electricidad con estas energías en una posición de dependencia de las empresas tradicionales que, al mantener la gestión las redes, imponen las condiciones de conexión.

Algunos países europeos han recurrido a las exenciones fiscales para los carburantes líquidos; otros han aplicado impuestos sobre el carbón (carbon tax), a las actividades que utilizan su combustión y en determinados estados de estados unidos se han puesto en circulación los permisos negociables de emisión de CO<sub>2</sub>.

Por los diferentes aspectos que afecta y por la apreciación subjetiva de muchos de ellos, tampoco sería fácil llegar a conclusiones concretas sobre la valoración del impacto negativo de la contaminación. Se conocen sus efectos sobre la habitabilidad del entorno que afecta frecuentemente a la salud por predisponer a la aparición de enfermedades cutáneas y respiratorias; se sabe de los daños que a veces causó a los bosques y las cosechas y también se han conocido las elevadas inversiones que se han debido realizar para restaurar los edificios que habían soportado inmutables el paso del tiempo y a duras penas sobreviven al impacto del aire contaminado. Los perjuicios de los cambios climáticos: inundaciones, tormentas, etc. Excederían los límites razonables en cualquier posibles evaluación.

Todas las posibles medidas que pueden adoptarse para promocionar las energías renovables, por muy correctas que sean para atender las cuestiones económicas, carecerán de utilidad si no gozan de una adecuada estabilidad. Para obtener la financiación de los proyectos se requiere exponer, con precisión suficiente, las condiciones económicas que van a regir durante la vida de los créditos solicitados; es necesario eliminar la incertidumbre que hoy existe de forma generalizada.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones se pueden enumerar diversas propuestas, algunas de ellas ya han sido adoptadas en Europa, para establecer, con el conjunto de todas ellas, un entorno legal, financiero y fiscal que proporcione el apoyo necesario para incentivar la implantación de las energías renovables.

1. *Incremento de la tarifa eléctrica.*

Tiene un efecto limitado sobre los precios finales. Basta con observar que solo un 4% proviene de energías renovables, se podría remunerar al doble del costo medio de producción afectando al precio de mercado, que es aproximadamente 2,5 veces el costo de generación, solo en un 1,6%. El incremento que provendría de aumentar la participación de las renovables, quedaría compensado por la reducción que, por las continuas, mejoras se lograría en su costo.

2. *"Tarifa verde".*

Se supone que existen consumidores, interesados en la promoción de las energías renovables, dispuestos a pagar voluntariamente un precio superior por esa "energía verde", se les garantiza que su producción será como mínimo igual a la total demandada. Esta medida se ha aplicado, aunque con dudoso éxito, en algunas regiones europeas.

3. *Fiscal.*

Consiste en reconocer los beneficios que, sobre la economía general de un país, reportan las energías renovables por sus efectos sociales y ambientales. Como consecuencia se aplicaría:

- Una tasa sobre el CO<sub>2</sub> a las energías convencionales. Si la recaudación se destinase solo a remunerar a las renovables, el impuesto, como ya se ha visto al analizar el efecto de las tarifas eléctricas, sería de pequeña cuantía
- Un tipo de IVA reducido para las actividades energéticas no contaminantes.
- Una deducción fiscal para las actividades energéticas con elevado rendimiento.

4. *Estructuración del mercado eléctrico.*

Los productores de electricidad a partir de energías renovables tendrían la posibilidad de acceder directamente a todo tipo de consumidores, incluyendo los distribuidores.

5. *Creación de los bonos CO<sub>2</sub>*

A las empresas con actividades contaminantes se les autoriza a emitir unas determinadas cantidades máximas de CO<sub>2</sub> que descenderían con el tiempo. Las que cumplan ampliamente los límites que les han sido impuestos podrán vender sus derechos sobrantes a las que no puedan cumplirlos.

6. *Financiación.*

Se crearía un sistema especial de garantías para facilitar la financiación de los proyectos; en particular, los de más riesgo en general coincidentes con los de mayor contenido de innovación. También se dotaría a las instituciones crediticias de los fondos necesarios para financiar un elevado volumen de proyectos en condiciones más favorables que las de mercado.

7. *Investigación y desarrollo.*

Establecer para los proyectos de investigación en sus distintas fases, hasta alcanzar la comercialización, unas condiciones más flexibles en las fechas de presentación y menor exigencia de colaboración entre empresas de diferentes países. Se incidiría así más directamente en el núcleo central de interés del proyecto para facilitar que las iniciativas se lleven a efecto en las condiciones óptimas para su promoción.

Nuestro país no se ha quedado atrás en aspectos reglamentarios sobre los recursos no convencionales así la Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE establece:

**Art. 63.-** El estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

EL CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.

**Art. 64.-** El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.

**Art. 67.-** Exonerase el pago de aranceles, demás impuestos adicionales y gravámenes que afecten a la importación de materiales y equipos no producidos en el país, para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras previo el informe favorable del CONELEC.

Exonerase del pago de impuesto a la renta, durante cinco años a partir de su instalación a las empresas que, con su inversión, instalen y operen centrales de producción de electricidad usando los recursos energéticos no convencionales señalados en el inciso anterior.

**Art. 52.-** del reglamento Sustitutivo del reglamento de la LRSE; La operación de centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC.

**Art. 6.-** del reglamento de Despacho y Operación; El CENACE planificará la operación del sistema a largo plazo, mediano y corto plazo, aplicando las regulaciones y modelos matemáticos aprobados por el CONELEC, para lo cual considerará lo siguiente:

- i) El despacho de las unidades que utilizan energías renovables no convencionales, en los términos establecidos en el artículo 21 del Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista MEM.

**Art. 21.-** Del reglamento del Mercado Eléctrico Mayorista; El despacho preferente de plantas que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE, no podrá exceder el 2% de la capacidad instalada de los generadores del MEM.

Toda la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al SNI no formará parte del despacho económico; esto es, sus costos no serán tomados en cuenta para la fijación del costo marginal.

El CONELEC establecerá los precios que el CENACE utilizará para valorar la producción de cada una de estas plantas, sobre la base de referencias internacionales, cuyo valor total será distribuido proporcionalmente a las transacciones económicas realizadas por los Distribuidores y Grandes Consumidores en el MEM.

### **2.6.2 Impactos ambientales.**

A pesar de que los proyectos eólicos presentan menores impactos ambientales con relación a los que producen otras fuentes de energía, es necesario realizar una evaluación que incluya los efectos directos e indirectos de un proyecto, así como también la interrelación entre todos sus componentes que para el caso de la energía eólica son: el hombre, la fauna, la flora, el suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje.

Los estudios de impactos ambientales se basan en los principios de la planificación, teniendo como principal objetivo conocer de forma anticipada los efectos o reacciones del medio ambiente frente a la explotación de los recursos naturales. Los proyectos serán mejores en la medida que respondan a una interacción entre los objetivos que se desea alcanzar con los proyectos, medio

físico y social en el que se instalará y las perturbaciones que son consecuencias del funcionamiento. Esto significa que el medio ambiente y su utilización para el provecho humano es un bien económico que debe ser valorados con la misma precisión que las inversiones en infraestructura, tecnología, gastos de personal o beneficios sociales y económicos que se desea obtener.

La clave para el desarrollo de económico de las naciones siempre ha sido la producción de energía, sin embargo, las diversas técnicas y formas de obtener esta energía se ha visto acompañada de problemas de tipo ambiental que han traspasado fronteras para convertirse en problemas de carácter mundial tales como: el efecto invernadero, la destrucción de la capa de ozono, las emisiones de CO<sub>2</sub>, problemas radiactivos, calentamiento terrestre, lluvia ácida; etc. Con el fin de evitar estos problemas se debe establecer ciertas directrices que orienten las políticas energéticas tales como:

- Mejorar la eficiencia energética, tanto en la producción como el consumo.
- Diversificar las fuentes de energía.
- Estimular los recursos autóctonos y los recursos renovables.
- Proteger el medio ambiente.
- Elaborar programas energéticos.

Con estas directrices, se establece normas de defensa, protección, conservación y restauración del medio ambiente, asegurando la utilización racional de los recursos naturales, con el propósito de compatibilizar la preservación de la calidad ambiental con las actividades energéticas a través de procedimientos tales como: evaluación de impacto ambiental, evaluación de efectos ambientales y evaluación de incidencia ambiental, con el fin de garantizar el mantenimiento de la calidad ambiental.

Los estudios de impactos ambientales se refieren a los siguientes aspectos:

### **2.6.2.1. Ocupación y alteración del suelo.**

El espacio para la construcción de un proyecto eólico es esencial, ya que debe reunir ciertas características de selección para cumplir con las necesidades del proyecto, y, además, interferir en lo menos posible con el entorno y sobre todo, tener poca sensibilidad frente a las afecciones del proyecto.

El uso del terreno es el primer factor de impacto por la posible afección a los recursos naturales en virtud de que el recurso eólico se encuentra preferentemente en áreas de cierta belleza natural tales como: áreas de montañas o elevaciones próximas a la costa, en superficies alta, áreas planas o en sitios de divisiones de aguas o líneas de cumbre; y que por su interés natural, educativo o paisajístico es necesario su conservación.

Se considera que los parques eólicos no son incompatibles con las exigencias de los diferentes espacios a conservar, pero suponen una alteración significativa del carácter natural de la zona debido a la presencia de las estructuras, creación de vías de acceso. Esto obliga a realizar un estudio minucioso de posibles impactos, y en caso de ser necesario de las medidas de corrección y control.

La ocupación del terreno y su sensibilidad son un factor primordial en la evaluación de impuestos ambientales; se conoce que su incidencia es pequeña debido a que la ocupación irreversible del suelo es de alrededor del 1% de la superficie instalada, quedando el resto del terreno para los usos habituales antes de la instalación del proyecto eólico.

No obstante, las afecciones al terreno, pueden ser importantes, teniendo algunas veces que modificar o eliminar la ubicación espacial de las infraestructuras. Por tanto, esto obliga a realizar estudios cartográficos ambientales previa la redacción de un proyecto para evitar posibles gastos adicionales.

Los trabajos que causan mayores impactos negativos son los relacionados con las obras civiles tales como: construcción de accesos viales, zanjas para tendido subterráneo, cimentación de las torres, construcción de centros de transformación, subestaciones, edificio de control; estos trabajos causan alteración del suelo y de la cubierta vegetal.

Los impactos producidos sobre la vegetación son debido a la pérdida de hábitats, modificaciones y que ocasiona la aparición de especies invasoras durante la revegetación. Por esto, se recomienda la instalación de granjas eólicas en lugares donde la vegetación sea modificada lo menos posible. En todo caso, se deberían utilizar medidas correctoras tales como: Mantener hábitats existentes, desbroce adecuado para favorecer el crecimiento de las especies nativas. La recuperación de la vegetación original podrá ser realizada paulatinamente, ya sea de forma artificial por siembra de las especies principales o dejando naturalmente crecer una vegetación original.

Los procesos de mantenimiento de la calidad del suelo tienen que salvaguardar todas las propiedades y características de éste, con el fin de asegurar el crecimiento vegetal, la producción de alimentos, filtraciones, ciclos biogeoquímicos, etc.

Los trabajos durante la fase de construcción generan impactos irreversibles y temporales como las modificaciones de la cantidad de sólidos en suspensión de las aguas superficiales, debiéndose de extremar los cuidados en el momento de apertura y acondicionamientos viales sobre todo en las zonas de mayor pendiente, las medidas correctas pasan por la conservación de la cubierta vegetal y del suelo teniendo en cuenta las normas elementales de respeto ambiental. Programas de inspección ambientales de las afecciones a los suelos y agua, pueden resultar convenientes.

#### **2.6.2.2. Uso indirecto de energía y emisiones.**

El uso indirecto de energía se refiere a la energía requerida para producir los materiales utilizados en la construcción de turbinas eólicas sean estos: acero,

concreto, etc. así como también la utilizada para instalar las turbinas eólicas. Esta energía gastada debe ser recuperada durante la vida útil de la turbina. Análisis energéticos muestran que el tiempo de recuperación de esta energía para turbinas eólicas varía de unos pocos meses a un par de años a lo mucho.

Un estudio realizado por la Universidad de Groningen de Holanda indica que las grandes turbinas tienen un tiempo corto de recuperación. Así, para una turbina de 10kW este tiempo varía entre 0.5 y 1.5 años; para turbinas de 50kW está entre 2 a 3 meses.

Alguna contaminación es causada por la construcción y operación de turbinas. Sin embargo, poco se sabe de las así llamadas emisiones indirectas. Análisis de las emisiones de CO<sub>2</sub>, durante la extracción de combustibles, construcción y operación de diferentes sistemas de energía, y convirtiendo estas emisiones en toneladas de CO<sub>2</sub> por GWh. De electricidad producida da como resultados los enunciados en la siguiente tabla.

*Tabla No. 2.12. Emisiones de CO<sub>2</sub> de las diferentes formas de producción de electricidad.<sup>(14)</sup>*

TECNOLOGIA	EMISIONES DE CO <sub>2</sub> (TONELADAS/GWh)			TOTAL
	EXTRACCION DE COMBUST.	CONSTRUCCION	OPERACIÓN	
-CENTRAL CONVENIS. DE CARBON	1	1	962	964
-CENTRAL GEOTERMICA	<1	1	56	57
-CENTRAL HIDRAÚLICA PEQUEÑA	---	10	---	10
-CENTRAL TERMICA VAPOR	2	1	5	8
-CENTRAL EÓLICA	---	7	---	7
-FOTOVOLTAICA	---	5	---	5
-CENTRAL HIDRAÚLICA GRANDE	---	4	---	4

Esta tabla muestra que las emisiones de CO<sub>2</sub>, por GWh de electricidad producida durante la construcción es mayor para el caso de energía eólica que para la mayoría de los sistemas de generación eléctrica, pero en el total de las emisiones de CO<sub>2</sub> sobre el período total de operaciones es muy bajo (1% del sistema que usa carbón.).

### **2.6.2.3. Aves.**

La operación de turbinas eólicas puede causar daños a las aves y a cualquier tipo de insectos voladores, estos daños pueden ser o heridas o muerte de las aves como resultado de colisiones con la torre o las aspas o perturbaciones en la reproducción o descanso de las aves en las cercanías de las turbinas. Investigaciones realizadas por el instituto de investigaciones de recursos naturales de Holanda (RIN Research Institute of Nature Management), sobre los efectos de una granja eólica de 7.5MW (fila de 25 turbinas de 300kW) encontró que en promedio entre 0.1 a 1.2 aves pueden morir por día. Se concluye que el número de muertas por km. en granjas es 10 veces menos que el número de aves muertas por km. de líneas de transmisión de alto voltaje, y es comparable con un km. de carreteras. Con iniciativas hacia las grandes granjas eólicas estimulado por una combinación de incentivos económico y de estructuras gubernamentales en algunos países es factible considerar que 80MW eólicos causan 10 aves muertas diarias y 3500 por años. Esto debería ser considerado inaceptable.

Las aves parecen acostumbrarse a las turbinas eólicas y aprender a volar cerca de ellas, esta es la experiencia de muchas granjas eólicas pequeñas, sin embargo, en USA, las aves están causando problemas puesto que algunas especies protegidas han sido encontradas muertas debido a las turbinas eólicas.

En conclusión, esta claro que posibles daños a la vida de las aves deberían ser analizados cuidadosamente y podría limitarse algunas aplicaciones de energía eólica en ciertas regiones como son las rutas de migración de cierto tipo de aves.

### **2.6.2.4. Ruido.**

El disturbio causado por el ruido producido por las turbinas eólicas es probablemente el más importante impedimento para instalar granjas eólicas en las cercanías de zonas habitadas. La emisión acústica está compuesta de una parte mecánica y una parte aerodinámica. La parte aerodinámica es función de

la velocidad del viento y la turbulencia del mismo. La componente mecánica es producida por el multiplicador de velocidad, el generador, la velocidad de giro del motor, etc., pero además, influyen la calidad de los mecanismos, los tratamientos superficiales, el material del que estén fabricadas las aspas. Análisis muestran que para turbinas con diámetro de rotor sobre los 20m los componentes mecánicos son dominantes, mientras que para grandes diámetros de rotores los componentes aerodinámicos son predominantes.

En la determinación de los niveles de disturbios, el nivel de la fuente acústica de una turbina eólica debería ser calculado mediante la medición de las emisiones acústicas. En la siguiente figura se muestra los niveles de la fuente acústica como una función del diámetro del rotor.

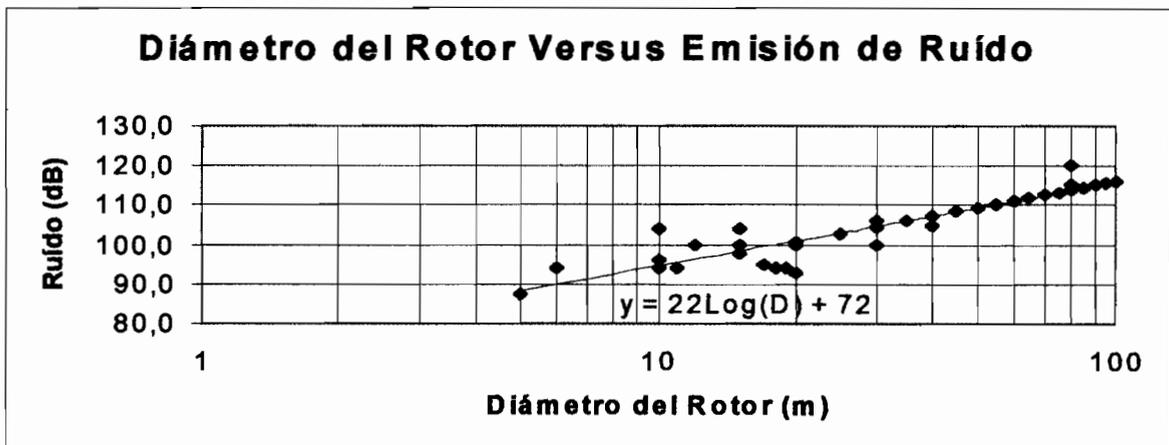


Figura No. 2.12. Emisión de ruido en función del diámetro del rotor. <sup>(14)</sup>

La información proporcionada por los fabricantes se refiere al nivel de potencia de ruido de la turbina a una velocidad de viento de 8m/s, medida por los métodos estándar en la base de la torre. Sin embargo, se considera más representativo del nivel de sonido real, en cuanto a la percepción se refiere, la presión de ruido que se calcula a diferentes distancias suponiendo unas condiciones meteorológicas óptimas y la ausencia total de barreras orográficas y vegetales. Así, a una distancia de 200m del aerogenerador, en las condiciones descritas, los niveles de ruido son de 47 ó 48dB, valor equivalente a los ruidos que se producen en una casa. En condiciones de meteorología adversa, con niebla densa, se ha comprobado que el ruido apenas se dispersa resultando ciertamente incómodo y dificultoso mantener una conversación al

pie de un aerogenerador en funcionamiento, sin embargo, a pocos metros de la base de éste es prácticamente inapreciable la percepción de sonido.

#### **2.6.2.5. Impacto visual.**

El impacto visual causado por las turbinas eólicas aunque es de naturaleza cualitativa, puede ser una restricción real en la planificación, particularmente cuando se trata de áreas de notable belleza natural, paisajes, sitios con valor histórico o cultural, áreas densamente pobladas. Un estudio llevado a cabo por la Universidad de Leiden (Holanda), muestra que la apreciación pública de un paisaje decrece cuando turbinas eólicas son instaladas, dependiendo del tamaño de las turbinas se tiene menor o mayor apreciación del paisaje. Hay, además, preferencia por los arreglos lineales en lugar de arreglos rectangulares de las mismas.

Un caso especial de impacto visuales el efecto de sombra o reflejo de las turbinas eólicas, particularmente debido a las aletas del rotor, esto puede estorbar en el caso de instalar cerca de sitios de trabajo o residenciales. Sin embargo, estos efectos pueden ser fácilmente predichos mediante el cálculo de la posición horaria de la sombra para cada mes. La frecuencia de rotación representa un papel muy importante en la determinación de disturbios en este caso.

Los impactos visuales son, además, una función de la localización de las granjas eólicas y del tamaño y número de turbinas. Donde sólo sitios productivos con velocidades medias superiores a 7.5m/s son considerados, tales sitios están probablemente expuestos y, además, intrusiones visuales son aceptadas. Estos son sensibles al tamaño y número de turbinas. La capacidad para que granjas eólicas sean económicamente colocada donde velocidades anuales medias son menores, particularmente favorece paisajes y donde pequeñas turbinas eólicas pueden ser usadas, podría aliviar grandemente este problema.

La aceptabilidad de puede ser realizada no solamente por la alineación de turbinas sino, además, utilizando un diseño y tamaño común.

#### **2.6.2.6. Interferencia en las telecomunicaciones.**

Las turbinas eólicas presentan un obstáculo a las ondas electromagnéticas. Estas ondas pueden ser reflejadas, dispersadas y refractadas. Esto significa que las turbinas eólicas pueden interferir con enlaces de telecomunicaciones.

### **2.7. INTERCONEXIÓN CON LA RED ELECTRICA.**

Una granja eólica puede crear ciertos problemas técnicos cuando se integra a un sistema eléctrico. Probablemente el factor más importante que limita la cantidad de generación eólica dentro de un sistema interconectado es lo imprevisible del recurso eólico. Y, para mantener la salida del sistema en los niveles deseados, la cantidad de energía proveniente de otras fuentes de generación, debería compensar minuto a minuto las variaciones en la salida de la generación eólica. Si la capacidad eólica representa un porcentaje considerable respecto a la capacidad instalada total, las unidades de generación convencional pueden no cubrir las variaciones de la generación eólica, presentándose problemas en el abastecimiento de energía. Para prevenir estos problemas, la cantidad de energía eólica en cualquier sistema de potencia debería ser limitada, existiendo, por consiguiente, un nivel de penetración de energía eólica.

En la modelación de sistemas con un porcentaje alto de capacidad eólica, se ha obtenido una amplia gama de resultados. Por ejemplo, estudios realizados en U.S. indican que por lo menos el 15% de la capacidad instalada total puede ser obtenida de generación eólica sin degradar la confiabilidad del sistema.

Debido a que la mayoría de las turbinas eólicas usan generadores de inducción, un grupo considerable de turbinas consume potencia reactiva del sistema, y, por tanto, degrada el nivel de voltaje. Aun cuando, cada turbina

tiene instalado su propio sistema corrector del factor de potencia, adicional compensación de potencia reactiva puede ser necesaria en la subestación de interconexión.

El estudio final de factibilidad, análisis de flujo de carga cuantificará la compensación de potencia reactiva basado en las características específicas de las turbinas eólicas.

La integración de plantas eólicas a la red eléctrica no ha sido problemática, y cualquier problema que se ha presentado, tales como intermitencia y regulación de voltaje, puede ser tratado con los procedimientos y prácticas usuales de los sistemas de potencia.

Los problemas de integración de la energía eólica caen dentro de dos tipos: los problemas de ingeniería o interfase dentro de los que están: los armónicos, suministro de potencia reactiva, regulación de voltaje, y control de frecuencia; y los de carácter operacional que incluye a reservas en operación, unidades de seguridad y despacho económico, estabilidad del sistema, impactos en el sistema de transmisión y distribución.

*Armónicos.*- Los armónicos son distorsiones indeseables de las ondas de voltaje y corriente presentes en la red eléctrica, y son de interés debido a posible daños tanto en la red de distribución como en la carga. Las primeras turbinas utilizaban puentes de tiristores de 6 pulsos, que tenían una salida con pocos armónicos; los sistemas actuales, proporcionan salidas con pequeñísima distorsión armónica.

Con la ayuda de aparatos para la corrección de armónicos y la tendencia hacia el uso de aparatos electrónicos en las turbinas de velocidad variable, los armónicos no son de interés significativo en la red eléctrica.

*Suministro de potencia reactiva.*- Las antiguas plantas eólicas que usaban generadores de inducción, tenían hardware inadecuado para la compensación de potencia reactiva. Y como resultado se produjo un incremento de las pérdidas en las líneas y problemas en el control del voltaje. Las modernas turbinas de velocidad variable han demostrado un amplio control del factor de potencia bajo todas las condiciones de operación. Y utilizando sistemas electrónicos en los generadores de inducción, se tiene factores de potencia cercanos a la unidad en los puntos de interconexión.

*Regulación de voltaje.*- La dificultad en el control de la regulación de voltaje se presenta cuando la granja eólica esta localizada en áreas remotas y conectada a la red a través de líneas de transmisión originalmente diseñadas para servir a la carga de esta área. Dentro de las soluciones consideradas se incluye nuevas líneas de transmisión, arreglos alternativos de la línea, incremento de potencia reactiva, disminución del tamaño de la planta eólica. Basado en un análisis económico de cada una de estas alternativas, Southern California Edison Co., Determinó que la opción de menor costo es el recorte del tamaño de la planta eólica.

*Control de frecuencia.*- La frecuencia del sistema varía cuando existen ráfagas de viento que producen cambios drásticos en la potencia de salida de la planta eólica. Para mantener la frecuencia dentro de límites aceptables se requiere el uso de turbinas que puedan sostener una salida estable frente a fuertes vientos o ráfagas, y un control de generación automático con reservas en movimientos.

*Reservas en operación.*- Los sistemas eléctricos de potencia, tienen reservas en operación para asegurar un adecuado funcionamiento del sistema y resguardarse contra posibles pérdidas súbitas de generación, inesperadas fluctuaciones de la carga y/o salidas de las líneas de transmisión. Las reservas en operación adicionalmente están definidas como reservas en movimiento y reservas estacionarias. Típicamente, la mitad de las reservas están en movimiento, así que súbitas pérdidas de generación no causan pérdidas de carga, con una balance disponible para abastecer la carga dentro de 10

minutos. Cualquier probable variación en la carga o en la generación no puede ser pronosticada teniendo que ser considerada cuando se determine la cantidad de reserva en operación. La variabilidad de la salida de las plantas eólicas actuales, no se ha requerido ningún cambio en los requerimientos de reservas. El exacto punto en el cual la integración de generación intermitente tal como la eólica empieza a degradar la economía del sistema es incierta. Como el mercado de electricidad está siendo más competitivo, la disponibilidad para pronosticar y controlar el recurso eólico se incrementará el valor de la energía eólica en la red eléctrica.

*Unidades de seguridad y despacho económico.-* La unidad de seguridad es el programa de una planta específica de un sistema apta para esperar demanda. Estas unidades son de seguridad basadas en un programa sobre horarios de mantenimiento, costos de encendido y apagado de generadores, requerimientos mínimos de combustibles, disponibilidad estacional del recurso intermitente tales como el eólico y el hídrico. Este horario es usualmente hecho mínimo con 24 horas de anticipación.

*Estabilidad del sistema.-* Las grandes turbinas típicamente tienen bajas velocidades, grandes aletas acopladas a un generador eléctrico a través de una gran relación en la caja de engranajes. Esta característica da como resultado una inercia y baja rigidez mecánica entre la turbina y el generador que da a las grandes turbinas excelente propiedades de estabilidad transitorias. Los transitorios en turbinas eólicas debido a fluctuaciones de la velocidad o a disturbios de la red no han repercutido en problemas de estabilidad del sistema.

*Impactos en el sistema de distribución y transmisión.-* Los sistemas eólicos pueden afectar a los sistemas de transmisión y distribución alterando los flujos de potencia o causando grandes fluctuaciones de voltaje.

## 2.8. VERIFICACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UNA GRANJA EÓLICA.<sup>(16)</sup>

La economía de una granja eólica recae principalmente en la disponibilidad del potencial eólico y en la disponibilidad técnica y rendimiento de las turbinas. Recientes reportes acerca de baja producción de energía que la esperada han sido publicados. Sin una verificación del rendimiento de una granja eólica queda frecuentemente una gran incertidumbre acerca del origen del déficit en la producción de energía, especialmente durante los periodos de producción más bajos que los promedios esperados.

La verificación del rendimiento puede servir para probar la curva de potencia garantizada por el fabricante y probar la validez del sitio incluyendo efectos estela o sombra establecidos por el constructor. Las turbinas eólicas con rendimientos insatisfactorios dentro de una granja eólica pueden ser identificadas y optimizadas. Adicionalmente, el monitoreo a largo plazo del rendimiento de una granja eólica puede ayudar a obtener cambios en el rendimiento debidos al envejecimiento y verificar la disponibilidad de las turbinas también garantizado por algunos fabricantes. Generalmente, una optimización del rendimiento de potencia de solo el 1% retornará en corto tiempo los costo de la verificación a largo plazo de las características operacionales de las turbinas eólicas.

### 2.8.1. Causas de una producción deficitaria de energía.

Las posibles razones para una discrepancia entre la producción real y la producción esperada de energía de una granja eólica son:

- **Insuficiente valoración del recurso eólico.-** Frecuentemente es aceptable el rendimiento de potencia de las turbinas eólicas pero una inadecuada valoración del sitio es la fuente de la producción de energía menores que las esperadas. En muchos casos el recurso eólico es estimado utilizando modelos meteorológicos calculados en base a datos

eólicos de una estación meteorológica que se encuentra a algunos kilómetros de distancia del sitio de instalación y con frecuencia con desconocida calidad y condiciones de medición. Especialmente en terrenos complejos la cuestión surge si los datos de la estación meteorológica son representativos para el sitio investigado; el viento climático puede cambiar drásticamente en pequeñas distancias por ejemplo 1km. Adicionalmente, los datos eólicos ofrecidos por la mayoría de servicios meteorológicos frecuentemente son atribuidos a altas incertidumbres que las requeridas para proyectos de ingeniería eólica y son medidos a más bajas alturas que las requeridas (frecuentemente 10m.).

Otra causa de incertidumbre es la aplicación de simulación de flujos no diseñados para terrenos en cuestión ( terrenos inclinados, estabilidad atmosférica, regiones transitorias entre océano y territorio) como también incertidumbre en el modelo de los efectos en la granja eólica (efectos de sombra entre turbinas).

La incertidumbre atribuida a la predicción de energía puede ser reducida drásticamente con el mejoramiento de las mediciones eólicas del potencial de un sitio tomando como mínimo un año de mediciones.

- **Diferencias en el potencial eólico anual.**- La disponibilidad técnica del potencial eólico puede cambiar de un año a otro aproximadamente en un 10%. Algunas veces los índices son tomados en cuenta cuando se compara la producción real de la granja eólica dentro de un cierto periodo con la esperada a largo plazo. Esto debe estar claramente establecido, que los índices eólicos globales describiendo las fluctuaciones del potencial eólico anual para una única localización de una granja eólica no existen. Las diferencias anuales en el potencial eólico pueden ser muy específicas, pueden variar drásticamente dentro de algunos kilómetros de distancia (10km), y por consiguiente un índice eólico no debería ser aplicado para calcular los datos de producción de

energía.

La exactitud de los datos de entrada para la evaluación del potencial energético durante cierto periodo pueden ser adquiridos a través del monitoreo a largo plazo de las condiciones directamente de la localización de la granja durante todo la vida útil de esta.

- **Diferencias entre la curva de potencia real y la garantizada.-** Desafortunadamente, algunos fabricantes aún prometen curvas de potencia irreales a sus clientes que no han sido medidas de acuerdo a una calidad garantizada aceptada internacional. Alta confiabilidad y calidad en la medición de la curva de potencia son garantizadas sólo por instituciones calificadas. La mayoría de fabricantes ofrecen sus productos basados en las curvas de potencia de turbinas prototipos.

Así una adicional causa de incertidumbre puede originarse en la diferencia entre las turbinas en serie y el prototipo, por ejemplo, debido a un seteo incorrecto de la turbina.

En la figura No. 2.13 se demuestra que un pequeño error en el ángulo de inclinación de las aletas del rotor puede resultar en una reducción significativa de la producción anual de energía de la turbina. Como consecuencia es recomendable verificar la curva de potencia en base a mediciones para optimizar la operación y probar la curva de potencia garantizada por el fabricante. El rendimiento puede además ser afectado por el envejecimiento de las turbinas (deterioro del material) o debido a impactos medioambientales (suciedad y corrosión de las aletas).

Tales efectos pueden ser identificados mediante el monitoreo del rendimiento de la turbina durante toda la vida útil de la granja eólica para iniciar las acciones correctivas apropiadas (cambio de componentes, limpieza de aletas).

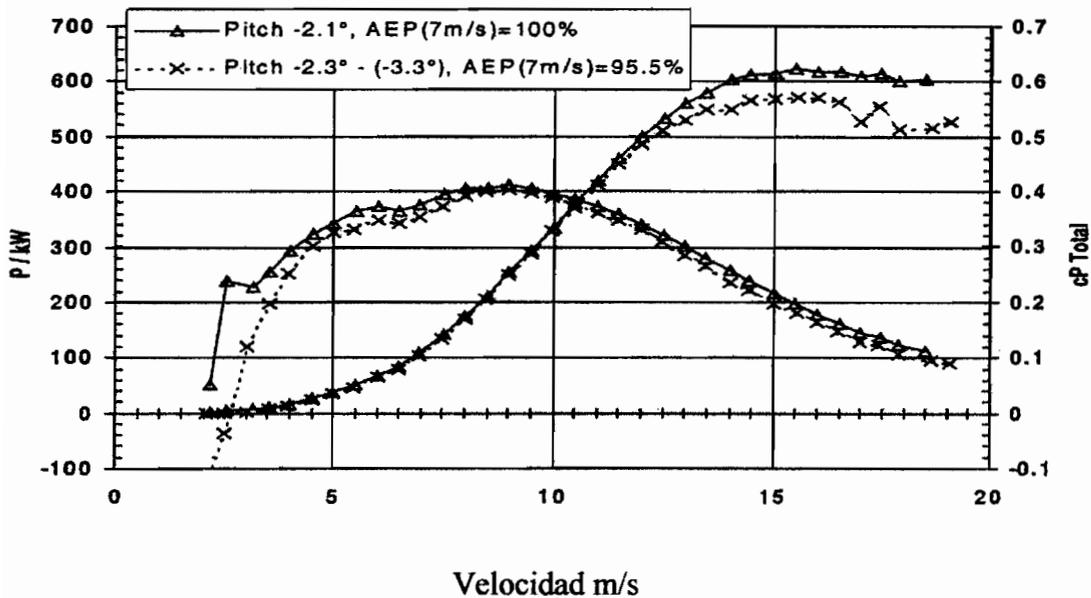


Figura No. 2.13. Un pequeño desbalance entre el ángulo de inclinación de las diferentes aletas del rotor de 1° da como resultado un 5% de disminución en la producción anual de energía.

- **Disponibilidad técnica de la turbina más baja que la esperada.**- la producción de energía esperada de una granja eólica usualmente recae en cierto nivel en la disponibilidad técnica de las turbinas. La mayoría de fabricantes también garantizan el nivel de disponibilidad técnica a sus clientes (por ejemplo: 98% anual.) El problema de este tipo de garantía es, que los períodos de indisponibilidad pueden caer dentro de períodos con fuertes vientos y por lo tanto las pérdidas de producción de energía pueden ser mayores que las expresadas por el porcentaje de indisponibilidad. Por ejemplo, una disponibilidad técnica del 98% puede conducir a pérdidas de energía del 8% si el 2% del período de indisponibilidad siempre sucede a velocidades sobre el rango de velocidades del viento.

Por lo tanto, una garantía conveniente de disponibilidad de una turbina eólica debería también incorporar la posible producción de energía durante un cierto periodo. El monitoreo a largo plazo de las condiciones del viento de una granja especialmente para los requerimientos de verificación del rendimiento pueden servir para probar la disponibilidad técnica.

Esto debería estar claramente señalado, que el plan de monitoreo usualmente ofrecido por el fabricante de las turbinas para la supervisión de la operación y detección de fallas de la granja eólica no cubre estos inconvenientes.

### **2.8.2. Metodología.**

Las garantías dadas por los fabricantes y promotores esta relacionado con cada uno o la combinación de los siguientes ítems:

- Curva de potencia
- Disponibilidad técnica.
- Eficiencia de la instalación eólica.
- Producción de energía.

La garantía en la producción de energía para un largo período de tiempo es una alternativa que abarca los tres primeros ítems.

#### **2.8.2.1. Medida de la curva de potencia de una sola turbina mediante un mástil o torre meteorológica.**

Los estándares existentes para probar el rendimiento de potencia de una turbina eólica prevén la medida de la curva de potencia con la ayuda de una torre meteorológica compuesta de un anemómetro, veleta, equipo electrónico para el almacenamiento de datos, torre, equipo para el soporte de la estructura, equipo de protección contra descargas atmosféricas, sensores para variables

atmosféricas como temperatura, presión, densidad, equipo para la transmisión de datos, etc.

La potencia eléctrica de una turbina es considerada como función de la velocidad del viento a la altura del eje, que es medida en lo alto de la torre meteorológica. De esta relación la producción anual de energía de una turbina puede ser calculada si se conoce la frecuencia de distribución de la velocidad del viento. La incertidumbre de la curva de potencia medida está en el rango del 5 al 10% en relación con la producción anual de energía resultante, mientras que la principal causa de incertidumbre es debido a la determinación de la velocidad del viento.

La distancia entre la torre meteorológica y la turbina probada está entre 2 a 4 veces el diámetro del rotor como un compromiso entre una buena correlación de medida de datos del viento y el viento climático aplicado a la turbina (corta distancia) y evitando el bloqueo del viento por la turbina (larga distancia). En la evaluación de datos se considera que la torre meteorológica y la turbina están dentro de un flujo de aire no perturbado, es decir, sin disturbios de otras turbinas u otros obstáculos. En terrenos complejos una llamada calibración del sitio con una segunda torre localizada en el sitio de instalación de la turbina antes de la erección de ésta es necesaria para cuantificar las perturbaciones del viento inducidos por el terreno.

Hay algunas desventajas prácticas relacionadas con esta prueba estándar del rendimiento de potencia:

- Debido a la distancia entre turbinas usualmente utilizadas en granjas eólicas solamente dos turbinas pueden ser probadas con una torre meteorológica.
- La turbina ubicada en el centro de la granja eólica algunas veces no puede ser probada debido a la localización no apropiada para una torre meteorológica porque existe distorsión causada por las turbinas vecinas.

- Las turbinas en terrenos complejos pueden ser medidas si el sitio de calibración fue verificado antes de la erección de las turbinas.

La medida estándar del rendimiento de potencia es usualmente llevada para cada prototipo de turbina y constituyen las bases para la predicción de la producción de energía y para las garantías dadas por los fabricantes de turbinas eólicas.

#### **2.8.2.2. Verificación de la curva de potencia mediante un anemómetro en la barquilla de la turbina.**

La verificación de la curva de potencia puede ser basada en mediciones de la velocidad del viento en la barquilla de la turbina. A causa de que el anemómetro de la barquilla está influenciado por las distorsiones debido al cuerpo de la barquilla y a la base de las aletas del rotor una corrección de la condición no perturbada del viento es requerida. Esta corrección de la velocidad del viento depende tanto de la geometría de la barquilla y de la geometría de la base de las aletas como del arreglo del anemómetro en la barquilla y debería ser especificado para cada tipo de turbina por medio de una torre de medición en el flujo de aire no perturbado, es decir, durante la medición de la curva de potencia de la turbina prototipo de acuerdo con los estándares del IEC. Una vez corregida la velocidad del viento para el tipo de turbina a ser probado se especifica que no se necesita torres meteorológicas para verificar la curva de potencia y los altos costos de estas torres pueden evitarse. Esto efectivamente hace que este tipo de verificación de la curva de potencia sea muy atractiva para los operadores y financiadores de la granja eólica para verificar sus curvas de potencia de las turbinas instaladas.

Para una aplicación satisfactoria del anemómetro de la barquilla para la verificación de la curva de potencia, un número de requerimientos debe ser cumplidos:

- El anemómetro de la barquilla debería ser calibrado en un túnel de viento por una institución calificada de acuerdo a estándares internacionales.
- La disposición del montaje y el tipo de anemómetro de la barquilla debería ser idénticos en la turbina a ser medida y en la turbina que sirve para la determinación de la corrección de la velocidad del viento.
- El tipo de anemómetro de la barquilla debe ser insensible a flujos oblicuos del aire y su posición debería ser escogida apropiada.
- Las direcciones del viento en que la turbina a ser medida esta en el centro de la granja eólica debería ser excluidas de la evaluación de la curva de potencia.

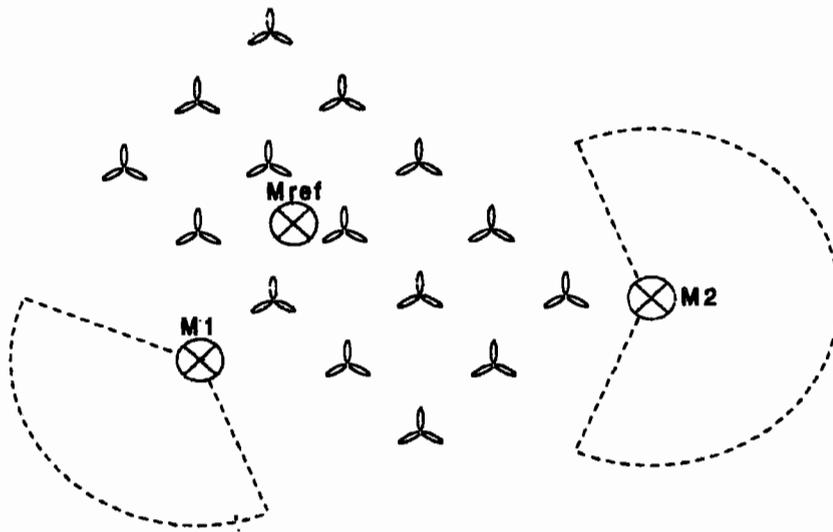
Un defecto de este procedimiento de prueba es que la corrección puede ser sensible al seteo de la turbina (por ejemplo un error en el ángulo de inclinación) y también contra flujos oblicuos de aire en terrenos complejos. Sin embargo, recientes resultados muestran que diferencias en el seteo de turbinas puede en lo mínimo ser identificado por la aplicación de anemómetro de la barquilla aunque una cuantificación del efecto del seteo de diferentes turbinas en la curva de potencia debe ser relacionado con incertidumbres adicionales en simples casos.

### **2.8.2.3. Eficiencia de la granja eólica.**

Este método es usado más para la verificación completa del rendimiento de la granja eólica que para la verificación del rendimiento de máquinas individuales. Desde la potencia de salida medida de la granja eólica en el punto de conexión con la red a mediciones de las condiciones del viento ambiental con torres meteorológicas alrededor de la curvas de potencia de la granja eólica para diferentes direcciones del viento son establecidos sectores. Estas curvas de potencia direccionales de la granja son comparadas con la salida esperada de acuerdo a la curva de potencia garantizada y la modelación del sitio y los efectos de la granja también usados en la fase de planificación de la misma. Alternativamente, la producción de energía de una granja durante un cierto

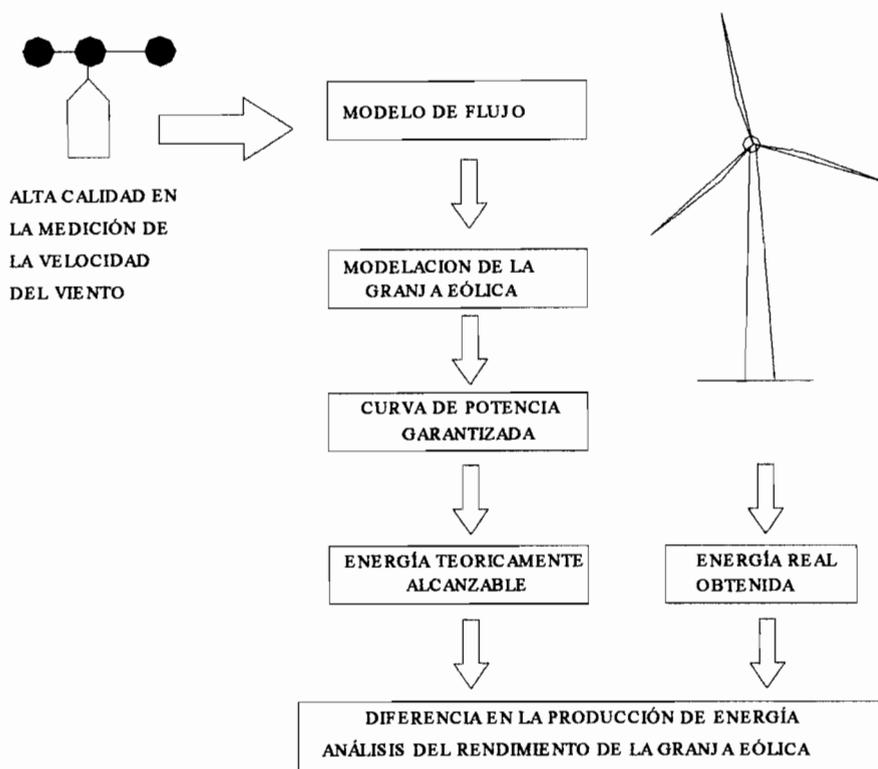
período puede ser comparado con la producción de energía esperado basado en mediciones de la velocidad del viento y la curva de potencia garantizada.

El método para la evaluación de la producción de energía teóricamente alcanzable dentro de un período de medición consiste de una medición de la velocidad del viento, un modelo meteorológico adecuado y un modelo de granja eólica, figura No. 2.15.



*Figura No. 2.14. Disposición típica para la medición de la eficiencia de una granja eólica.*

*La torre o mástil de referencia puede ser instalado antes del levantamiento de las turbinas para establecer correcciones de la medida del viento de los mástiles M1 y M2 con el centro de la granja eólica. M1, M2: Mástiles con flujo no perturbado de aire. Mref: Mástil de referencia dentro de la granja eólica.*



*Figura No. 2.15. Principio de verificación de la eficiencia de una granja eólica.*

*La producción de energía determinada en base a la medición actual de la velocidad del viento y la curva de potencia garantizada es comparada con la producción real de energía alcanzada en un cierto período de tiempo.*

La medición de la velocidad del viento tiene que ser efectuada análoga a la medición descrita en la figura No. 2.14. Adicionalmente de las mediciones de la torre M1, la torre M2 es necesaria para medir el viento en las direcciones en que M1 es perturbada por la granja eólica. Para obtener un buen modelo, mediciones adicionales dentro de la granja deben ser efectuadas algunos meses después de la instalación de la granja para tener posibles modelos ajustables. El modelo meteorológico tiene que ser conveniente para la situación climática del sitio de la granja en consideración y tiene que ser capaz de simular un flujo tridireccional en el caso de terrenos complejos. Como una entrada en el modelo del flujo de la velocidad del viento para cierto período, por ejemplo un mes, un año, es usada para el cálculo de la distribución de la velocidad del viento sobre la totalidad del área de la granja eólica.

La producción de energía y en suma las pérdidas debido a efectos de sombra de las turbinas se calculan basándose en mapas de recursos eólicos. El resultado, la corrección por pérdidas en el sistema eléctrico de transmisión, es la energía producida que debe ser alcanzada por la granja para el período de tiempo considerado. Para el caso de la no disponibilidad de las turbinas es usualmente no cubierto por el modelo de la granja, los períodos de indisponibilidad deben ser eliminados del proceso de verificación. Entonces la diferencia entre la energía esperada y la real son debidas a desviaciones en las características de potencia, errores durante la planificación ( por ejemplo error en las pérdidas por efecto sombra) y por supuesto a ciertos errores en la evaluación.

#### **2.8.2.4. Monitoreo del rendimiento de la granja eólica y verificación de la producción de energía.**

Una diferente calidad de verificación del rendimiento es mediante el monitoreo de la operación de la granja eólica y la verificación de la producción de energía a largo plazo (por ejemplo 10 años). Esto significa que las condiciones del viento y la potencia de salida de las turbinas serán calculadas durante toda la vida útil de la granja chequeando la producción de energía posiblemente garantizada, rendimiento y disponibilidad técnica de la granja eólica. Principalmente, el monitoreo a largo plazo permite identificar todos los posibles orígenes de la producción insatisfactoria de energía: insuficiente rendimiento de la turbina o disponibilidad, fallas en la valoración del recurso eólico o variación estacional del potencial eólico. Adicionalmente, un decrecimiento del rendimiento de las turbinas puede ser identificado y una optimización de la turbina puede ser iniciada para evitar innecesarios gastos financieros.

La verificación de la producción de energía de una granja eólica tiene que ser determinada por la diferencia entre la producción real y la teóricamente alcanzable en un período determinado de tiempo. La energía teóricamente alcanzable debe ser evaluada tomando en consideración la curva de potencia garantizada más la disponibilidad técnica y las pérdidas esperadas. En el caso de la producción de energía directamente garantizada dependiendo de las

condiciones del viento, estos ítems deben también ser establecidos en un documento contractual. Alternativamente, el registro de la potencia de salida y las medidas de velocidades del viento corregidas con un anemómetro de barquilla pueden ser usadas para analizar la producción de energía de cada turbina de la granja eólica. También una combinación de los diferentes métodos para la determinación de las condiciones eólicas pueden ser aplicables, por ejemplo: datos eólicos de torres meteorológicas corregidas en la localización de la turbina pueden ser verificados por medio de una corrección con un anemómetro de barquilla o datos eólicos provenientes de turbinas vecinas. Las pérdidas de energía pueden ser claramente identificadas y pueden ser usadas para ajustes económicos periódicos de acuerdo a convenios contractuales.

El origen de las pérdidas de energía tiene que ser analizado en un procedimiento separado; por ejemplo, verificación de la curva de potencia con un anemómetro de barquilla es un método apropiado para determinar el rendimiento de una turbina eólica.

En suma, la aplicación de mediciones de velocidad del viento durante períodos de indisponibilidad da las pérdidas de energía debido a la reducción del rendimiento técnico.

Un paso adicional en el monitoreo de una granja eólica es la continua medida de los diferentes parámetros de una turbina aparte de los eléctricos; por ejemplo: desalineación en el sistema de direccionamiento de la turbina, velocidad del rotor o ángulo de inclinación de las aletas. Estas medidas pueden ser usadas directamente para encontrar desperfectos en el seteo de las turbinas y por tanto optimizar las mismas.

Hay diferentes razones, por las que el monitoreo del funcionamiento realizado por el sistema de control de una turbina (principalmente para la detección de fallas) no es apropiado para un monitoreo a largo plazo. Hay requerimientos específicos para la calidad y tipo de medición (por ejemplo: potencial de salida de la turbina, medición de la velocidad del viento, determinación de la densidad del aire) y evaluación de datos, que son en la mayoría de los casos no

satisfechas por los registros de datos y por el controlador de la turbina. Para garantizar una evaluación neutral de los datos para pruebas de garantía, el monitoreo del rendimiento debe ser realizado por una institución independiente.

### **2.8.3. Riesgo en la producción de energía contra los costos de verificación del rendimiento.**

La figura No. 2.16 compara el beneficio en seguridad en la producción anual de energía con los costos para los diferentes tipos de verificación del rendimiento de una granja eólica. Una estimación conservadora para la incertidumbre en la producción de energía si las mediciones no están verificadas en la granja y no hay garantías proporcionadas por el fabricante se muestra en la columna de la izquierda. Especialmente en terrenos complejos una incertidumbre en la valoración del recurso puede llegar al 30% de la producción de energía esperada, si no hay una alta calidad de los datos disponibles del sitio de la granja eólica. En el sitio de la medición del viento sobre un período mínimo de un año en la fase de planificación de la granja eólica los costos usualmente son menores al 0.1% de los costos totales de inversión de la granja y se reduce riesgos financieros atribuidos drásticamente a la granja eólica.

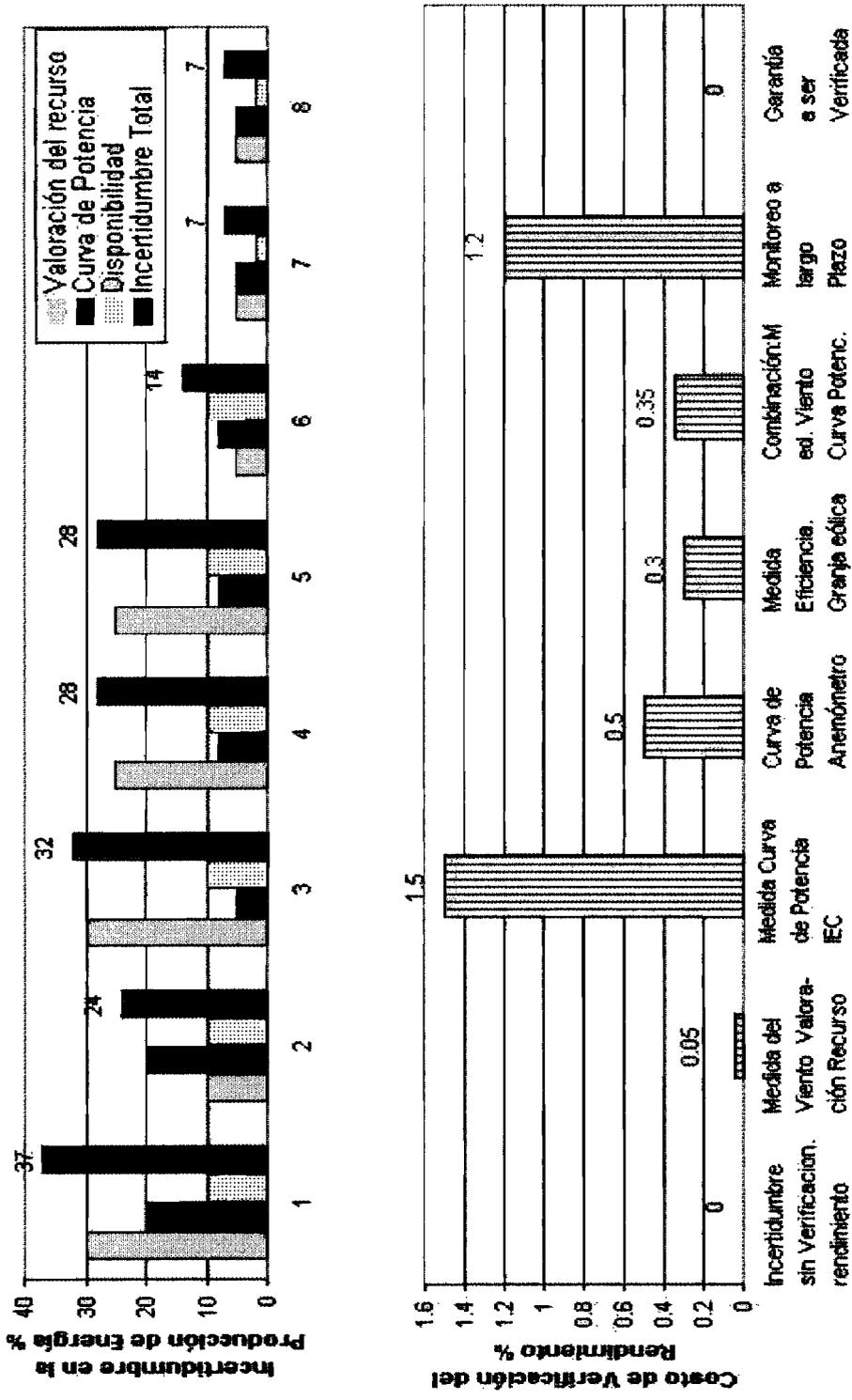


Figura No. 2.16. Riesgos típicos en la producción de energía de una granja eólica para diferentes tipos de verificación del Rendimiento.

Costos estimados para cada técnica de verificación en porcentaje de la inversión total de la granja eólica.

- Columna 1: Ningún tipo de medición.

- *Columna 2: Alta calidad en la medición para una valoración del recurso.*
- *Columna 3: Curvas de potencia de todas las turbinas medidas con torres o mástiles de acuerdo a estándares del IEC.*
- *Columna 4: Verificación mediante un anemómetro de barquilla.*
- *Columna 5: Verificación del rendimiento a través de la medida de la eficiencia de la granja eólica.*
- *Columna 6: Combinación: medida del viento antes de la instalación de las turbinas y medida de la eficiencia de la granja eólica.*
- *Columna 7: Monitoreo del rendimiento a largo plazo.*
- *Columna 8: Posible garantía ofrecida por el fabricante de las turbinas y por el promotor de la granja eólica.*

*Para cada caso la incertidumbre total es igual a la raíz cuadrada de la suma cuadrada de las incertidumbres parciales.*

Las posibles pérdidas de energía debido a la curva de potencia deficiente de la turbina pueden ser medidas a través de una curva de potencia garantizada. Las incertidumbres asociadas a las diferentes técnicas de verificación del rendimiento de potencia y los costos se muestran en la figura No. 2.16. La medida de la curva de potencia de acuerdo a los estándares del IEC (International Electrical Code) y MEASNET (Network of European Measuring Institutes.) de cada máquina basados en torres meteorológicas ofrecen la mejor exactitud cerca del 5% con respecto a la producción anual de energía. Sin embargo, para la turbina que está en medio de la granja eólica ésta técnica no es aplicable y también los costos son mucho mayores que la verificación de la curva de potencia basado en el anemómetro de barquilla o en la medición de la eficiencia de la granja eólica.

Desde el punto de vista del financiador una combinación de las formas de medición del viento en la fase de planificación y la verificación de la eficiencia de la granja eólica parecen ser muy atractivas, ya que estas reducen la mayoría de las incertidumbres en la producción de energía, y el costo para ambos puede aún ser menor al 1% de los costos totales de inversión. Los costos para esta combinación puede ser menores por el hecho de que la torre

meteorológica usada para la valoración del recurso puede ser usada para la verificación del rendimiento de la granja eólica. La garantía de la disponibilidad técnica de las turbinas con respecto a la posible producción de energía puede ser probada solamente con el monitoreo de la operación a largo plazo de la instalación eólica.

Generalmente, un monitoreo a largo plazo ofrece la posibilidad de verificar todos los tipos de garantías (valoración del recurso, curva de potencia y disponibilidad de la turbina) y permite identificar los cambios del rendimiento de la turbina con el tiempo. Para el operador de la granja eólica aún el riesgo de variaciones en el potencial eólico anual permanece, pero con el monitoreo a largo plazo de la operación de la granja él al menos puede llegar a enterarse del origen de tales variaciones en la producción de energía.

Sobretudo las técnicas de monitoreo a largo plazo tiene mucho que ofrecer comparado con su costo en el orden del 1% del costo total de inversión. Además, los costos para una combinación de formas de medición del viento para la valoración del recurso y el monitoreo a largo plazo puede ser reducidos usando parte del sistema de adquisición de datos para ambas formas.

#### **2.8.4 Manifestación de la verificación del rendimiento en los contratos de venta.**

Usualmente los fabricantes de turbinas eólicas garantizan una cierta curva de potencia y una disponibilidad técnica a sus clientes. Desafortunadamente, en muchos contratos de venta no está claramente establecido cómo el rendimiento de la granja tiene que ser verificado y cómo los riesgos restantes resultados de la valoración del recurso y las diferencias anuales en el potencial eólico serán manejados.

Como una consecuencia muchos operadores de granjas eólicas abandonan la verificación de la garantía del rendimiento de la granja para evitar diferencias con el fabricante (posibles costos asociados), aún si existen indicadores para de un rendimiento insuficiente de la instalación eólica. Por otro lado,

frecuentemente los fabricantes y promotores no pueden probar el rendimiento de las turbinas vendidas y la exactitud de la valoración del recurso para costos razonables hasta cierto punto aceptable por el cliente. Para evitar tales conflictos entre financiador, fabricante y promotor debe ser recomendado la manifestación de los siguientes puntos en los contratos de venta:

- ¿Quién toma los riesgos para las diferentes causas de incertidumbre en la producción de energía de la granja eólica? Usualmente la curva de potencia y la disponibilidad técnica en términos de producción de energía son riesgos del fabricante, mientras la responsabilidad de la modelación y efectos de la granja (sombras mutuas entre turbinas) serán tomados por el promotor. Los riesgos a largo plazo y las fluctuaciones anuales del potencial eólico quedan usualmente para el operados de la granja eólica.
- ¿Que método será aceptado entre los contratistas para la verificación del rendimiento de la granja eólica, para la verificación de la disponibilidad técnica, y para la valoración del recurso? Esto debe ser acordado con una institución independiente, que se supone llevará la verificación.
- ¿Qué tolerancia para la garantía de la curva de potencia y disponibilidad técnica y qué error en la valoración del recurso será aceptado? ¿Qué desviaciones de la curva de potencia dentro de la granja eólica son permitidos?
- ¿Cuándo la verificación del rendimiento tomará lugar?
- En el caso del rendimiento de potencia insuficiente: ¿Qué tiempo le será permitido al fabricante para optimizar las turbinas? ¿Habrá una verificación de la optimización de las turbinas a través de mediciones adicionales?
- ¿Quién correrá con los costos, ¿Quién ordenará la verificación del rendimiento de la granja eólica y Quién recibirá los resultados?

En conclusión, existe gran incertidumbre considerando la producción de energía de la granja eólica. Una minimización del riesgo financiero involucrado

en una instalación eólica empieza en la fase de planificación efectuando con gran calidad la medición del viento en el sitio de instalación. Una vez que la granja eólica esta en operación, el origen de la mayor o menor producción de energía que la esperada puede ser identificada solamente mediante una verificación del rendimiento de la granja eólica basado en mediciones. El costo para tal verificación del rendimiento esta usualmente por un orden más bajo que los costos asociados a la reducción del riesgo financiero, mínimo si el financiador, el constructor y el fabricante están de acuerdo en un contrato con los detalles de la verificación del rendimiento. Adicionalmente, la verificación del rendimiento se paga por sí misma, tal pronto como los resultados se dirigen a una pequeña optimización de la eficiencia de la granja eólica.

A causa de que parte de los métodos aquí presentados para la verificación del rendimiento están aún bajo desarrollo y algunas técnicas poseen limitadas experiencias, es recomendable asesorarse con instituciones independientes cuando se tiene garantía de rendimientos de la instalación eólica.

La evaluación preliminar del diseño dará la pauta para conocer el rendimiento tanto económico como técnico que tendrá el proyecto, es en este punto, donde se evalúa en conjunto todas las etapas del mismo, si las condiciones económicas o técnicas no se satisfacen tendrá que redefinir las bases del proyecto, ya sea mediante un rediseño de la capacidad total para incrementar la cantidad de energía a vender o cambiando algunos elementos o componentes de la granja eólica, tal como el tipo de turbinas, tiempo de construcción, o sí no se satisface los requerimientos ambientales.

A través de refinamiento del diseño se satisfacen tanto las condiciones económicas como técnicas para que el proyecto sea viable.

El tiempo de construcción de una central eólica depende del tamaño de la misma, la mayoría de los proyectos tiene un tiempo de construcción menor a 2 años.

## **CASO DE APLICACIÓN: DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA SALCEDO.**

DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA SALCEDO.....	102
3.1. DATOS DEL VIENTO.....	102
3.2. TIPO DE TERRENO.....	103
3.3. TIPO DE TURBINA.....	106
3.4. DISPOSICIÓN DE LAS TURBINAS.....	109
3.5. INTERCONEXION.....	109
3.6. PRODUCCIÓN TOTAL DE LA GRANJA EOLICA.....	114
3.7. COSTOS DE LA GRANJA EÓLICA. ....	115
3.8. EVALUACION DE ALTERNATIVAS.....	122

## **DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA SALCEDO.**

Este capítulo muestra una guía general a seguirse para la instalación de una central eólica tipo, teniendo en cuenta una serie de consideraciones que se enuncian a continuación:

- Los datos de la velocidad y dirección del viento son tomados de estaciones meteorológicas que no cumplen con la exactitud y frecuencia, altura de medición que se necesita para una prospección del recurso eólico orientado hacia el aprovechamiento energético mediante la instalación de una granja eólica.

Por lo tanto, se necesita de una mejor evaluación con equipo moderno para obtener mejores datos mediante estaciones que cumplan con los estándares internacionales de medida del viento que fijan las mediciones a una altura de 10m y con intervalos de 10min entre mediciones, lo que no sucede con las estaciones meteorológicas que tiene el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI.

- El recurso meteorológico en el sitio de instalación se estima sobre la base de los datos de viento medidos en la estación meteorológica. Este sitio está localizado a una distancia de 2km de la estación, y, se asume que el régimen de viento del sitio es idéntico al régimen medido por la estación meteorológica.
- No se considera al terreno como un limitante, por ser una amplia extensión de páramo que está sin cultivar y que sirve de pastizales.
- 7.5MW de potencia a instalarse.

### **3.1. DATOS DEL VIENTO.**

Los datos de velocidad del viento para este trabajo han sido proporcionados por el INAMHI, cuyas estaciones han registrado la velocidad del viento desde 1970, pero con fines meteorológicos. Las estaciones meteorológicas del INAMHI realizan la medición de la velocidad a una altura de 2m sobre la

superficie del terreno. Del análisis de estos datos se ha tomado la localidad de Rumipamba Salcedo (Anexo 2), cuyos datos se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla No.3.1. Registro de datos del viento del sitio.<sup>(47)</sup>*

Nombre: Rumipamba - Salcedo		Código: MOO4		Elevación: 2680 msnm.		Velocidad: m/s								
Periodo: 1970-1998		Latitud: 1° 1' 5" S		Longitud: 78° 35' 32" W										
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	SUM	MEDIA
Media:	7.8	7.3	8.0	7.2	7.0	7.4	8.9	9.2	8.2	7.7	7.4	8.0	94.1	7.8
Mínima:	7.3	6.0	6.0	5.0	5.0	6.0	6.0	8.0	6.0	6.0	6.0	6.0	73.3	6.1
Máxima:	11.0	12.0	12.0	10.0	10.0	10.0	12.0	12.0	2.0	9.0	8.0	12.0	130.0	10.8

Es de suma importancia el conocimiento de la dirección predominante del viento para una correcta orientación de las turbinas respecto a la dirección de éste con el objeto de captar la mayor cantidad de energía y disminuir las pérdidas por turbulencias causadas por la primera filas de turbinas.

La dirección predominante en el sitio es la dirección sur con un 45% en promedio anual, la segunda dirección es la sur-este con un 16% anual y la tercera dirección predominante es la dirección sur-oeste con un 9%, además, se tiene un 18% anual de calma o velocidad cero del viento.

Basado en estos datos, y asumiendo una velocidad de diseño de 7.8m/s, se procede al ajuste de esta velocidad a la altura de la torre y a calcular los parámetros de Weibull:  $c$  de escala y  $k$  de forma, la función de probabilidad de Weibull y la curva de duración de velocidad, ver ecuaciones (Ec.1.13, Ec.1.19, Ec.1.20)

### 3.2. TIPO DE TERRENO.

La granja eólica se ubica en una área del páramo oriental de la provincia de Cotopaxi, este terreno no presenta grandes obstáculos tales como árboles sino que es una superficie cubierta por pastizales. Por lo tanto, se considera un coeficiente de rugosidad del terreno  $E$  de 0.1 correspondiente a un terreno *tipo 1* que se caracteriza por ser un terreno llano y estar compuesto de hierba y pastizales.

Con este coeficiente y utilizando la ecuación Ec.2.1, se procede a ajustar la velocidad media a la altura del eje de la turbina.

Coeficiente de Rugosidad $E$	:	0.1
Altura del sensor $H$	:	2m sobre el nivel del terreno.
Velocidad media $U(z)$	:	7.8m/s.
Altura de la torre $Z$	:	50m

$$\frac{U(Z)}{U(H)} = \left(\frac{Z}{H}\right)^E \quad U(z) = 10.8 \text{ m/s.}$$

Con este valor de velocidad ajustado a la altura del rotor, calculamos los parámetros  $c$  y  $k$  de Weibull de la siguiente manera:

1. Definimos el tipo de varianza para una  $\bar{V} > 4\text{m/s}$  de acuerdo a los tipos de varianza que se muestran en el capítulo I. Y calculamos el parámetro  $k$  de Weibull:

$$\text{Varianza media } k = 0.94 \sqrt{\bar{V}}$$

$$\bar{V} = 10.8\text{m/s}$$

$$k = 0.94 \square 10.8 = 3.08$$

2. El parámetro  $c$  se calcula utilizando la ecuación Ec.1.21.

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

$$c = \frac{10.8}{\Gamma(1.32)} = \frac{10.8}{0.89464} = 12.07\text{m/s}$$

3. Se calcula la función de distribución de probabilidad de Weibull con la ecuación Ec.1.13. Se obtiene la curva de velocidad del sitio de la siguiente manera:

Tabla No.3.2.Energía generada por una turbina de 750kW.

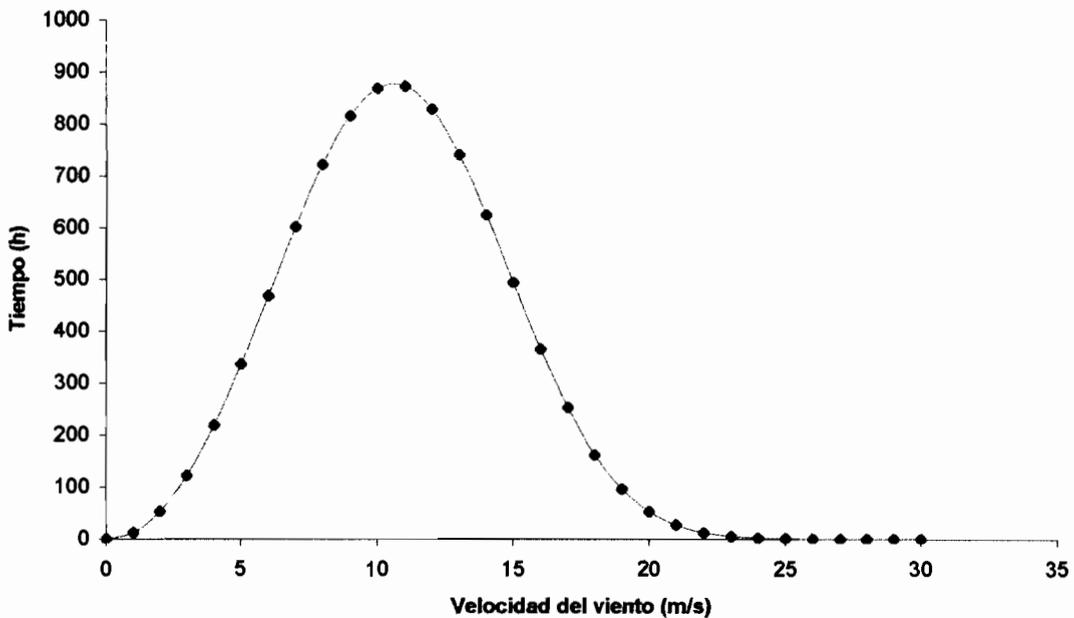
V(m/s)	p(V)	P(V)	Tiempo (h)	V-P (kW)	Energía (kWh)	Tiempo Útil (h)
0	0.00000	0.00000	0.0	0	0.0	0
1	0.00144	0.00047	12.6	0	0.0	0
2	0.00607	0.00394	53.2	0	0.0	0
3	0.01399	0.01371	122.6	14.6	1790.2	122.6
4	0.02499	0.03296	218.9	29.2	6393.7	218.9
5	0.03848	0.06452	337.1	36.5	12308.6	337.1
6	0.05351	0.11044	468.7	54.8	25671.8	468.7
7	0.06871	0.17160	601.9	73.0	43951.9	601.9
8	0.08245	0.24737	722.3	109.5	79116.1	722.3
9	0.09306	0.33545	815.2	164.3	133937.8	815.2
10	0.09908	0.43194	867.9	292.1	253513.7	867.9
11	0.09961	0.53176	872.6	383.4	334532.7	872.6
12	0.09454	0.62929	828.2	492.9	408230.3	828.2
13	0.08461	0.71922	741.2	547.7	405921.4	741.2
14	0.07126	0.79736	624.2	547.7	341877.4	624.2
15	0.05635	0.86121	493.6	547.7	270355.6	493.6
16	0.04173	0.91016	365.5	547.7	200202.5	365.5
17	0.02885	0.94526	252.7	547.7	138416.1	252.7
18	0.01856	0.96873	162.6	547.7	89065.1	162.6
19	0.01108	0.98333	97.1	547.7	53159.1	97.1
20	0.00611	0.99173	53.5	547.7	29328.0	53.5
21	0.00311	0.99621	27.2	547.7	14902.5	27.2
22	0.00145	0.99839	12.7	547.7	6948.6	12.7
23	0.00062	0.99938	5.4	547.7	2961.8	5.4
24	0.00024	0.99978	2.1	547.7	1149.7	2.1
25	0.00008	0.99993	0.7	547.7	404.8	0.7
26	0.00003	0.99998	0.2	0	0.0	0.0
27	0.00001	0.99999	0.1	0	0.0	0.0
28	0.00000	1.00000	0.0	0	0.0	0.0
	<b>SUMA</b>		<b>8760.0</b>		<b>2854139.2</b>	<b>8694.0</b>

Energía Bruta Anual MWh	=	2854.1
Disponibilidad de una turbina	=	0.95
Energía Neta Anual (MWh): En	=	2711.4
Energía MWh (Pot. nominal * Tiempo)	=	6570
Factor de planta de la turbina	=	En/Pot. Nom * T
Factor de planta de la turbina	=	41.3%

Donde:

La columna  $p(V)$  es la probabilidad correspondiente a la velocidad del viento que varia en un rango de 1m/s. La columna  $P(V)$  es la probabilidad acumulada correspondiente a las velocidades menores o iguales a la velocidad correspondiente a la columna  $V(m/s)$ . La columna  $Tiempo(h)$  presenta los valores de la curva de duración de velocidad que se gráfica en la figura No.3.1,

la columna  $P-V(kW)$  presenta los valores de la curva de potencia de la turbina eólica ajusta a la altura y temperatura del sitio, este ajuste se lo realiza más adelante, la columna *Energía (kWh)* representa la energía producida por la turbina y es el producto de la columna *Tiempo* por  $P-V$ . La última columna muestra el tiempo útil, o sea el tiempo que la turbina posee las condiciones óptimas para generar, esto es, en el rango de velocidades comprendido entre 3m/s y 25m/s.



*Figura No.3.1. Curva de velocidad del viento.*

### 3.3. TIPO DE TURBINA.

La selección del tipo de turbina se la realiza con la ayuda de catálogos de fabricantes, y analizando las curvas de potencia de las turbinas disponibles en el mercado con las características del sitio seleccionado. Para lo cual se tiene que ajustar la curva de potencia a la temperatura ( $15^{\circ}\text{C}$ ) y altura (2680msnm) del sitio. Este ajuste se realiza a dos tipos de turbinas y se muestra a continuación:

1. Se ajusta la densidad a la temperatura y altura del sitio por medio de la ecuación Ec. 1.26.

$$\rho = C_A * C_T * 1.2256 \frac{kg}{m^3}$$

2. Con los factores correspondientes para la temperatura y altura del sitio que se obtienen de las tablas No.1.2 y No.1.3, se realiza el ajuste de densidad:

$$C_A = 0.726 \quad \text{para } 2680 \text{ msnm}$$

$$C_T = 1.006 \quad \text{para } 15^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0.726 * 1.006 * 1.2256 \text{kg/m}^3$$

$$\rho = 0.895 \text{kg/m}^3$$

3. La densidad de diseño de las turbinas eólicas es la densidad estándar de  $1.2256 \text{kg/m}^3$ ; a  $15^\circ\text{C}$ , por lo tanto, a la curva de potencia de la turbina se la multiplica por la relación de densidades  $0.73025$ , para ajustar dicha curva. Los datos técnicos proporcionados por el fabricante de las turbinas se muestran en el anexo 3.

La turbina que más se ajusta a la curva de viento es la turbina Lagerwey LW 45/750kW, según se puede observar en la figura No. 3.2, para velocidades mayores a  $13 \text{m/s}$ , la salida permanece constante, mientras que para la turbina NORDEX N43/600kW, se tiene que la potencia de salida disminuye para estas velocidades; de esta manera se aprovecha las mayores velocidades del viento que generan mayor energía, según se observa en la tabla No. 3.3, que para las velocidades entre  $12$  y  $14 \text{m/s}$  se obtiene el máximo de generación.

Tabla No.3.3. Ajuste de la curva de potencia a la altura y temperatura del sitio.

Turbina: NORDEX N43/600			Turbina: Lagerwey LW 45/750	
Curva de Potencia kW			Curva de Potencia kW	
V(m/s)	Original	Ajustada	Original	Ajustada
3	1	0.7	20	14.6
4	12	8.8	40	29.2
5	40	29.2	50	36.5
6	70	51.1	75	54.8
7	115	84.0	100	73.0
8	185	135.1	150	109.5
9	270	197.2	225	164.3
10	360	262.9	400	292.1
11	450	328.6	525	383.4
12	530	387.0	675	492.9
13	590	430.8	750	547.7
14	630	460.1	750	547.7
15	650	474.7	750	547.7
16	635	463.7	750	547.7
17	625	456.4	750	547.7
18	610	445.5	750	547.7
19	600	438.2	750	547.7
20	594	433.8	750	547.7
21	592	432.3	750	547.7
22	590	430.8	750	547.7
23	580	423.5	750	547.7
24	575	419.9	750	547.7

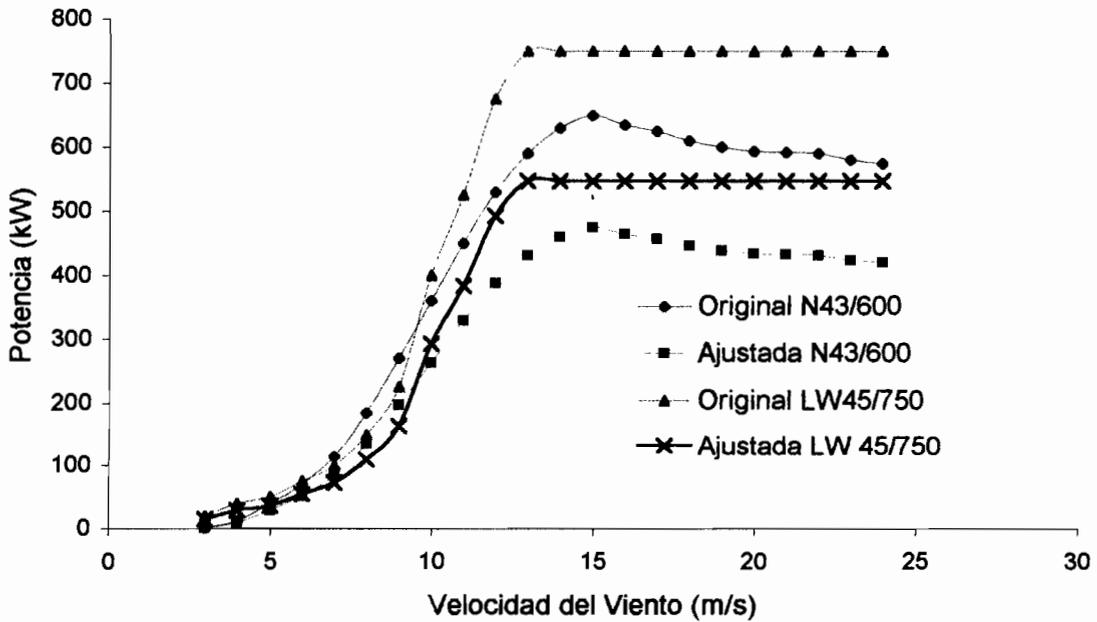


Figura No. 3.2. Ajuste de las curvas de Potencia.

### **3.4. DISPOSICIÓN DE LAS TURBINAS.**

Teniendo en cuenta que la potencia total a instalarse es de 7.5MW, usando 10 turbinas de 750kW, dispuestas de acuerdo a la figura No.3.3. en un arreglo espacial entre turbinas de 4 veces el diámetro del rotor, en la dirección prevaleciente del viento y 4 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular a la dirección del viento. Se asume que las pérdidas por arreglo de las turbinas son del 2%.

Para tener mayor confiabilidad en el sistema de interconexión entre las turbinas de la granja eólica, la conexión subterránea se la realiza en malla disminuyendo la posibilidad de salida de las turbinas debido a fallas en la conexión subterránea. Y, además, con la utilización de subestaciones pedestal tipo malla (Anexo 4), se puede dar mantenimiento individual a las turbinas sin interrumpir el funcionamiento de cualquiera de ellas. También se prevé una salida futura en la caja de maniobra de la central eólica.

### **3.5. INTERCONEXION.**

En la base de cada torre se coloca una subestación pedestal que eleva el voltaje de generación de 480V a 13.8kV. las turbinas dentro de la granja eólica están interconectadas mediante una red subterránea tipo malla que corre paralela a las filas de las turbinas; para luego, a la salida de la granja eólica, a través de una línea aérea a 13.8kV, conectarse con la subestación de transmisión que se encuentra a una distancia de 7.5km.

El estudio de flujos de potencia para conocer las pérdidas resistivas debido a los conductores se lo realiza para diferentes casos dependiendo del número de circuito y del conductor, de la siguiente manera:

- Caso 1. Conductor 266.8 mcm circuito simple.
- Caso 2. Conductor 266.8 mcm circuito doble.
- Caso 3. Conductor 4/0 AWG circuito simple.

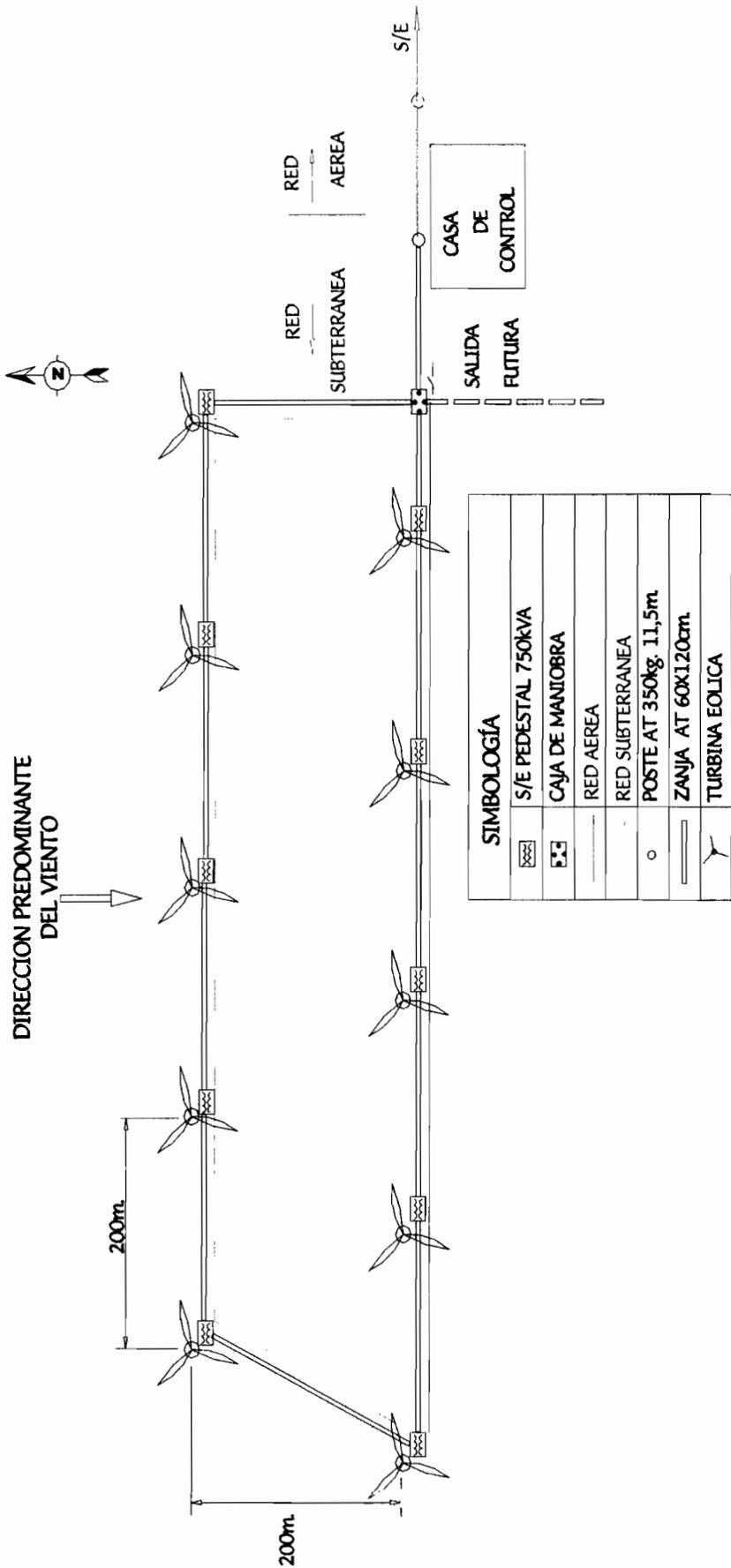


Figura No.3.3. Disposición de las turbinas eólicas sobre el terreno.

- Caso 4. Conductor 4/0 AWG circuito doble.  
 Caso 5. Conductor 2/0 AWG circuito simple.  
 Caso 6. Conductor 2/0 AWG circuito doble.

Los flujos de potencia para cada uno de los seis casos se muestran en las figuras No. 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, la tabla 3.4 muestra las pérdidas en energía, los costos para cada caso, se asume un factor de carga del sistema de 55%. Este cálculo se lo realizó con la potencia máxima de generación de la granja eólica.

Tabla No.3.4. Estimación de pérdidas en las líneas de transmisión.

Flujos	Pérdidas (kW)	Factor de carga	Pérdidas anuales(MWh)	Costos(millones) USD 0.1005/kWh
Caso 1	12	55%	57.8	5.81
Caso 2	28	55%	134.9	13.56
Caso 3	14	55%	67.5	6.78
Caso 4	31	55%	149.4	15.01
Caso 5	24	55%	115.6	11.62
Caso 6	56	55%	269.8	27.12

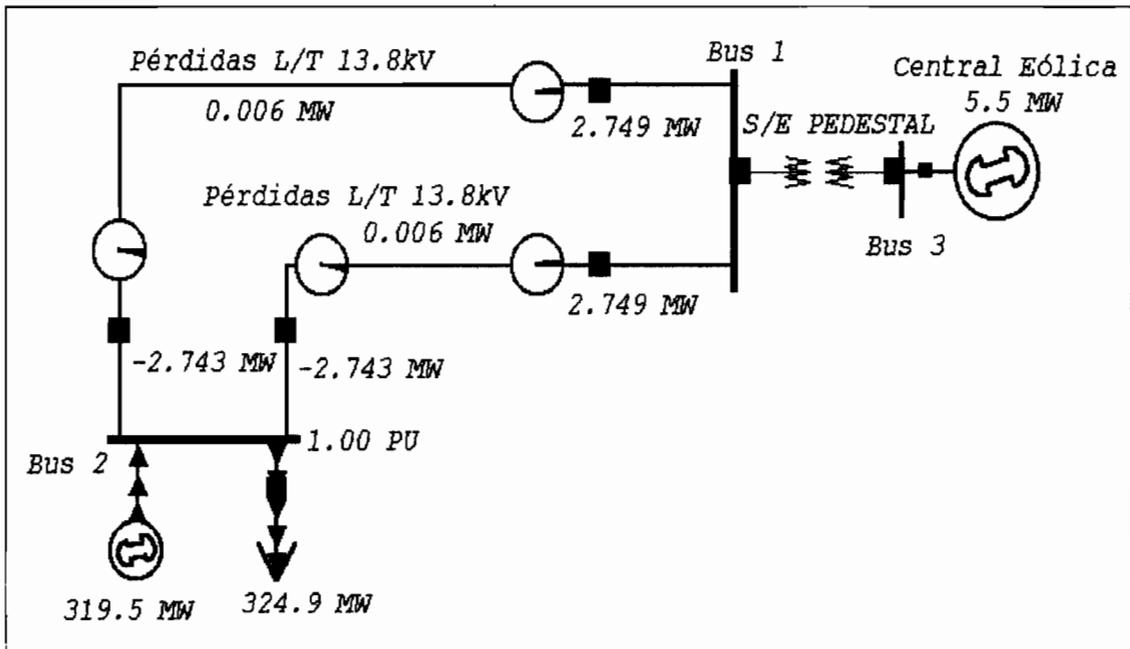


Figura No.3.4. Pérdidas en las L/T para conductor ACSR 266.8 MCM circuito doble.

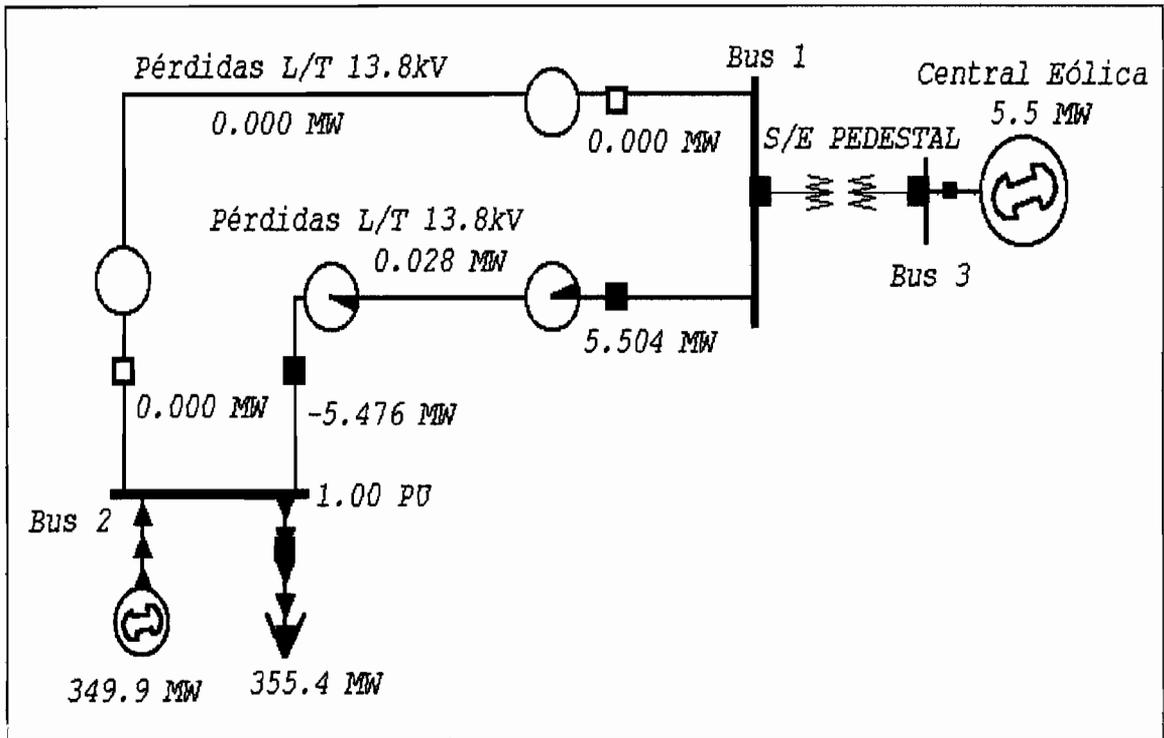


Figura No. 3.5. Pérdidas en las L/T para conductor ACSR 266.8 MCM circuito simple.

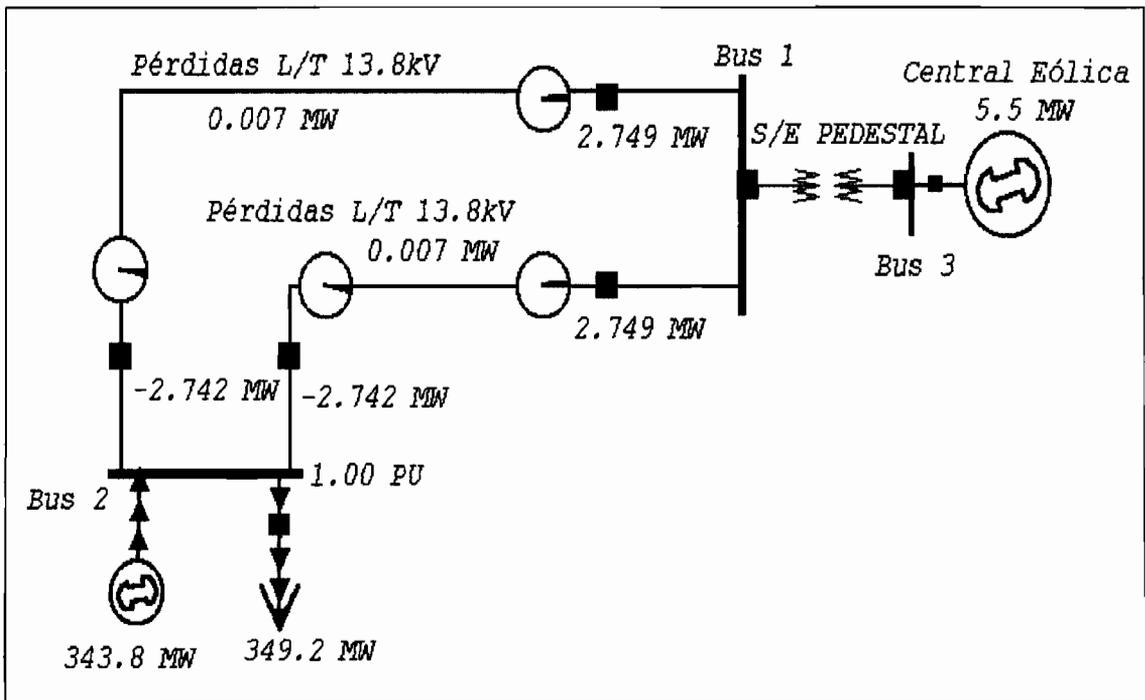


Figura No. 3.6. Pérdidas en las L/T para conductor ACSR 4/0AWG circuito doble.

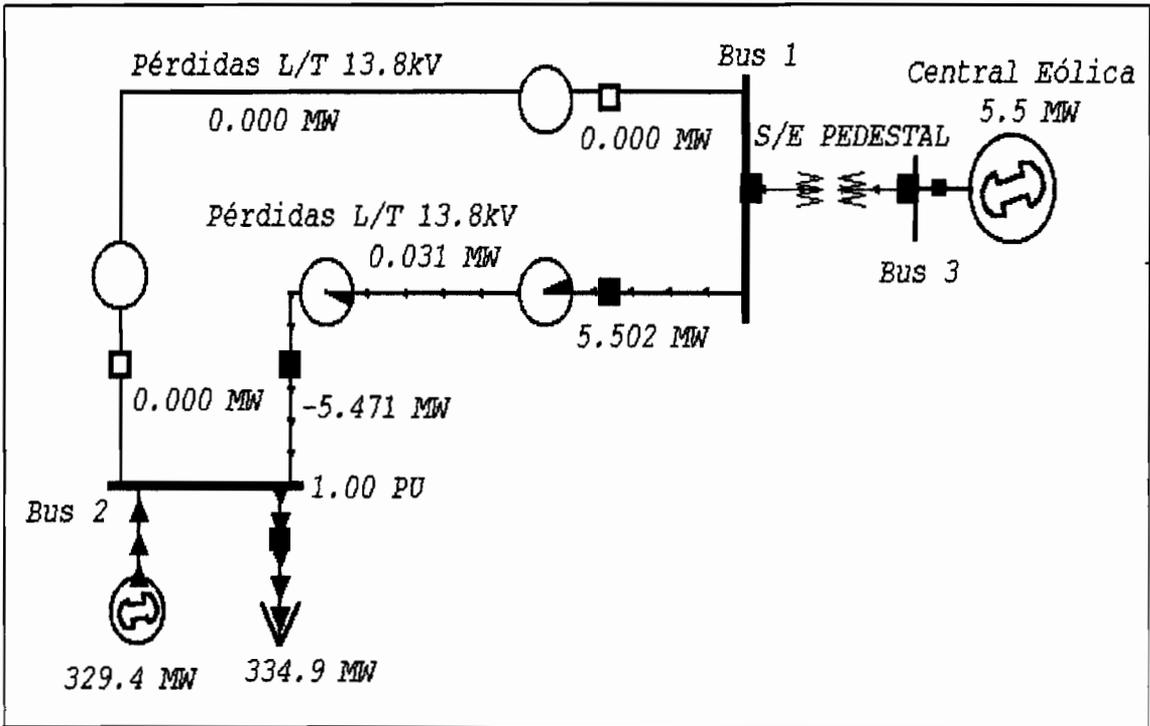


Figura No.3.7. Pérdidas en las L/T para conductor ACSR4/0AWG circuito simple.

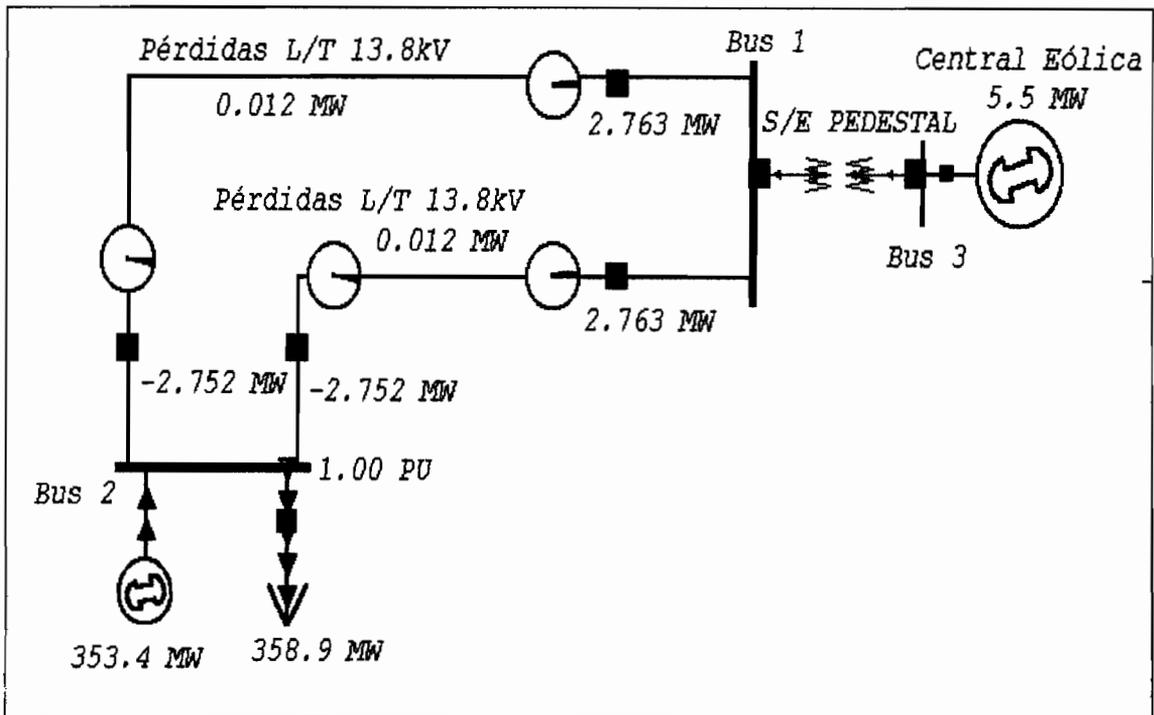


Figura No.3.8. Pérdidas en las L/T para conductor ACSR 2/0AWG circuito doble.

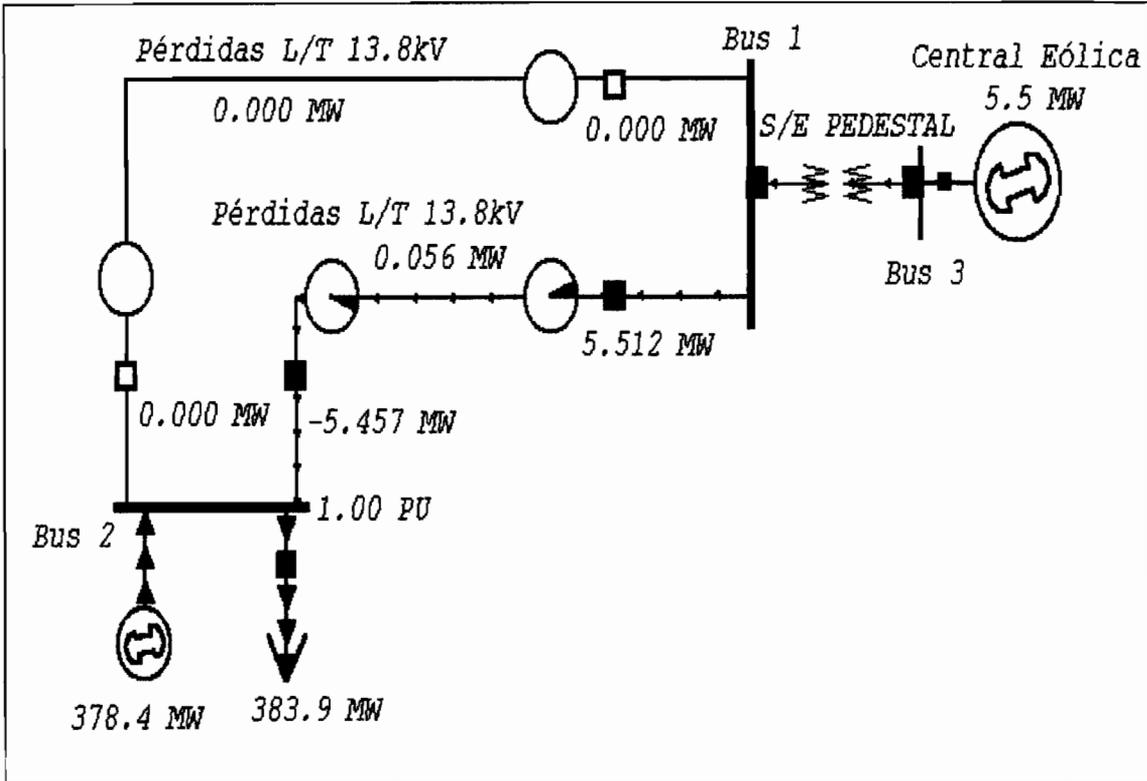


Figura No.3.9. Pérdidas en las L/T para conductor ACSR 2/0AWG circuito simple.

Del análisis de la tabla No.3.4 se elige la alternativa número 1 para la línea de transmisión por presentar menores pérdidas de energía.

### 3.6. PRODUCCIÓN TOTAL DE LA GRANJA EOLICA.

La producción de energía de una central eólica se obtiene al multiplicar la energía neta de cada turbina calculada según la tabla No.3.2. por el número de turbinas que conforman la central eólica; descontando las pérdidas en los porcentajes dados por la tabla No.2.9 y las pérdidas en la línea de transmisión según la tabla No.3.4.

A continuación se enuncian todos los elementos que se deben tomar en cuenta para calcular la energía neta producida.

Número de turbinas:

10

*Tabla No. 3.5. Energía neta de la granja eólica.*

	MWh/año	%
Producción de una turbina.	2,711.4	
Producción de la granja eólica.	27,114.0	100
Pérdidas por arreglo:	542.3	2
Pérdidas en L/T.	57.8	0.21
Turbulencias.	1,355.7	5
Tiempos muertos	4,067.1	15
Suciedad de las aletas	813.4	3
Energía neta de la granja eólica:	20,277.7	74.79

### 3.7. COSTOS DE LA GRANJA EÓLICA.

En la siguiente tabla se muestran los costos estimados para una granja eólica de 7.5 MW de potencia, estos costos de instalación incluyen los siguientes elementos:

- Análisis y valoración del recurso.
- Construcción de accesos.
- Construcción de fundaciones para las turbinas, transformadores pad mount y subestación.
- Entrega e instalación de la turbina y torre en el sitio.
- Instalación de sensores de velocidad y dirección del viento junto con los sistemas de comunicación asociados a las turbinas.
- Construcción de la red eléctrica subterránea de cada turbina al transformador pedestal.
- Construcción de instalaciones para operación y mantenimiento.
- Equipo de diagnóstico y mantenimiento.
- Partes de repuestos.
- Construcción e instalación del sistema de comunicación para el control y flujo de datos de cada turbina al centro de control.
- Chequeo de todos los sistemas para la correcta operación.
- Línea de transmisión desde la central hasta la S/E.

- Infraestructura, obras eléctricas, mejoras en la S/E de interconexión, se asume que todos estos trabajos se los realizará con mano de obra local.

Tabla No.3.6. Costos estimados de una central eólica de 7.5MW.

COSTOS ESTIMADOS		
PARA UNA GRANJA EOLICA DE 7.5 MW.(U.S.D.)		
DESCRIPCIÓN	POR TURBINA	PRECIO TOTAL
Turbinas Eólicas	660,591	6,605,912
Transporte:	Marítimo.	5,000
	Terrestre.	1,500
Proyecto De Ingeniería	3,315	33,150
Obras Civiles	75,000	750,000
Instalación De Torre Y Turbina	21,349	213,488
Supervisión	7,594	75,937
Subestación Pedestal (Pad Mount)	15,000	150,000
Chequeo De Turbinas.	713	7,125
Edificio De O&M	2,025	20,250
Partes De Repuestos	12,549	125,494
Equipo De Mantenimiento	17,100	171,000
Entrenamiento En O&M	8,194	81,938
Diligencias Debido Al Proyecto.	5,063	50,625
Línea de Transmisión de 7.5km	5,159USD/km	38,693
Infraestructura, obras eléctricas, trab.S/E	20 USD/kW	150,000
TOTAL		8,538,610
U.S.D./kW.		1,138.5

Además de estos costos, se consideran los costos de operación y mantenimiento que incluye normalmente los costos asociados con la operación rutinaria de las instalaciones. La mayoría de los costos de O&M están asociados con el mantenimiento, los mismos que generalmente se agrupan en:

1. Los costos no programados pero estadísticamente predecibles: visitas de mantenimiento rutinario para corregir el malfuncionamiento de las turbinas eólicas.
2. Los costos de mantenimiento preventivo programado para las turbinas eólicas y el sistema eléctrico de conexión entre las mismas.  
El mantenimiento correctivo y preventivo se los realiza durante todo el año y se incluyen en los costos de O&M ordinario de cada año.

3. Los costos asociados con el mayor overhaul programado y con el reemplazo de subsistemas de las turbinas. Estos costos ocurren en intervalos de 5, 10, 15 años. A este gasto se lo divide en anualidades a lo largo de la vida útil del proyecto.

Los costos totales de O&M se han calculado en 0.90 centavos de dólar por kWh para las centrales eólicas modernas, divididos de la siguiente manera: <sup>(35)</sup>

*Tabla No. 3.7. Costos de mantenimiento para la central eólica.*

	Costos USD/kWh	Energía Neta MWh/año	Costos USD/año
Mantenimiento Correctivo	0.0068	20,277.7	137,888
Mantenimiento Preventivo	0.0018	20,277.7	36,500
Overhaul Mayor	0.0004	20,277.7	8,111
Total	0.0090		182,499

Otro costo involucrado, es la depreciación de las instalaciones y que para nuestro caso se asume una depreciación lineal, teniendo un valor de salvamento o valor residual del 10% del costo de inversión, tabla No.3.8.

Además, se toma en cuenta en el ítem de *otros gastos* que corresponden a gastos tales como arriendo del terreno, seguros, inspección y supervisión que se estima en el 1% de los costos totales de instalación.

El total de presupuesto de inversión se lo cubre con un préstamo cuya tasa de interés es del 7.25% anual en dólares, a 15 años de plazo, con 2 años de gracia. Los siguientes datos son utilizados para la evaluación económica y financiera del proyecto:

Capacidad instalada	:	7.5MW
Producción anual de energía.	:	20,277.7 GWh
Año base.	:	2,000
Vida útil.	:	20 años.
Costo del Proyecto.	:	8,538,610 USD
Costo de operación y mantenimiento	:	182,499 USD por año.
Tiempo de construcción.	:	2 años

Primer año de Amortización.	:	2,004
Tasa de interés.	:	7.25%
Depreciación.	:	4.5%

*Tabla No.3.8. Depreciación de las instalaciones de la central eólica.*

Final del año	Costo de Inversión USD	Depreciación USD
0	8,538,610	0
1	8,154,373	384,237
2	7,770,136	384,237
3	7,385,899	384,237
4	7,001,662	384,237
5	6,617,425	384,237
6	6,233,188	384,237
7	5,848,951	384,237
8	5,464,714	384,237
9	5,080,477	384,237
10	4,696,240	384,237
11	4,312,003	384,237
12	3,927,766	384,237
13	3,543,529	384,237
14	3,159,292	384,237
15	2,775,055	384,237
16	2,390,818	384,237
17	2,006,581	384,237
18	1,622,344	384,237
19	1,238,107	384,237
20	853,870	384,237

La amortización para el préstamo requerido se calcula con los siguientes parámetros y se muestra en el flujo de caja:

<i>Costo del proyecto.</i>	:	8,538,610 USD
<i>Vida Útil.</i>	:	20 años.
<i>Tasa de interés.</i>	:	7.25 % anual
<i>Periodo de gracia.</i>	:	2 años
<i>Inicio del periodo de gracia.</i>	:	2002
<i>Número de pagos.</i>	:	15
<i>Primer año de pago.</i>	:	2,004

En un proyecto eólico se tiene un único ingreso que corresponde a la venta de la energía, que para el caso de nuestro país y de acuerdo al artículo 21 del Reglamento del Mercado Eléctrico Mayorista, el CONELEC establece los precios de la energía basándose en referencias internacionales de 10.05 centavos USD/kWh. Este precio estará vigente durante 10 años para las centrales eólicas que se construyan hasta el año 2004, luego de lo cual se establecerá nuevos precios de venta de energía no convencional.

Otro aspecto muy importante que el CONELEC establece es que no se reconoce pagos por potencia a las centrales no convencionales. Pero se menciona un pago adicional por transporte que se efectuará si la línea de transmisión requerida para la conexión entre la central y el punto de entrega es construida en su totalidad por el propietario de la central de generación. Este pago por transporte se establece en 0.06 centavos USD/kWh/km teniendo un límite máximo de 1.5centavos USD/kWh correspondiente a una línea de transmisión de 25km de longitud.

A continuación se presenta el flujo de caja para estas condiciones económicas citadas anteriormente. Como se puede observar se tiene una tasa interna de retorno del 12.22% superior a la tasa de interés del préstamo que es del 7.25%, lo que indica que un proyecto de estas características es rentable.

*Tabla No.3.9. Parámetros de cálculo*

Capacidad Instalada De La Planta (kW)	7,500.0
Inversión Inicial (USD)	8,538,610
Inversión Inicial Anual (USD/ kW/Año)	1,138.5
Energía Total Por Año (MWh)	65,700.0
Producción De Energía Anual (MWh)	20,278
Factor De Planta Promedio Anual	<b>30.9%</b>
Vida Util Del Proyecto (Años)	20
Costo Específico Inversión (Cen kWh/Año)	42.1
Costo De La Energía (Cent USD / Kwh)	<b>10.05</b>
Costo Por Transporte L/T 7.5km. (Cent USD/Kwh)	<b>0.45</b>
Tasa De Interés Del Préstamo	7.25%
Número De Años Préstamo	15
Tir Calculada Para Esta Condición	<b>12.22%</b>

<b>INGRESOS</b>	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
VENTA DE ENERGÍA		2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904
PAGO POR TRANSPORTE		91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249
VALOR RESIDUAL										
<b>TOTAL INGRESOS</b>		2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153
<b>GASTOS</b>										
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888
MANTENIMIENTO PREVENTIVO		36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500
OVERHAUL MAYOR		8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111
DEPRECIACIÓN		384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237
OTROS COSTOS DE OPERACION		85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386
<b>TOTAL GASTOS</b>		652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123
INGRESOS NETOS	-8,538,610	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030
DEPRECIACIÓN		384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237
<b>FLUJO DE INGRESOS</b>	-8,538,610	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268
INTERES		0	0	619,049	577,779	536,509	495,239	453,969	412,699	371,430
AMORTIZACION		0	0	569,241	569,241	569,241	569,241	569,241	569,241	569,241
<b>FLUJO FINANCIERO</b>	-8,538,610	1,861,268	1,861,268	672,978	714,248	755,518	796,788	838,058	879,328	920,598
<b>MINIMA TASA</b>		<b>7.25%</b>								
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>		<b>12.22%</b>								
<b>VALOR PRESENTE</b>		<b>S/. 8,538,610</b>								

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904	2,037,904
91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249	91,249
2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,129,153	2,983,014
137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888	137,888
36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500	36,500
8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111	8,111
384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237
85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386	85,386
652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123	652,123
1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	1,477,030	2,330,891
384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237	384,237
1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	1,861,268	2,715,129
330,160	288,890	247,620	206,360	165,080	123,810	82,540	41,270	-	-	-
569,241	569,241	569,241	569,241	569,241	569,241	569,241	569,241	-	-	-
961,868	1,003,138	1,044,408	1,085,678	1,126,947	1,168,217	1,209,487	1,250,757	1,861,268	1,861,268	2,715,129

### 3.8. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS.

Con el objeto de tener un punto de referencia acerca de estado general de la energía eólica en comparación con otras fuentes de generación eléctrica, se lleva cabo una evaluación de alternativas para determinar las bondades que tiene este tipo de energía frente a las fuentes energéticas convencionales.

Los costos de instalación para diferentes tipos de centrales de generación se muestran a continuación.

*Tabla No. 3.10. Costos de instalación para diferentes tipos de centrales de generación.*

Tipo de Central	Costo de Instalación (USD/kW)
Térmica de Ciclo Abierto.	500
Térmica Vapor.	800-900
Combustión Interna.	700
Hidráulica.	1000-1500

Fuente: CONELEC.

Según la tabla No. 3.6. el costo de instalación de una central eólica de pequeña escala es de 1139 USD/kW, este costo es mayor a los costos de instalación de las tres primeras centrales de la tabla No. 3.10, y que es comparable sólo dentro del rango de las centrales hidráulicas.

Existe una diferencia fundamental entre estos tipos de centrales que está dada por los altos costos de operación de las centrales Térmicas y de combustión interna, cuya principal causa son los elevados costos de los combustibles que dichas centrales requieren para su funcionamiento.

Por otro lado, las centrales eólicas e hidráulicas utilizan combustibles que no involucran costos, por lo que ofrecen bajos costos de operación y mantenimiento, mientras exista disponibilidad del recurso que utilizan para su funcionamiento.

Además, la generación eólica involucra una economía de escala, esto es, si comparamos entre los precios de una turbina de 150kW con una de 600kW, se tiene la diferencia de precios es el triple antes que el cuádruplo, la razón es debido a que existe una economía de escala dada por ejemplo en que la cantidad de trabajo involucrado en la construcción de ambas turbinas es similar, las características de seguridad, cantidad de equipo electrónico para el funcionamiento es parecido.

También, existe cierta economía de escala en la operación de una granja eólica más que en turbinas individuales, en la adquisición de equipo especial como por ejemplo grúas de gran tamaño para la instalación, accesos y adecuación de vías, visitas de mantenimiento semestral, vigilancia y administración que no dependen directamente de la capacidad instalada de la central. Por lo que los costos por kW instalado pueden disminuir mientras más unidades tenga la granja eólica.

Sin embargo, este tipo de centrales requieren de una fuerte inversión inicial, representada principalmente por la adquisición de la turbina y la torre que es el rubro de mayor peso tal como se puede observar en la tabla No. 3.6, y representa el 72% de los costos de instalación.

Una ventaja de la energía eólica es los cortos periodos de construcción, típicamente de un año, esto es particularmente importante en sistemas donde la capacidad de generación puede ser añadida rápidamente para sustituir energía generada a mayores costos.

Otro parámetro de evaluación lo constituyen los costos de la energía generada así:

*Tabla No. 3.11. Costos de generación.<sup>(46)</sup>*

Tipo de Central	Costo (Cent. USD/kWh)
Carbón.	4.8 - 5.5
Gas Natural.	3.9 - 4.4
Hidráulica.	5.1 - 11.6
Biomasa.	5.8 - 11.6
Nuclear.	11.1 - 14.5
Eólica.	4.0 - 6.0

Esta tabla muestra que la energía eólica posee costos de generación bajos que compiten con las otras fuentes de generación de energía, y si tomamos en cuenta el incremento de la competitividad de costos por kWh, los mismos que han disminuido en un 30% desde 1987 y se espera que disminuyan entre el 20-30% en los próximos 5 años<sup>(46)</sup>. Que acompañado con el alto grado de desarrollo tecnológico que utiliza este tipo de generación constituye la gran revelación en cuanto a desarrollo limpio y económico se refiere.

Otro aspecto que juega un rol muy importante en la selección de alternativas lo constituyen los incentivos que cada país proporciona a los inversionista con el afán de atraer recursos económicos hacia un determinado sector; en el caso del Ecuador, no se ofrece incentivos directos, sino a través de la fijación de precios de venta de energía tal como se lo puede observar en la siguiente tabla:

*Tabla No.3.12. Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales.*

Tipo de Central	Precio (Cent. USD/kWh)
Eólica.	10.05
Fotovoltaica.	13.65
Biomasa - Biogás.	10.23
Geotérmica.	8.12

Fuente: CONELEC.

Dependiendo de los costos de producción se tendrá un incentivo cuyo margen de rentabilidad es variable, siendo de mayor beneficio económico cuando los costos de producción sean menores y se genere con mayor eficiencia, de acuerdo a las tendencias actuales.

## PRINCIPALES CENTRALES EÓLICAS DEL MUNDO.

PRINCIPALES CENTRALES EÓLICAS DEL MUNDO.....	126
4.1. CENTRAL EÓLICA TEJONA COSTA RICA.....	126
4.2. CENTRAL EÓLICA LAKE BENTON I.....	127
4.3. CENTRAL EÓLICA LAKE BENTON II.....	128
4.4. CENTRAL EOLICA BIG SPRING.....	129
4.5. CENTRAL EOLICA STORM LAKE .....	131
4.6. CENTRALES EÓLICAS EN CALIFORNIA.....	132
4.6.1. Tehachapi Pass .....	132
4.6.2. Altamont Pass.....	133
4.6.3. San Gorgonio Pass.....	133
4.7. CENTRAL EOLICA LAKOTA RIDGE.....	134
4.8. CENTRAL EÓLICA SHAOKATAN HILLS.....	135

## **PRINCIPALES CENTRALES EÓLICAS DEL MUNDO.**

La energía eólica ha experimentado un sorprendente crecimiento alrededor del mundo, principalmente en los países desarrollados como USA, ALEMANIA, DINAMARCA, en donde se han establecido diversos tipos de incentivos especiales para la promoción, difusión y desarrollo de este tipo de energía.

Actualmente constituye una alternativa energética ambiental en países como la India y China, que en cuestión de pocos años han logrado convertirse en países con un elevado porcentaje de la capacidad instalada mundial. Y con una eficaz transferencia tecnológica fabrican turbinas con patente internacional abaratando costos con relación a turbinas y equipos importados.

A continuación se presentan las principales centrales eólicas de gran capacidad.

### **4.1. CENTRAL EOLICA TEJONA COSTA RICA.**

El proyecto plantas eólicas es propiedad privada y opera una instalación de 20MW eólicos cerca de Tejona en Costa Rica. La electricidad generada por esta planta es vendida al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que abastece una porción de la demanda del país.

El proyecto consiste de 55 turbinas de velocidad variable KENETECH Modelo 33M-VS de tercera generación, proyecciones iniciales indica que el proyecto produce entre 78 y 98GWh anuales, que desplazan las emisiones de gases causantes del efecto invernadero provenientes de la quema de combustibles fósiles en las plantas térmicas.

El costo total de capital fue estimado en USD 27 millones en el año de 1994, en el que se incluyen los costos asociados con las instalaciones físicas de la planta, costos de transmisión e interconexión, costos que no están asociados a

las instalaciones tales como los costos legales y financieros asociados con el desarrollo del proyecto.

Este proyecto forma parte del portafolio Costarricense para incrementar la producción de energía mediante el uso de energías renovables. Es el primer proyecto a escala comercial de energía eólica en Latinoamérica y el más grande proyecto privado en Costa Rica. Además, es compatible con el compromiso de Costa Rica y las Naciones Unidas para el cambio climático mediante la promoción y cooperación para el desarrollo, aplicación y difusión, incluido la transferencia de tecnología, control, reducción o prevención de emisiones de los gases del efecto invernadero.

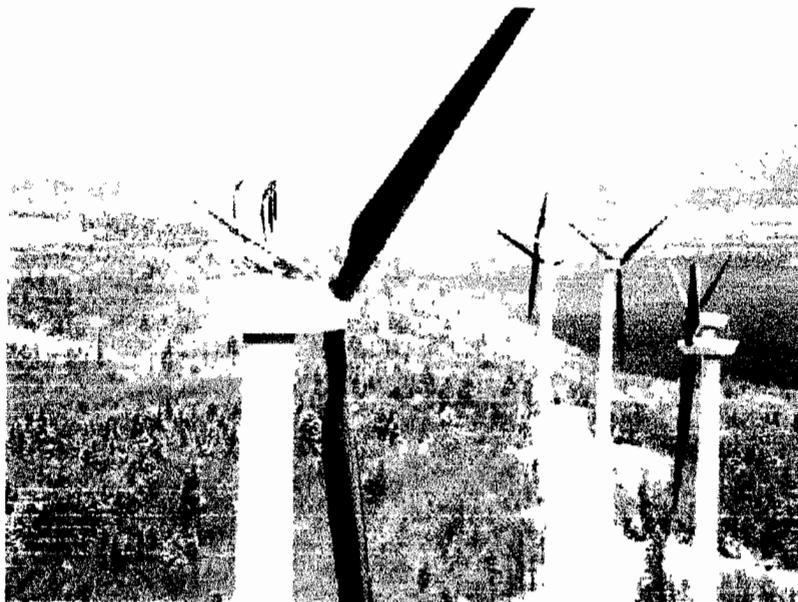
#### **4.2. CENTRAL EOLICA LAKE BENTON I<sup>(49)</sup>**

Buffalo Ridge presenta excelentes características topográficas a través de cientos de kilómetros de praderas libres de obstrucciones, con velocidades de viento semejantes a las encontradas en California de 26Km/h a 30m sobre el nivel del suelo.

Lake Benton I un proyecto de 107MW fue puesto en licitación en octubre de 1994, la repuesta fue extraordinaria. Northern States Power Company NSP recibió 17 propuesta para la construcción de diferentes fabricantes y promotores de energía eólica del mundo. Esta licitación fue ganada por Zond Development Corp., subsidiaria de Enron Wind Corp.(EWC),.

EWC encontró ciertos elementos que pueden afectar al viento, ligeras obstrucciones que reducen la velocidad puede variar grandemente la energía de salida de la planta. EWC instaló 25 anemómetros que determinaron un arreglo bastante disperso de las turbinas. Un total del 2% de la tierra fue afectada, con mínimos impactos ambientales.

Lake Benton I utiliza turbinas serie Z-750kW, upwind, sistema de direccionamiento, rotor de tres aletas, torre tubular de 53m sobre el nivel del suelo, aletas de 23.2m, área barrida 1810m<sup>2</sup>.



### 4.3. CENTRAL EOLICA LAKE BENTON II

Lake benton II es una granja eólica de 104MW que produce 355 GWh, es la tercera central eólica más grande del mundo. En abril de 1998 la empresa Lake Benton Power subsidiaria de la corporación eólica Enron firmaron una contrato de venta de energía con Northern States Power NSP para abastecer con 104MW durante 25 años. El 20% de NSP es abastecido con energías renovables.

Esta granja consta de 138 turbinas eólicas de 750kW Z750 de Zond Energy Systems, el mayor fabricante de turbinas eólicas en USA. La serie Zond Z750 utilizan velocidad variable y una configuración de frecuencia constante que permite seleccionar el factor de potencia a ser usado, mejora la calidad de energía e incrementa la eficiencia aerodinámica de las turbinas al mismo tiempo que reduce las cargas mecánicas.

Este proyecto consta de cuatro etapas, una vez terminada la construcción tendrá una capacidad instalada de 425MW. La primera fase de Lake Benton,

lake Benton I tiene una potencia instalada de 107MW y consta de 143 turbinas y fue la primera granja eólica de más de 100MW. NSP planea construir 825 MW en nuevas instalaciones eólicas para el año 2012.

El tiempo de construcción de Lake Benton I y Lake Benton II fue de 2 años, NSP desarrollo el 40% de las nuevas instalaciones eólicas en USA durante este tiempo. Los agricultores involucrados en el proyecto reciben un pago anual por el uso de la tierra lo que ayuda a estos a ganar adicionales ingresos.

#### *Datos técnicos*

##### Fundaciones:

Base:	losa de 37'x37'x3 con columnas de 15.5'x15.5'x6'
Concreto:	415 toneladas por fundación.
Reforzada con acero:	10 toneladas por fundación.

##### Torre:

Tipo de torre:	Tubular.
Altura:	51m.
Peso:	62 Toneladas.

##### Aletas:

Longitud:	24m
Diámetro del rotor:	51m
Velocidad de rotación:	18-34 rpm
Área barrida:	21124pies cuadrados por turbina.

#### **4.4. CENTRAL EOLICA BIG SPRING.<sup>(48)</sup>**

En 1993, TXU Electric and Gas investigó el nivel de la demanda de las energías renovables en Texas. Incentivado por el entusiasmo de los consumidores hacia las energías verdes, TXU examinó las oportunidades por la generación eólica, y en diciembre de 1998, reveló USD 48 millones para el proyecto eólico Big Spring cerca de Midland, Texas.

Desarrollado por York Research, Big Spring consiste de 46 turbinas con una capacidad total de 34MW. La fase final de este proyecto fue completada en abril de 1999. Big Spring está construido en un área aproximada de 23km<sup>2</sup> a 80 Km. al este de Midland, sobre elevaciones entre 60-90m sobre las áreas circundantes. Con velocidades promedio anuales entre 29.6 a 35.7 km/h.

Las turbinas fueron manufacturadas por Vestas Wind Systmens AS, de Lem, Dinamarca, líder mundial en tecnología eólica. Este proyecto está dividido en tres fases, fase I consiste de 16 turbinas Vestas V47 de 660kW, la fase II consiste de 26 turbinas Vestas V47 y la fase III consiste de 4 turbinas Vestas V66 de 1650kW, la turbina comercial más grande del mundo.

Vestas recibió USD 30 millones por 46 turbinas en mayo de 1998, después de 6 meses de negociaciones. Empezando la construcción de la primera turbina en las instalaciones de Ringkobing en el tercer cuarto de 1998. se ensambló la primera turbina en diciembre, 1998 marcó el inicio de la construcción de la primera fase que fue concluida en febrero de 1999, la segunda fase en marzo, y la tercera fase en abril de 1999. Big Spring recibió los certificados de operación comercial por parte de TXU en mayo 17 de 1999.

*Características de las turbinas:*

Características	V66	V47
Potencia (kW)	1650	660
Altura de la Torre (m)	79.9	64.9
Diámetro del rotor (m)	65	46.9
Área barrida por el rotor (m <sup>2</sup> )	3412	1518
Velocidad de Inicio (m/s)	4.0	4.0
Velocidad óptima de operación(m/s)	17.7	17
Velocidad de corte (m/s)	25	19.8

Ambos tipos de turbinas tienen tres aletas, en configuraciones de 3.5x10 veces el diámetros del rotor.

#### 4.5. CENTRAL EOLICA STORM LAKE<sup>(46)</sup>

Storm Lake esta ubicado en los condados Buena Vista y Cherokee al nor este de Iowa, con una potencia instalada de 193MW eólicos que produce una energía anual de 650GWh, es el mayor emplazamiento eólicos construido en el mundo hasta estos días.

Este proyecto utiliza 257 turbinas serie Zond Z-750, idénticas a las usadas en el proyecto lake Benton II, estas turbinas están certificadas durante una vida útil de 30 años. Su construcción empezó en octubre de 1998 y se termino en junio de 1999.

##### *Datos técnicos*

##### Fundaciones:

La fundación de cada turbina consiste de 4 cajones taladrados de 5 pies de diámetro y 35 pies de profundidad.

Base:	40'x40' espaciado 1-2000 pies
Concreto:	200 toneladas por fundación.
Reforzada con acero:	5 toneladas por fundación.

##### Torre:

Tipo de torre:	Lattice.
Altura:	63m.
Peso:	57 Toneladas.

##### Aletas:

Longitud:	24m
Diámetro del rotor:	50m
Velocidad de rotación:	18-34 rpm
Área barrida:	21124pies cuadrados por turbina.

## 4.6. CENTRALES EÓLICAS EN CALIFORNIA.<sup>(50)</sup>

Nombre del Proyecto.	Potencia Instalada MW	Energía Anual	Usuarios.
Altamont Pass	531	637 M kWh.	Pacific Gas & Electric
Pacheco Pass	16	22.3 M kWh.	Pacific Gas & Electric
San Gorgonio Pass	306	805 M kWh	So. California Edison.
Solano County	80	97.1 M kWh	Pacific Gas & Electric
Tehachapi	618	1.2 B kWh	So. California Edison.

Capacidad Instalada hasta 1998 MW = 1,553

Capacidad instalada recientemente 1999 MW: 283.67

Capacidad planeada MW = 268.61

### 4.6.1. Tehachapi Pass

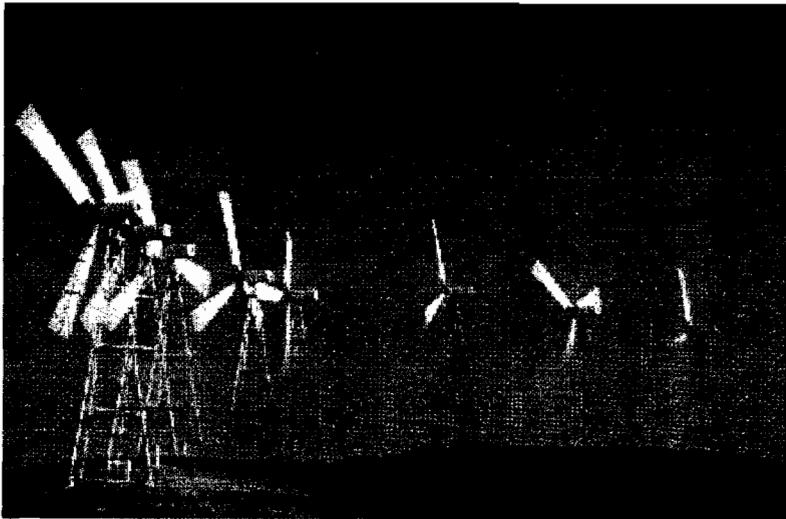
Tehachapi Pass es uno de los más grandes productores de energía eólica. Mas de 5,000 turbinas en el área de Tehachapi-Mojave que genera aproximadamente 1.3 TWh. (1,300,000,000 kWh) por año. Esto es suficiente para satisfacer las necesidades de más de 500,000 Californianos y cerca de un millón de Europeos.



#### **4.6.2. Altamont Pass.**

Aunque Altamont Pass aún contiene la concentración más grande del mundo de turbinas eólicas, este ha sido superado por Tehachapi-Mojave que genera mas electricidad. Las 6,000 turbinas eólicas en Altamont pass genera entre 1 - 1.2 TWh (1,000,000,000-1,200,000,000 kWh) por año.

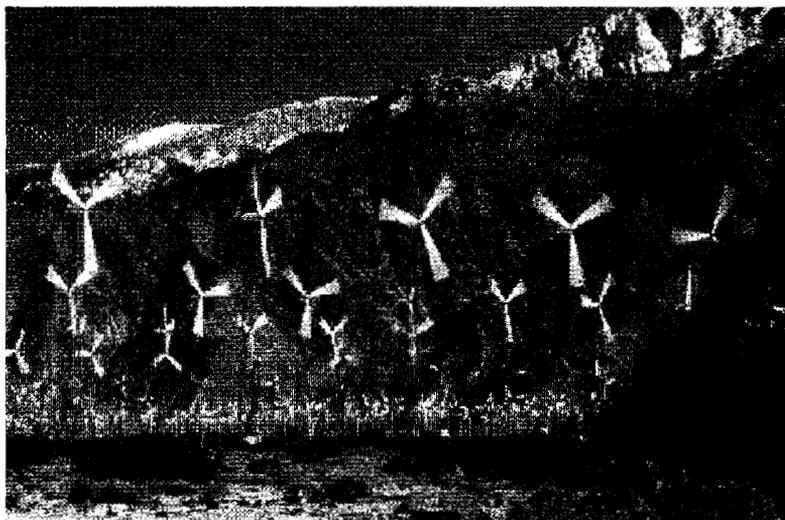
Kenetech opera más de 3,500 turbinas modelo 56-100 en Altamont Pass. A diferencia de la mayoría de turbinas, estas maquinas usen un rotor downwind. El modelo 56-100 utiliza rotores de 17.8 m de diámetro.



Kenetech Windpower's 56-100

#### **4.6.3. San Gorgonio Pass.**

San Gorgonio Pass esta cerca de Palm Springs la tercera concentración mas grande de turbinas eólicas en California. Hay más de 3,500 turbinas instaladas, una gran cantidad en el valle de Whitewater Wash.



**Whitewater Wash.**

#### **4.7. CENTRAL EOLICA LAKOTA RIDGE.**

Potencia Instalada:	11.25MW.
Tipo de Turbina:	15 Turbinas Eólicas Micon M1800-750kW, torre de 56m de altura y rotor de 48 m de diámetro.
Localización del Proyecto:	15 millas al norte de Lago Benton en Condado de Lincoln en Minnesota.
Descripción del sitio:	640 acres en la cordillera conocida como Buffalo Ridge
Disposición de las Turbinas:	En lo más alto de las elevaciones con un espaciamiento mínimo de 5 veces el diámetro del rotor
Estado del proyecto:	Operando completamente.
Producción de energía:	Producción anual esperada 30 GWh.
Características Especiales:	Buffalo Ridge es una franja de terreno de 75millas de longitud y 20 millas de ancho que corre diagonalmente desde Dakota del Norte y Sur entra al sur-oeste de Minesota y termina en el norte de Iowa. Con una altura de 200 pies en lo más alto de la elevación existiendo excelentes características para proyectos de energía eólica.

#### 4.8. CENTRAL EÓLICA SHAOKATAN HILLS

Potencia Instalada:	11.88MW.
Tipo de Turbina:	18 Turbinas Eólicas Vestas V47-660kW, torre de 65m de altura y rotor de 47 m de diámetro.
Localización del Proyecto:	15 millas al norte de Lake Benton en Condado de Lincoln en Minnesota. En el limite entre minnesota dakota del sur.
Descripción del sitio:	1500 acres en la cordillera conocida como Buffalo Ridge
Disposición de las Turbinas:	al azar en los más alto de las elevaciones con un espaciamiento mínimo de 5 veces el diámetro del rotor
Estado del proyecto:	Operando completamente desde Julio de 1999.
Producción de energía:	Producción anual esperada 36 GWh.
Características Especiales:	Buffalo Ridge es una franja de terreno de 75millas de longitud y 20 millas de ancho que corre diagonalmente desde Dakota del Norte y Sur entra al sur-oeste de Minnessota y termina en el norte de Iowa. Con una altura de 200 pies en lo más alto de la elevación existiendo excelentes características para proyectos de energía eólica.

Un caso especial son los países europeos como Dinamarca, Alemania, Holanda en donde no se encuentra centrales eólicas de gran capacidad debido al poco espacios físico que se tiene, especialmente en Dinamarca donde el 80% de la capacidad instalada pertenece a personas o a pequeñas cooperativas eólicas dueñas de turbinas instaladas en sus propios terrenos; y el resto pertenece a las compañías eléctricas con parques eólicos relativamente grandes.

## POSIBLES APLICACIONES

POSIBLES APLICACIONES.....	137
5.1. CARACTERÍSTICAS DE MEDICIÓN DEL RECURSO EÓLICO...	137
5.2. SITIOS CON EXCELENTES CONDICIONES EÓLICAS.....	138
5.3. VALORACIÓN DE LOS SITIOS.....	142

## POSIBLES APLICACIONES

Nuestro país por su localización geográfica equinoccial se caracteriza por ser una zona de convergencia de los vientos, donde la fuerza de Coriolis es pequeña o nula y no se presentan movimientos de aire en la horizontal que sean de amplia extensión. La fuerte radiación solar da origen a movimientos de convección obligando al aire a moverse verticalmente. Los vientos obedecen a factores localizados a extensiones de terreno cuyo origen se debe a diferencias de temperaturas entre zonas próximas como las brisas marinas, los vientos de montaña y valle, y, a micro zonas con características específicas que forman los microclimas que dan origen a la formación de vientos locales.

### 5.1. CARACTERÍSTICAS DE MEDICION DEL RECURSO EÓLICO.

El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI posee estaciones meteorológicas en todo la geografía Ecuatoriana que han sido instaladas con propósitos agro meteorológicos y no con fines energéticos, cuya alturas e intervalos de medición no corresponden a estaciones para análisis orientados hacia el aprovechamiento energético mediante la instalación de turbinas eólicas.

Estas estaciones proporcionan valores estadísticos mensuales que se obtienen sobre la base de 3 observaciones diarias, 07,13 y 19h00, tomadas para cada una de las 8 direcciones: N, NE, E, ES, S, SW, W, NW.

Las estaciones meteorológicas se agrupan en 3 categorías:

*Tabla No.5.1. Tipos de Estaciones Meteorológicas.*

Categoría	Número de Estaciones	Características.
I Orden	7	Registran valores diarios de dirección y velocidad del viento a las 7,13 y 19horas
II y III Orden	90	Registran valores mensuales de velocidad media del viento a las 7, 13 y 19 horas.

La mayoría de estas estaciones 61 se encuentran ubicadas en la región interandina, 26 en el litoral y 10 en la amazonía.

Cada estación obtiene valores medios mensuales en base a los registros medios calculados con las 3 observaciones diarias. Además, se muestra la frecuencia en porcentaje con relación al total de observaciones de viento realizadas.

También se obtiene en porcentaje mensual de calmas o sea velocidad cero, registradas con un mínimo de 20 datos medios diarios para los valores medios mensuales de velocidad y frecuencia.

## **5.2. SITIOS CON EXCELENTES CONDICIONES EÓLICAS.**

De acuerdo a la información proporcionada por los anuarios meteorológicos, y tomando en cuenta todas las estaciones cuya velocidad media es mayor a 4m/s, y que se muestran en la tabla No. 5.2. se realiza una selección de sitios con características para generación eólica.

Esta selección corresponde a una prospección indirecta basada en registros meteorológicos que no han sido debidamente verificados a través de la instalación de equipos adecuados para la medición del viento orientada al aprovechamiento mediante generación eólica. Estos registros son discontinuos y el periodo de análisis va desde el año 1991 hasta en año 1997 a excepción del año 1995.

El cálculo de la potencia media disponible en el viento y la energía se lo realiza para la dirección en la cual la velocidad media es mayor, tomando en cuenta la frecuencia del viento, tabla No. 5.3, no necesariamente se tiene que desechar las otras direcciones ya que también se puede captar la energía proveniente de estas.

Tabla No. 5.2. ESTACIONES METEOROLOGICAS CON CARACTERISTICAS ENERGETICAS																			
		VELOCIDAD MEDIA Y FRECUENCIAS DEL VIENTO (Valor Anual)																	
CODIGO	ESTACIONES	Promedio de los años	N		NE		E		SE		S		SW		W		NW		calma
			m/s	%	m/s	%	m/s	%	m/s	%	m/s	%	m/s	%	m/s	%	m/s	%	%
M001	INGUINCHO	91 al 97	2.6	7.0	4.7	15.9	4.9	36.0	3.1	5.1	2.3	4.5	0.8	1.6	1.8	4.4	1.1	2.4	22.0
M023	OLMEDO-PICHINCHA	91-94-96	2.8	12.2	4.2	14.6	6.1	42.1	3.9	5.1	1.4	2.0	0.5	0.8	0.0	0.0	1.1	1.2	21.1
M031	CAÑAR	91 al 97	2.2	8.7	1.1	1.2	2.5	3.7	4.6	32.7	3.2	12.6	1.1	0.3	1.2	0.4	2.1	3.6	36.9
M047	MANTA-INOCAR	94-96-97	0.5	0.0	0.1	0.0	0.4	0.3	1.9	4.7	4.6	22.0	5.1	31.0	5.8	33.0	4.9	4.0	4.3
M129	CALUMA	91 al 96	0.0	0.0	3.9	31.5	0.0	0.0	3.7	20.4	0.0	0.0	3.6	11.9	0.0	0.0	3.6	32.1	4.0
M141	EL LABRADO	91 al 97	0.7	0.8	3.8	15.3	3.3	9.4	1.8	3.6	0.6	1.0	4.2	15.0	4.5	15.9	2.1	3.1	35.4
M147	YANGANA	91 al 97	0.0	0.0	5.0	9.8	3.8	3.7	11.8	54.7	0.1	0.0	8.7	26.1	0.7	0.2	3.8	6.0	2.7
M148	CELICA	91 al 97	3.3	6.2	2.0	1.2	4.9	16.8	2.4	2.1	3.3	12.0	1.8	3.5	4.8	12.5	1.2	1.2	44.8
M153	MUISNE	91-93-94	0.7	0.8	0.3	0.3	0.5	1.0	0.2	0.3	5.6	32.4	3.1	4.7	2.7	15.9	0.6	0.5	44.0
M173	PLAYAS-G	91-92-93-94	3.0	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.7	16.2	0.0	0.0	4.2	69.5	0.1	0.1	0.3
M174	ANCON	91-92-94-97	0.0	0.0	0.6	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	4.1	80.3	0.1	0.1	3.3	16.4	2.4
M193	EL PROGRESO	91 al 96	0.4	0.2	1.3	3.3	3.3	21.5	4.1	64.7	3.0	3.6	0.8	1.3	0.1	0.1	0.1	0.0	4.8
M221	SAN CRISTOB.	93-94-96-97	0.5	2.0	0.3	0.0	1.2	1.9	4.5	46.0	4.8	35.7	2.0	2.3	0.4	0.8	0.6	0.0	9.9
M243	PUNGALES	91-93-94-96-9	5.0	76.7	4.0	4.0	0.5	0.2	0.2	0.1	1.8	4.3	0.5	0.8	0.8	0.5	0.7	0.6	12.8
M258	QUEROCHACA	91 al 97	2.7	5.3	3.5	6.7	5.6	31.5	4.3	10.8	2.9	7.8	2.4	8.5	1.7	5.5	1.6	1.2	21.8
M269	ESMERALDAS	94-96	1.4	1.5	0.6	1.0	0.0	0.0	2.0	3.0	2.9	27.5	4.3	22.0	6.4	33.0	5.8	11.0	3.0
M390	URBINA	94	8.1	71.9	5.5	5.5	2.7	3.3	1.6	1.0	3.5	6.4	0.2	0.3	1.1	0.7	2.3	1.8	8.5
MA2T	TOMALON	91 al 96	1.2	4.7	3.9	16.1	5.3	9.2	7.1	19.3	1.6	1.9	2.5	17.3	1.8	11.1	1.5	4.0	15.3
MA37	LAGUACOTO	94	3.4	5.2	0.9	0.8	4.8	10.7	4.5	27.2	2.3	16.4	1.6	2.4	2.4	12.6	2.1	2.3	22.0

Tabla No. 5.3. Potencia Media y Energía Anual.

CODIGO	ESTACIONES	Velocidad Media Anual m/s	Altura msnm	Temperatura °C	Densidad kg/m <sup>3</sup>	Potencia Media W/m <sup>2</sup>	Energía Anual kWh/m <sup>2</sup>
M001	INGUINCHO	4.9	3140	10.4	0.85	96.2	837.8
M023	OLMEDO-PICHINCHA	6.1	3120	12.5	0.85	184.4	1609.4
M031	CAÑAR	4.6	3083	11.6	0.85	80	696.1
M047	MANTA-INOCAR	5.8	3	24.9	1.18	221.2	1929.8
M129	CALUMA	3.9	350	22	1.15	65.9	572.1
M141	EL LABRADO	4.5	3335	9.4	0.83	72.7	632.5
M147	YANGANA	11.8	1860	19	0.98	1216	10283
M148	CELICA	4.9	2700	15.9	0.89	100.5	875.3
M153	MUISNE	5.6	6	25	1.18	199	1735.8
M173	PLAYAS-G	4.2	6	24.2	1.19	84.5	734.4
M174	ANCON	4.1	4	22.5	1.19	79.1	687.5
M193	EL PROGRESO	4.1	250	22.5	1.16	77.1	670.5
M221	SAN CRISTOB.	4.5	6	23.8	1.19	103.9	904.6
M243	PUNGALES	5	2550	14.6	0.91	109.4	953.5
M258	QUEROCHACA	5.6	2940	12.8	0.87	146.4	1276.8
M269	ESMERALDAS	6.4	6	25.6	1.18	296	2584.7
M390	URBINA	8.1	3619	7.9	0.80	400.7	3500.9
MA2T	TOMALON	7.1	2790	15.2	0.88	301.1	2630.4
MA37	LAGUACOTO	4.5	2000	14.6	0.98	85.8	746.9

Todas las estaciones presentan excelentes índices de energía disponible por m<sup>2</sup>. lo que muestra la bondad de los sitios seleccionados en cuanto a rendimiento energético se refiere.

De acuerdo a la ubicación geográfica de cada estación, se tiene que realizar la corrección de la altura y temperatura para el cálculo de la potencia y energía, este análisis se lo realiza mediante la distribución de Rayleigh, tal como se muestra en el ejemplo en la tabla No. 5.4. para una velocidad media de 5.8m/s y densidad de 0.85kg/m<sup>3</sup>.

La potencia media y energía está calculada para la altura de 10m del sensor, y de acuerdo a la EC. 2.1, se tiene que corregir la velocidad a la altura de la torre de acuerdo a las características propias del sitio que se expresan en el coeficiente de fricción  $E$ .

Tabla No. 5.4. Cálculo de la Potencia y Energía.

Velocidad m/s	Potencia W/m <sup>2</sup>	Tiempo Parcial	Tiempo Total	Densidad Energía	Energía Total
1	0.4	399.6	399.6	169.8	169.8
2	3.4	745.1	1144.7	2533.5	2703.3
3	11.5	994.6	2139.3	11412.6	14116.0
4	27.2	1126.1	3265.5	30631.2	44747.2
5	53.1	1140.9	4406.4	60610.6	105357.8
6	91.8	1059.0	5465.4	97216.2	202573.9
7	145.8	912.1	6377.4	132957.1	335531.1
8	217.6	734.4	7111.8	159803.5	495334.6
9	309.8	555.5	7667.4	172117.2	667451.8
10	425.0	396.1	8063.5	168346.1	835797.9
11	565.7	266.9	8330.3	150953.6	986751.5
12	734.4	170.2	8500.5	124965.0	1111716.5
13	933.7	102.8	8603.3	96017.0	1207733.5
14	1166.2	59.0	8662.3	68757.4	1276490.9
15	1434.4	32.1	8694.4	46039.0	1322529.9
16	1740.8	16.6	8711.0	28901.1	1351431.0
17	2088.0	8.2	8719.1	17046.1	1368477.2
18	2478.6	3.8	8723.0	9463.2	1377940.3
19	2915.1	1.7	8724.7	4952.2	1382892.5
20	3400.0	0.7	8725.4	2446.0	1385338.6
21	3935.9	0.3	8725.7	1141.6	1386480.1
22	4525.4	0.1	8725.8	503.9	1386984.0
23	5171.0	0.0	8725.8	210.5	1387194.5
24	5875.2	0.0	8725.8	83.3	1387277.8

Donde la columna:

*Potencia (W/m<sup>2</sup>)* se calcula según la Ec. 1.7.

*Tiempo parcial (h)* es la distribución de Rayleigh.

*Tiempo total (h)* es el tiempo acumulado.

*Densidad de energía (Wh/m<sup>2</sup>) = Potencia (W/m<sup>2</sup>) \* Tiempo parcial (h)*

*Energía total (Wh/m<sup>2</sup>)* es la energía acumulada.

*Período considerado 1 año.*

Energía total Anual kWh/m<sup>2</sup> = 1387.3

Potencia media W/m<sup>2</sup> = Energía total Annual / 8760h = 159.0

### 5.3. VALORACIÓN DE LOS SITIOS.

Con el objeto de jerarquizar estos posibles sitios para la instalación de centrales eólicas se da un valor a cada una de estos de acuerdo a características particulares que serán decisorios en la selección, así tenemos:

- a) Altura sobre el nivel del mar y temperatura del sitio que inciden directamente en el rendimiento de las turbinas, debido a la disminución de la potencia de salida (derating) con estos parámetros.
- b) La distancia del emplazamiento eólico al centro de consumo de energía, subestación de interconexión, construcción de líneas de transmisión, reforzamiento de la L/T, etc. Estos parámetros inciden directamente en los costos de instalación.
- c) Accesibilidad del sitio, transporte.
- d) Distancia de los puertos, aeropuertos al sitio de instalación.

Según se cumpla con cada una de estas características se asigna un valor de acuerdo a las siguientes ponderaciones:

Muy Bueno = 1      Bueno = 0.75      Deficiente = 0.5      Malo = 0.25

*Tabla No. 5.5. Ponderación de los posibles sitios para aprovechamiento eólico.*

CODIGO	PROVINCIA	ESTACIONES	CARACTERÍSTICAS				
			a	b	c	d	Total
M001	Imbabura	INGUINCHO	0.5	0.75	0.75	0.75	2.75
M023	Pichincha	OLMEDO-PICHINCHA	0.5	0.75	1	1	3.25
M031	Cañar	CAÑAR	0.5	0.75	0.5	0.5	2.25
M047	Manabí	MANTA-INOCAR	1	0.75	1	1	3.75
M129	Bolívar	CALUMA	1	0.75	0.5	0.5	2.75
M141	Azuay	EL LABRADO	0.5	0.75	0.75	0.75	2.75
M147	Loja	YANGANA	0.75	0.75	0.5	0.5	2.5
M148	Loja	CELICA	0.75	0.75	0.5	0.5	2.5
M153	Esmeraldas	MUISNE	1	0.75	0.75	1	3.5
M173	Guayas	PLAYAS-G	1	0.75	1	1	3.75
M174	Guayas	ANCON	1	0.75	1	1	3.75
M193	Galápagos	EL PROGRESO	1	0.75	1	1	3.75

CODIGO	PROVINCIA	ESTACIONES	CARACTERÍSTICAS				
			a	B	c	d	Total
M221	Galápagos	SAN CRISTOB.	1	0.75	1	1	3.75
M243	Chimborazo	PUNGALES	0.75	0.75	0.75	0.5	2.75
M258	Tungurahua	QUEROCHACA	0.5	0.75	0.75	0.75	2.75
M269	Esmeraldas	ESMERALDAS	1	0.75	1	1	3.75
M390	Chimborazo	URBINA	0.5	0.75	0.75	0.75	2.75
MA2T	Pichincha	TOMALON	0.75	0.75	1	1	3.5
MA37	Bolívar	LAGUACOTO	0.75	0.75	0.75	0.75	3

Los proyectos eólicos de acuerdo a esta tabla son más convenientes y presentan menos dificultades para la instalación cuando más cerca están a las principales ciudades, debido a que involucran menores costos de instalación, fácil y más rápido acceso a equipos y herramientas, logística, instalaciones portuarias, aeropuertos, etc., que se utilizan para la instalación de las turbinas y centrales de generación.

Actualmente se están realizando estudios exploratorios orientados a conocer el potencial eólico en las islas galápagos los mismos que han arrojado excelentes resultados.

Esta evaluación se la lleva cabo mediante el monitoreo con 8 estaciones equipadas con instrumentos de última tecnología, ubicadas en diferentes islas del archipiélago, aproximadamente durante un año. Y debido al escaso conocimiento que se tiene en el país respecto a este tipo de tecnología, los datos son filtrados y enviados a procesar en Alemania, lo que constituye una deficiencia que se tiene e incrementa los costos de prospección y evaluación del recurso eólico.

## **CONCLUSIONES.**

- 1. La creación de organizaciones y mecanismos a nivel mundial que aseguren y orienten las actividades energéticas hacia el desarrollo sostenido, son de fundamental importancia para la conservación del medio ambiente. El Ecuador debe formar parte de estas organizaciones, que buscan incentivar el desarrollo de energías renovables y la disminución de los efectos contaminantes de las energías tradicionales, a través de, la inversión internacional con la participación de todos los países.**
- 2. La energía eólica anteriormente era solución de electrificación sólo para áreas de baja densidad poblacional y comunidades remotas, en donde el suministro de energía a través de las redes interconectadas no era económico. Y que combinada con otras fuentes de generación en "sistemas híbridos", como por ejemplo con generación solar, bancos de baterías, y aún generadores a diesel podían abastecer de manera permanente a zonas aisladas de la red eléctrica. En la actualidad forma parte importante de los sistemas interconectados.**
- 3. La energía eólica debido a la aleatoriedad del viento, está desarrollando nuevas tecnologías que le permitan cumplir la condición preferente en sistemas integrados de transmisión. Cuando la velocidad del viento es adecuada las turbinas entran en funcionamiento inyectando a la red la energía generada en ese momento, la cual es irregular debido a la variabilidad de este tipo de generación, ya que, varía con el cubo de la velocidad del viento. La evacuación de esta energía a la red crea problemas de inestabilidad de la misma, limitando su expansión a la capacidad que la propia red tenga de absorber los impactos que suponen la irregularidad de suministro y la conexión y desconexión de estas máquinas. Esto obliga a dispersar los parques eólicos evitando su concentración en el mismo anillo. La construcción de parques eólicos de forma generalizada como componentes firmes del sistema eléctrico debería llevarnos a reflexionar**

sobre aspectos técnicos que introducen incertidumbres y que apuntan hacia mejoras tecnológicas y de planificación futuras.

4. La etapa más crítica en la planificación de una central eólica es la evaluación del sitio, en donde los datos proporcionados por las estaciones meteorológicas se deben usar como referencias de posibles sitios con interés eólico y no como base para la evaluación energética, debido a que las mediciones de este tipo de estaciones no suelen ser muy exactas, continuas y confiables, además deben cumplir con las normas internacionales de medición del viento para aprovechamiento a través centrales eólicas de energía.
5. Los rendimientos de una central eólica son mejores a nivel del mar que en la altura, ya que no se hace correcciones en la curva de potencia de la turbina. Esta disminución del rendimiento puede definir el sitio de ubicación de un proyecto eólico aún cuando se tenga mejores condiciones de viento en la altura que a nivel del mar.
6. A través del conocimiento de las características de las diferentes centrales eólicas existentes se logra un mejor entendimiento de las condiciones para la instalación, procedimientos de operación y mantenimiento y otras características comunes en todas las centrales que se pueden aplicar para resolver problemas que se presentan cuando un país se enfrenta al reto de iniciarse en este tipo de generación.
7. Nuestro país no cuenta con un mapa eólico actualizado en el que se muestre la capacidad eólica existente, ya que no tiene una moderna red de estaciones meteorológicas adecuadas para la evaluación de sitios con posibilidad de generación eólica.

Basándose en los registros obtenidos por las estaciones meteorológicas existentes, se puede concluir que el Ecuador posee sitios con excelentes condiciones para la instalación de centrales eólicas, los mismos que deben ser evaluados según normas específicas que determinen la real dimensión

del recurso eólico para aprovechamiento en centrales eólicas. Actualmente, se está midiendo el recurso eólico en las islas Galápagos.

## **RECOMENDACIONES.**

1. **Nuestro país debe incentivar las energías no convencionales o alternas a través de la creación de leyes que impulsen la inversión internacional y brinden un ambiente propicio para captar los recursos provenientes de la aplicación de mecanismos conservacionistas tales como el Protocolo de Kyoto. (ver pág. I, II).**
2. **Para evitar problemas con la estabilidad del sistema de potencia al cual se conecten las centrales eólicas, se debe fortalecer el sistema y realizar las planificaciones tendientes a recibir incertidumbre en la generación que introduce este tipo de energía; y no establecer un límite máximo de generación con energías no convencionales tal como consta en el artículo 21 del Reglamento del Mercado Eléctrico Mayorista.**
3. **Los estudios exploratorios para la instalación de una central eólica deben realizarse bajo estrictos estándares de medición y durante el transcurso de varios años con equipo especial para evitar posibles errores en la evaluación, con el objeto de brindar mayor confiabilidad en el recurso, tratando de disminuir la incertidumbre en la generación a través del conocimiento de posibles ciclos o variaciones que se pueden presentar en el recurso a lo largo de los años.**
4. **Se debe emprender proyectos eólicos para sectores aislados y marginales, los mismos que estarían cumpliendo con dos objetivos: satisfacer una necesidad social e incentivar el desarrollo tecnológico del país.**
5. **La masificación de la energía eólica alrededor del mundo puede ser lograda únicamente si este tipo de tecnología es aplicado a los países en vías de**

desarrollo, a través de una transferencia de tecnología. Para lo cual se deben firmar contratos de cooperación con el propósito de que técnicos locales ganen experiencia y conocimientos a través de un programa de entrenamiento en los países de procedencia de esta tecnología.

6. Otro aspecto importante, es establecer relaciones con diferentes fabricantes, inversionistas, constructores y operadores de centrales eólicas para formar parte de una red de intercambio de experiencias y conocimientos a escala mundial, con el objeto de incentivar e iniciar al país en este tipo de generación energética que está sin explotar y que puede ser la base para disminuir la contaminación ambiental que asegure un desarrollo sostenido de nuestro país.

7. El Ecuador requiere conocer su real potencial eólico mediante la implementación de un verdadero programa orientado hacia la obtención de un mapa eólico, sustituyendo las actuales instalaciones de las estaciones meteorológicas con equipo moderno que permita conocer sitios de interés para incentivar a posibles inversionistas.

8. Las Universidades y Centros de Investigación energética deben liderar el impulso de tecnologías energéticas no convencionales bajo la visión del equilibrio ambiental.

# ANEXO I

## RESOLUCIÓN DE LA FUNCIÓN GAMMA

La función gamma está definida como:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad (1)$$

existen varias formas para resolver la función gamma, una de las más utilizadas es a través de la serie de Stirling definida como:

$$\Gamma(1+x) = x! = \sqrt{2\pi} * x^{x+1/2} e^{-x} \left[ 1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} \right] \quad (2)$$

o sea el cálculo de la función gamma se reduce a la determinación del factorial de un número.

La función gamma mostrada para el cálculo del factor de escala  $c$  donde  $x=3/k$ , para la mayoría de los valores típicos de  $k$ ,  $x$  es menor que 1 y no se puede aplicar la ecuación (2), debido a que la serie no converge. Sin embargo, puede utilizarse la fórmula de recurrencia definida como:

$$x! = \frac{(x+1)!}{(x+1)} \quad (3)$$

para permitir que la ecuación (2) sea convergente. De manera que la utilización adecuada de las ecuaciones (2) y (3) permite calcular la función gamma para todo  $k>0$ .

Por lo tanto la fórmula queda de la siguiente manera:

$$\Gamma(1+s) = s\Gamma(s) \quad s > 0 \quad (4)$$

la siguiente tabla muestra los valores de la función gamma para valores comprendidos entre 1 y 2.

$s$	$\Gamma(s)$	$s$	$\Gamma(s)$	$S$	$\Gamma(s)$	$s$	$\Gamma(s)$
1	1	1.26	0.9044	1.51	0.88659	1.76	0.92137
1.01	0.99433	1.27	0.9025	1.52	0.88704	1.77	0.92376
1.02	0.98884	1.28	0.90072	1.53	0.88757	1.78	0.92623
1.03	0.98355	1.29	0.89904	1.54	0.88818	1.79	0.92877
1.04	0.97844	1.3	0.89747	1.55	0.88887	1.8	0.93138
1.05	0.9735	1.31	0.896	1.56	0.88964	1.81	0.93408
1.06	0.96874	1.32	0.89464	1.57	0.89049	1.82	0.93685
1.07	0.96415	1.33	0.89338	1.58	0.89142	1.83	0.93969
1.08	0.95973	1.34	0.89222	1.59	0.89243	1.84	0.94261
1.09	0.95546	1.35	0.89115	1.6	0.89352	1.85	0.94561
1.1	0.95135	1.36	0.89018	1.61	0.89468	1.86	0.94869
1.11	0.9474	1.37	0.88931	1.62	0.89592	1.87	0.95184
1.12	0.94359	1.38	0.88854	1.63	0.89724	1.88	0.95507
1.13	0.93993	1.39	0.88785	1.64	0.89864	1.89	0.95838
1.14	0.93642	1.4	0.88726	1.65	0.90012	1.9	0.96117
1.15	0.93304	1.41	0.88676	1.66	0.90167	1.91	0.96523
1.16	0.9298	1.42	0.88636	1.67	0.9033	1.92	0.96877
1.17	0.9267	1.43	0.88604	1.68	0.905	1.93	0.9724
1.18	0.92373	1.44	0.88581	1.69	0.90678	1.94	0.9761
1.19	0.92089	1.45	0.88566	1.7	0.90864	1.95	0.97988
1.2	0.91817	1.46	0.8856	1.71	0.91057	1.96	0.98374
1.21	0.91558	1.47	0.88563	1.72	0.91258	1.97	0.98768
1.22	0.91311	1.48	0.88575	1.73	0.91466	1.98	0.99171
1.23	0.91075	1.49	0.88595	1.74	0.91683	1.99	0.99581
1.24	0.90852	1.5	0.88623	1.75	0.91990	2	1
1.25	0.9064						

## **ANEXO II**

**REGISTRO DE DATOS DE LA ESTACIÓN  
METEOROLÓGICA SALCEDO-RUMIPAMBA  
PERÍODO 1970-1998.**

S DE DATOS METEOROLOGICOS

ILLARO CODIGO: M127  
970 - 1998 LATITUD: 1 10 10 S LONGITUD: 78 33 10 W ELEVACION: 2805

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	SUMA	MEDIA
8.0	8.0	8.1	7.7	7.6	8.5	8.6	8.8	8.7	8.4	9.7	7.7	100.2	8.3
6.0	5.0	5.0	6.0	5.0	8.0	7.0	6.0	6.0	7.0	5.0	5.0		5.0
10.0	10.0	11.0	10.0	10.0	12.0	10.0	10.0	12.0	10.0	16.0	10.0		16.0

UNIPAMPA-SALCEDO CODIGO: M004  
970 - 1998 LATITUD: 1 1 5 S LONGITUD: 78 35 32 W ELEVACION: 2680

7.8	7.3	8.0	7.2	7.0	7.4	8.9	9.2	8.2	7.7	7.4	8.0	94.5	7.8
5.0	6.0	6.0	5.0	5.0	6.0	6.0	8.0	6.0	6.0	6.0	6.0		5.0
11.0	12.0	12.0	10.0	10.0	10.0	12.0	12.0	12.0	9.0	8.0	12.0		12.0



## ANEXO III

### DATOS TECNICOS DE LAS TURBINAS.

#### WIND TURBINE N43/600 kW - Technical Data

*The N43/600 kW is a medium-sized wind turbine with many special features. In designing the wind turbine we have focused on high quality, reliability and long life-time of the wind turbine, as this is what makes a project economical in the long run.*

<b>Rotor</b>	
Type	3-bladed, horizontal axis, upwind
Rotor diameter	43 m.
Swept area	1.452 m <sup>2</sup>
Power regulation	Stall
RPM	17,9 / 26,9 RPM
Cut-in / cut-out wind	3-4 / 25 m/s
Nominal output at	13 m/s
Survival wind speed	70 m/s (IEC)
Calculated life time of turbine	20 years
<b>Gear</b>	
Type	Combined, 3 stage gearbox. 1-stage planetary, 2-stage helical
Manufacturer	Flender or similar
Nominal load	650 kW
Ratio	1:55,8
Oil-quantity	60 l.
<b>Blades</b>	
Manufacturer	LM, or similar
Blade length	19,1 m.
Material	Fibreglass reinforced polyester
Length of blade tip	2.700 mm.
Lightning protection	Included
<b>Generator</b>	
Nominal power	600 / 125 kW
Type	Asynchronous, double wound
Synchronous speed	1500 / 1000 RPM
Protection classification	IP 54
Efficiency at 75 % load	96 %
<b>Yaw system</b>	
Type	Active yawing, hydraulically
Yaw control	By windvane
Yaw rate	0,86° pr. second

<b>Controller</b>	
Type	Multi-processor
Grid connection	Via soft-power controller
Remote communication	Included
UPS	Included
<b>Braking system</b>	
Aerodynamic, type	Pivotable blade tips
Aerodynamic, activation	By controller or hydraulic
Mechanical, type	Active disc brake
Mechanical, location	On high speed shaft
Time to stop rotor from max. RPM	App. 5 sec.
<b>Towers</b>	
Type	Tubular (cone-shaped) or lattice
Tower heights	40, 50 or 60 m. tubular, 42 or 50 m. lattice
Corrosion protection	Tubular: Sandblasted and painted with 250 my epoxy-paint. Lattice: Hot dip galvanized.
<b>Weights</b>	
Nacelle, excl. rotor	21,5 t.
Rotor	14 t.
Gearbox	4,5 t.
Generator	3,4 t.
Tower, 40 / 50 / 60 m. tubular	32 t. / 49 t. / 66 t.
Tower, 42 / 50 m. lattice	28 t. / 34 t.

*Data might change due to continuous development .*

### **N43/600 kW - Technical description**

#### **DESIGN:**

The N43/600 is a development from Nordex where we partly have left the integrated concept in favor of the semi integrated concept. The machine bed and the nacelle bottom is a one piece unit in welded construction. The gearbox, main shaft, and main brake, are assembled as a rigid unit where no misalignments occur.

All structural parts, except the main frame, are casted in ductile cast iron, which gives the freedom of optimal design and load distribution. The 3-stage brake system gives maximum safety and component protection under all conditions. A strong and robust yaw system with torque control, combined with "No just-to-the-limit" solutions, ensures a long and error-free service of the machine.

## **ROTOR:**

The NORDEX N43/600 wind turbine has a three bladed rotor, mounted upwind of the tower.

The power limitation is done by stall-regulation.

The N43/600 is supplied with 3 blades, which has many advantages if compared to turbines with 1 or 2 blades: The efficiency is higher, fatigue loading is smoother, and complex dynamic behaviour of a teetered hub is avoided.

## **BLADES:**

The blades are made from fibreglass reinforced polyester.

The blade tips are pivotable and can be turned 85 degrees respectively to the main blade, thereby acting as aerodynamic brakes. The blade tips are activated hydraulically, and hydraulic pressure is required to keep the tip in the operational position. During rotation of the rotor, the sum of the centrifugal force on the tip and the spring force will try to move the tip axially to the activation-position, and release of the hydraulic pressure, either intentionally by the control system or unintentionally by failure of the hydraulic system, will cause the tips to deploy and the turbine to shut down.

As such, the aerodynamic brakes of the turbine are of a truly fail-safe design.

## **HUB:**

The hub is made of ductile cast iron. The hub is fixed to the main shaft by bolts and flanges.

## **MAIN SHAFT:**

The mainshaft is fitted in two strong spherical bearings which are grease lubricated.

Bearing failure is prevented by constant temperature monitoring of the bearings. The main shaft is forged in high grade Crom Molubden steel, heat treated, and machined to exact specifications.

## **MAIN GEAR:**

The main gear is a custom built 3-stage design, with one stage high torque planetary step and 2 stage helical step. The gear is splash lubricated, and can

run on ordinary mineral oil. To assure operation under even extreme high ambient temperature conditions, the gearbox is fitted with an external oilcooler. The temperature in the gearbearings as well as the oil is constantly monitored. The gearbox is fitted in two strong rubber bushings to dampen the noise and torosional peaks, and at the same time allows the machinebed to flex, so that when extreme loads occur no damage is done to the maingear and bearings.

### **GENERATOR:**

The N43/600 can be delivered in two versions:

A single wound 4 pole asynchronous 600 kW machine, or

A double wound 4/6 pole asynchronous machine with generator capacity of 600/125 Kw.

The generator is fitted on rubber feet, to minimize noise transmission, and is connected to the maingear through a double cardan joint, which allows both the generator and the maingear to move independently. The way the generator is wound gives maximum effeciency at half load.

The cooling air for the generator is taken directly from the outside to obtain the best possible cooling effect. An electrical fan (not a mechanical) is used for cooling of the generator. In this way, the fan is only in operation when cooling of the generator is needed, and the annual production of the windturbine is increased.

To avoid condensation water, a heating element is built into the generator.

### **BRAKE SYSTEM:**

The Nordex N43/600 kW turbine has two independent braking systems. The primary system is the aerodynamic tip-brakes and the secondary system is the mechanical disk brake system which is located on the high speed shaft of the gearbox. Both systems function fail-safe.

During normal operation of the turbine each blade tip is maintained in operational position by a pressurised hydraulic cylinder located in the blade root. The release of the hydraulic pressure on the cylinders, intentionally or by a

failure in the system, will cause the tips to deploy and the rotor to decrease the rotational speed. When the rotor is slowed down to a certain speed, the mechanical disk brake system is activated and the turbine is smoothly brought to a standstill.

The Nordex wind turbines utilise a soft braking system on the mechanical brake. This means that the braking torque is controlled according to a rampload-function, which reduces the strain on the drive train.

In this way the risk of pitting of the gearbox is minimised, and at the same time the torque in blades and drive train is reduced.

During emergency braking both the aerodynamic and mechanical braking systems are activated simultaneously.

By activation of the mechanical brake, the brake torque is controlled according to a rampload-function.

After completed braking procedure, the system is activated by maximum torque to keep the rotor at standstill.

### **YAW SYSTEM:**

The yaw system is based on a 4-point-ball-bearing type slewing ring, with inner gears. The yawing is done by two hydraulic driven planetary gears, with built in spring loaded disk brakes. The yaw system is, additionally, fitted with 3 hydraulic activated yaw brakes, based on a disk/positive caliber system. When the nacelle is yawing one yaw brake is smoothening the yawing, due to full load on the pads. When there is no yaw operation the nacelle is fixed by the diskbrake in combination with the gear brakes.

The whole hydraulic yaw system is made with respect to the well known and reliable Nordex hydraulics fitted on the N29/250.

**TOWER:**

The N43/600 wind turbines can be supplied with either: Tubular tower of 40, 50 or 60 m. hubheight, or Lattice tower of 42 or 50 m. hubheight.

The tubular tower is a conic-shape tower which dimension decreases all the way up. A ladder and safety-wire are installed in the tower, as well as platforms. The tubular tower is sandblasted and painted white according to ISO 12944, Class 5. The lattice tower is made of V-iron in the corners with UNP-iron as lattice. A ladder and safety-line are also installed in the tower. The lattice tower is hot-dip galvanized.

**CONTROLLER:**

The wind turbine is supplied with a multi processor controller with a self-diagnosing system, which secures the wind turbines unattended operation under all conditions. In case the wind turbine is supplied with a tubular tower, the controller is placed in the bottom of the tower. For a lattice tower, a separate house is supplied for the controller.

The controller is supplied complete with switchgear, incoming MCB (Main Circuit Breaker), protection devices, etc., and has a keyboard for display and easy readout of more than 200 functions.

The keyboard can also be used for changing the operational parameters of the wind turbine.

For maximum safety, the controller is fitted with a second overspeed protection based on hard wire components, which operates separately from the controller.

**REMOTE MONITORING:**

All NORDEX wind turbines are prepared for remote monitoring and control. A telephone-connection is all that is needed for this system to be functional. Remote communication is done via a normal IBM-compatible computer, where more than 200 different functions can be read from the turbine. The software is included in the delivery by NORDEX. In case of an error, the controller

automatically reports this error, and data in the controller is "frozen" so that it is possible to see what happened just before, and when, the error occurred.

### **OPERATION AND SAFETY LOGIC:**

The NORDEX windturbines operate automatically.

When the wind increases from low values, the turbine will self-start at about 3-4 m/s average windspeed, measured at hub height by the anemometer. The wind turbine is self-starting, and does not need the generator for motorstart. The generator is connected to the grid via the thyristors, shortly after to be bypassed by a contactor. The advanced control of the thyristors assures the lowest possible peaks on the grid.

If the 2-min. average windspeed exceeds 25 m/sec., the windturbine is shut down through deployment of the aerodynamic brakes and application of the mechanical brake at lower rpm. to bring the turbine to a standstill. In case of an error, the turbine is shut down in a similar way.

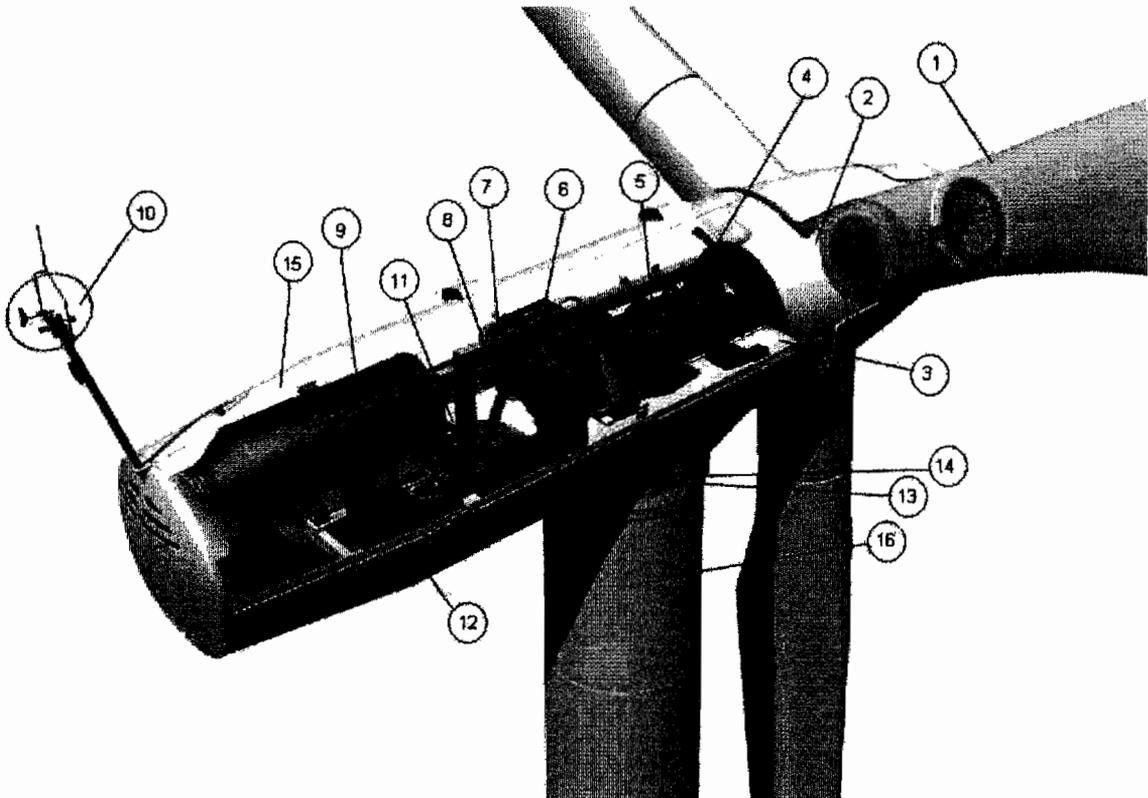
However, by certain errors an emergency braking is required, and in these cases both braking systems are activated simultaneously. To avoid an emergency braking (which puts a lot of mechanical stress on the turbine) at grid-drops, a UPS-system is installed. By the use of this battery-backup function it is possible to make a normal braking of the turbine.

This UPS-function is especially valuable at locations where the grid is not always optimal.

As the blade tips form the main braking-system, this will secure a very smooth shut down of the wind turbine. The blade tips are hydraulically retracted and are deployed at the release of the hydraulic pressure. This release system is fail-safe and includes more independent systems. These include monitoring of the rotor- and generatorspeed and pressure relief valve. The pressure relief valve secures that the hydraulic pressure is released in case of overspeed on the rotor.

*Due to continuous development and improvement of our products, Nordex GmbH reserves the right to change the above specifications without notice.*

**N43/600 kW**



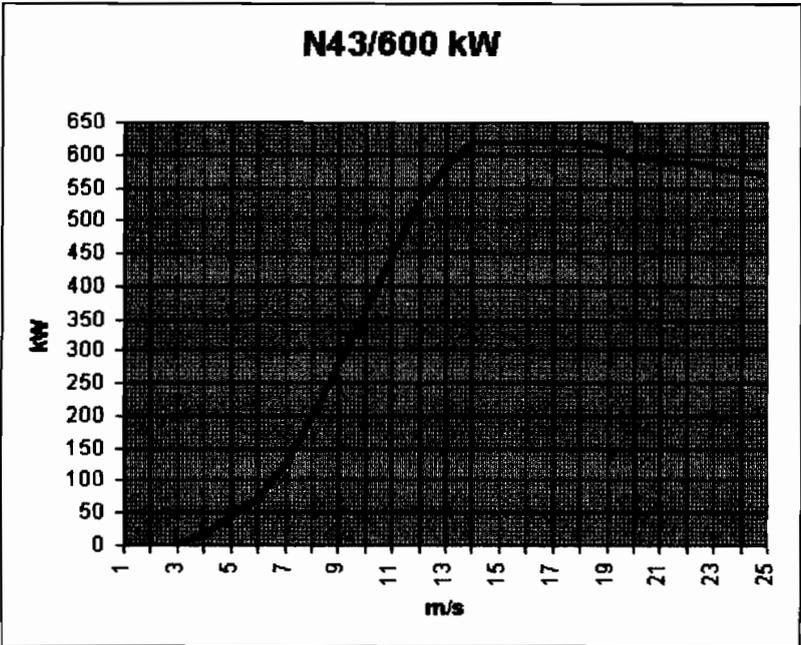
1. **The Rotor Blades** are made of glasfibre reinforced polyester or epoxy resin. The rotor is stall regulated and equipped with pivotable tip brakes
2. **The Hub** is made of cast iron
3. **The Turbine Frame** is a welded construction.
4. **The Two Rotor Bearings** are solid double spherical roller bearings with a ductile cast iron casing.
5. **The Rotor Shaft** is made of high strength tensile steel.
6. **The Gearbox** is a custom design 3-stage gearbox with 1st stage planetary and 2nd and 3rd stage helical spur gears
7. **The Disc Brake** is equipped with one brake caliper and located on the high speed shaft of the gearbox
8. **The Generator Coupling** is a flexible coupling
9. **The Generator** is a 600/125 kW air cooled asynchronous generator.

10. **The Wind Measuring System** consists of an anemometer and wind vane, which measures the wind conditions and gives signal to the turbine control system
11. **The Control System** monitors and controls the operation of the wind turbine
12. **The Hydraulic System** maintains and controls the hydraulic pressure to the tip brakes, the disc brake and the yaw motors and yaw brake system
13. **The Yaw Drive** consists of 2 planetary yaw gears, driven by hydraulic motors
14. **The Yaw Bearing** is a 4-point ball-bearing with inner teething. In addition the turbine is equipped with an active yaw disc brake system
15. **The Nacelle Top Cover** is made of glasfibre reinforced poliéster
16. **The Tower** is a tubular steel structure which can be delivered in various heights.

**Power curve - Nordex N43/600 kW**

The power curve is based on: Air density: 1.225 kg/m<sup>3</sup>, Air temperature: 15 degrees Celcius.

Wind speed / production		
m/s	MPH	KW
3	6,7	2
4	8,9	17
5	11,2	45
6	13,4	72
7	15,7	124
8	17,9	196
9	20,1	277
10	22,4	364
11	24,6	444
12	26,8	533
13	29,1	584
14	31,3	618
15	33,6	619
16	35,8	618
17	38,0	619
18	40,3	620
19	42,5	610
20	44,8	594
21	47,0	592
22	49,2	590
23	51,4	580
24	53,7	575
25	55,9	570



<p style="text-align: center;"><b>Nordex N43/600 Kw</b> <b>Lightning and Overvoltage Protection</b></p>
---

During the development of the NORDEX N43, the outmost attention in creating an efficient and safe Lightning - and Overvoltage protection system was undertaken.

This has resulted in the most reliable protection of all components within the wind turbine, from the blade tip to the turbine foundation.

The protection system is designed according to the most strict protection class under the IEC-10274-1/2 specifications.

**Turbine network:**

The 690 V turbine network is a TN-C network. The turbine controller and auxiliary are supplied from a 690/400 V, 3 phase transformer. The 400 V network is a TNT-C-S network. The most vital parts of the components are supplied from an aux-transformer in an IT network.

**Overvoltage Protection:**

The 690 V network in the switchboard in the tower bottom is protected by spark gap (coarse protection). The 690 V network in the nacelle and the 400 V network in the switchboard are protected by varistors (medium protection). All the electronic components for the controller- and telecommunication modules, as well as for the power supply module for the wind measuring instruments are protected by special varistors (fine protection). The function of the varistors are supervised by the controller. All cables for signals transmission coming from outside are connected to terminals with integrated overvoltage protection.

**Foundation:**

The turbine earthing system consists of one earthing ring arranged around the foundation and connected to the tower base frame. One earthing ring is placed around the transformer and connected to the turbine earthing system and the

turbine foundation armouring. The earthing system is made according to DIN 18014. The complete earthing system ensures that a lightning stroke is led into the ground, without damaging any of the turbine components!

**Tower:**

The turbine tower is connected to the foundation earthing ring by means of 3 earthing wires which are welded to the tower base frame.

**Nacelle:**

The lower half of the nacelle and the main frame is made of steel. All the components in the nacelle such as main bearings, generator, gearbox, hydraulic station etc. are connected to the nacelle main frame for potential equalisation by means of well dimensioned earthing bands.

The nacelle is connected to the turbine tower and to the foundation by means of one 150 mm<sup>2</sup> earthing wire. Additionally there is a connection between the nacelle and the yaw brake disc through earthing wires. A lightning stroke will therefore cause no harm to the azimuth gear.

**Blades:**

The blades are from the manufacturer LM Glasfiber equipped with lightning receptors at the blade tip. When a lightning strikes the blade tip, it will be led from the receptor to the hub and the main rotor shaft via a steel wire inside the blade. From the rotor shaft the lightning will be led to the mainframe of the nacelle by 2 carbon brushes.

**Anemometer/Windvane:**

The anemometer and windvane is equipped with lightning receptor, which is connected to earth. The signals from the instruments are transmitted via optic fibre cables and are therefore galvanic isolated from the turbine controller. The cables for the power supply to the instruments and the cables for signal transmission to the controller are equipped with overvoltage conductors.

**Generator:**

The generator is equipped with an overvoltage protection located near to the generator terminals.

**Switchboard in the tower bottom :**

The turbine is connected to the grid by a circuit breaker. The power supply to the controller of the wind turbine is protected by a FI-protection-relay. The switchboard frame is a closed metal box which is connected to the earth for potential equalization.

**Calculated productions for Nordex N43/600 kW Wind Turbine**
**Wind data measured in 10 m. height**
**Calculated Annual Production in kWh for the NORDEX N43/600 kW Wind Turbine from Wind Data Measured in 10 m. Height**

Average annual windspeed in <u>10 m.</u> height.	N43/600		
	40 m. hubheight	50 m. hubheight	60 m. hubheight
4,00 m/sec.	616.000	665.000	707.000
4,50 m/sec.	871.000	938.000	995.000
5,00 m/sec.	1.154.000	1.239.000	1.312.000
5,50 m/sec.	1.451.000	1.553.000	1.641.000
6,00 m/sec.	1.752.000	1.868.000	1.969.000
6,50 m/sec.	2.044.000	2.172.000	2.283.000
7,00 m/sec.	2.321.000	2.457.000	2.575.000
7,50 m/sec.	2.577.000	2.719.000	2.842.000
8,00 m/sec.	2.809.000	2.953.000	3.078.000
8,50 m/sec.	3.014.000	3.157.000	3.281.000
9,00 m/sec.	3.190.000	3.330.000	3.451.000
9,5 m/sec.	3.336.000	3.470.000	3.586.000
10,00 m/sec.	3.453.000	3.578.000	3.686.000

The calculated annual productions are based on: Air-density: 1.225 kg/m<sup>2</sup>, Air-temperature: 15° C, K-parameter: 2.00. Please note that the average windspeed is measured in 10 m. height. By measured data in other heights, the annual production varies significantly.

# The First Fearless Wind Turbine with 750 kW

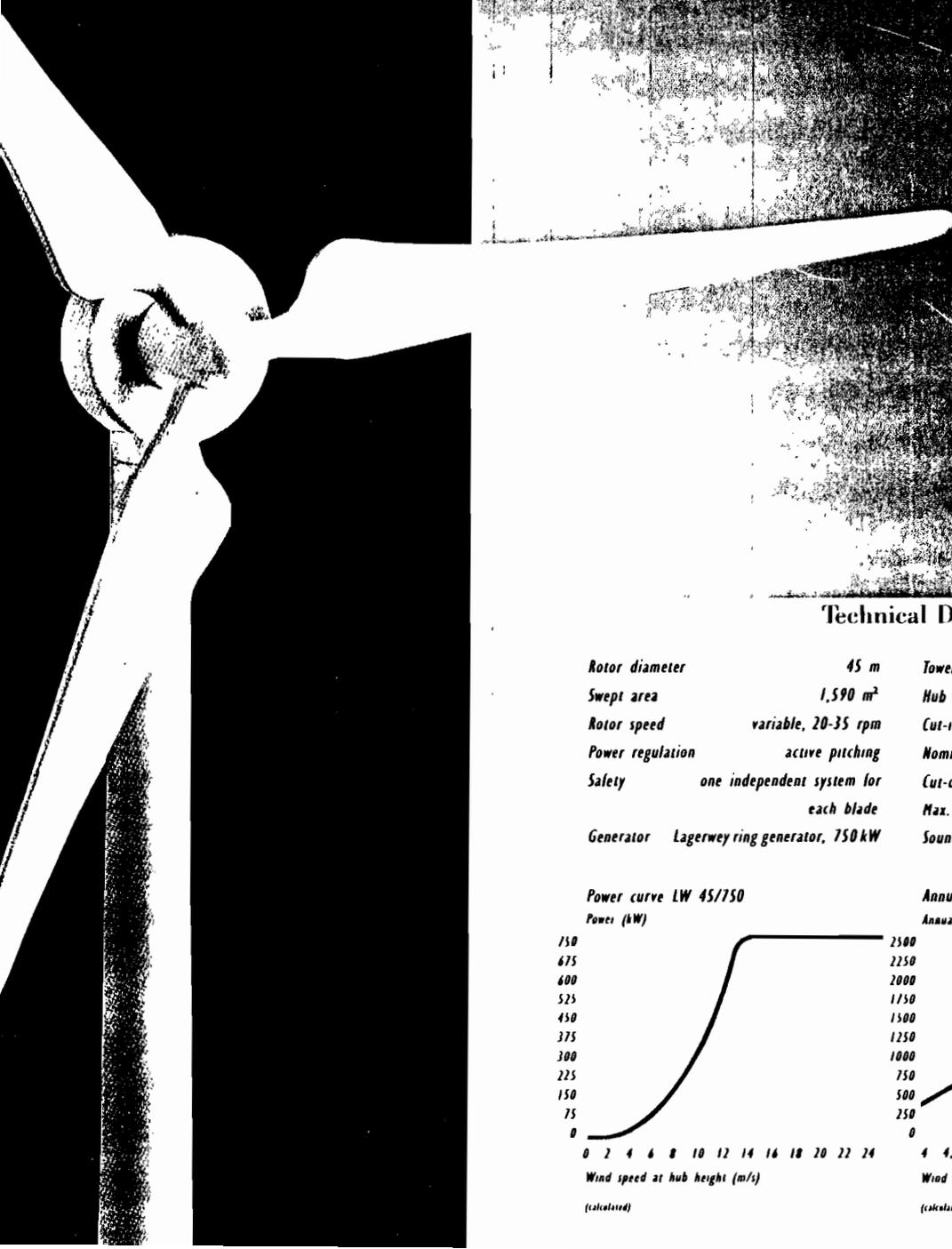


## Lagerwey

**LAGERWEY**

P.O. Box 279  
3770 AG Barneveld  
The Netherlands  
Phone: (31) 342-422724  
Fax: (31) 342-422861

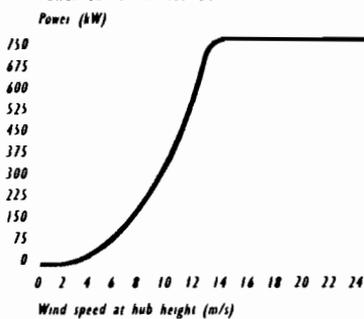
**B.V.**



### Technical Data

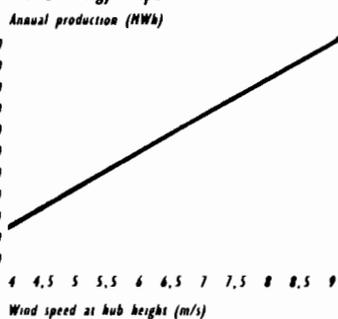
<i>Rotor diameter</i>	45 m	<i>Tower</i>	tubular steel tower
<i>Swept area</i>	1,590 m <sup>2</sup>	<i>Hub height</i>	53 m
<i>Rotor speed</i>	variable, 20-35 rpm	<i>Cut-in wind speed</i>	3 m/s
<i>Power regulation</i>	active pitching	<i>Nominal wind speed</i>	13 m/s
<i>Safety</i>	one independent system for each blade	<i>Cut-out wind speed</i>	25 m/s
<i>Generator</i>	Lagerwey ring generator, 750 kW	<i>Max. design wind speed</i>	60 m/s
		<i>Sound level (calculated)</i>	97 dB(A)

Power curve LW 45/750



(calculated)

Annual energy output LW 45/750

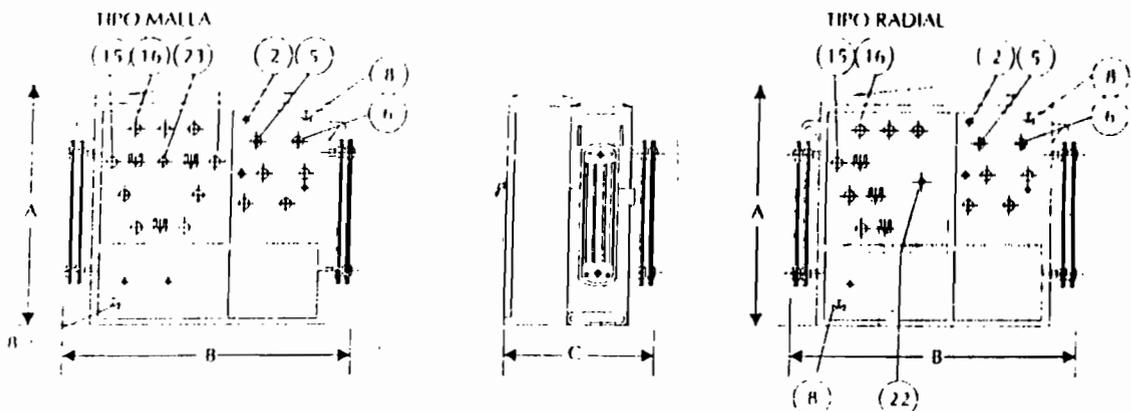


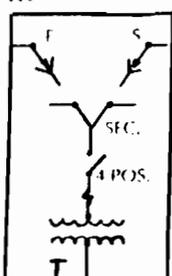
(calculated)

**ANEXO IV**

**SUBESTACIÓN PEDESTAD TRIFÁSICA**  
**Y**  
**CAJA DE MANIOBRA**

# SUBESTACIONES PEDESTAL TRIFASICAS



CONEXION	kVA	PESO (kg)	ACHIE (l)	DIMENSIONES (cm)			PERDIDAS (W)		I <sub>0</sub> (%) de In
				A	B	C	P <sub>0</sub>	P <sub>a</sub> a 85°C.	
<b>LA III</b>  1160-11400-13200 3800 v 14/123 226/131 v 52/261 480/277 v Conexión : Dy5 15 kV	75	840	406	112	145	100	265	1090	3.0
	112.5	925	404	112	150	102	365	1540	2.6
	150	1015	412	112	145	118	450	1960	2.4
	225	1140	409	112	145	127	615	2890	2.1
	300	1435	470	120	167	125	765	3675	2.0
	400	1585	480	120	183	133	930	4730	1.9
	500	1745	480	120	190	141	1090	5780	1.7
	630	2850	750	141	200	140	1285	7140	1.6
	750	3050	800	141	247	155	1450	8380	1.6
	800	3250	850	141	230	170	1520	8900	1.6
	1000	3630	930	141	250	165	1780	11100	1.6
	1250	4120	1100	145	276	170	2090	13500	1.5
	1600	4600	1150	145	316	190	2520	16700	1.5
<b>LA IV</b>  1160-11400-13200 3800 v. 14/123 226/131 52/261 480/277 v Conexión : Dy5 15 kV	75	735	324	112	121	100	265	1090	3.0
	112.5	830	324	112	131	102	365	1540	2.6
	150	925	334	112	121	122	450	1960	2.4
	225	1035	326	112	121	126	615	2890	2.1
	300	1410	450	112	167	130	765	3675	2.0
	400	1560	460	112	183	138	930	4730	1.9
	500	1760	460	112	190	146	1090	5780	1.7
	630	2820	710	141	180	140	1285	7140	1.6
	750	3000	790	141	200	155	1450	8380	1.6
	800	3200	830	141	210	170	1520	8900	1.6
	1000	3650	870	145	200	165	1780	11100	1.6
	1250	4030	980	145	260	170	2090	13500	1.5
	1600	4470	1050	145	300	195	2520	16700	1.5

Nos reservamos el derecho de cambio de las especificaciones y dimensiones sin previo aviso

"TRANSFORMADORA LA ENERGIA EN DESARROLLO"

# SUBESTACIONES PEDESTAL MONOFASICAS Y CAJAS DE MANIOBRA

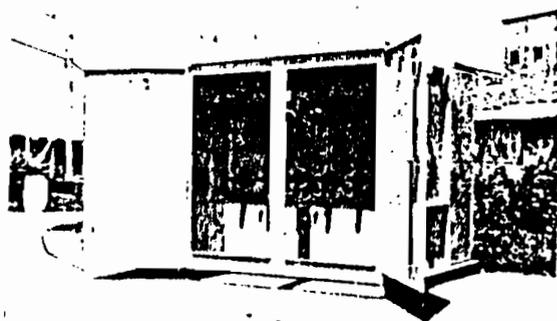
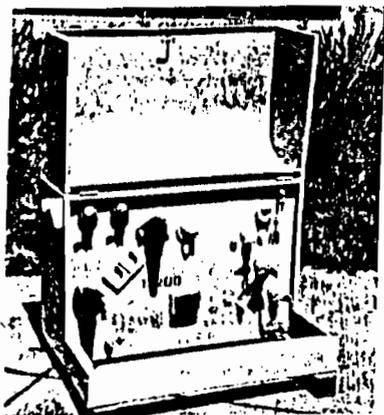
## SUBESTACIONES PEDESTAL MONOFASICAS

Se fabrican en potencias desde 25 kVA hasta 167 kVA en tensiones hasta 15 kV, ajustándose a las especificaciones de la norma ANSI C-57-12-25.

La **PARTE ACTIVA** posee idénticas características a los transformadores convencionales monofásicos, al igual que los **ACCESORIOS** que son del mismo tipo que las subestaciones trifásicas.

Los **TANQUES** son diseñados y fabricados en láminas de hierro Cold Rolled calibres 18 - 14 y 12 , llevando una consola embisagrada que protege los circuitos de alta y baja tensión.

Estos transformadores son diseñados para operar alimentados por el primario entre una fase y un neutro aterrizado, para evitar efectos de resonancia magnética.



## CAJAS DE MANIOBRA

Diseñadas y construídas en diferentes tipos dependiendo de los requerimientos del cliente, cumpliendo con las especificaciones de la norma ANSI C-57-12-27.

Las tipo **MALLA SECUENCIAL** poseen una entrada, una salida y una derivación , conectadas a través de un seccionador de 600 A., 4 posiciones, de operación secuencial.

Las tipo **MALLA SELECTIVA** poseen una entrada, una salida y dos o tres derivaciones dependiendo de la exigencia del cliente, conectadas a través de igual número de seccionadores ON-OFF, de operación selectiva.

En ambos casos, tanto la entrada como la salida o las derivaciones pueden ser suministradas con accesorios para 200 A ó 600 A.

## **BIBLIOGRAFIA.**

1. **BLAKE Steve, Site Selection And Evaluation Handbook For Wind Energy Systems., may 1979.**
2. **ENTE VASCO DE ENERGÍA, Atlas Eólico Del País Vasco. División De Investigación Y Recursos, Bilbao, junio 1993.**
3. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, DIRECCIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS, Fondo Argentino de Cooperación Horizontal, Proyecto FOAR No. 3202/EC. Perspectivas De Aprovechamiento De Energía Eólica Con Fines De Generación Eléctrica Y Bombeo De Agua. Marzo 1999, Quito - Ecuador.**
4. **PARK Jack, The Wind Power Book, Cheshire Book, Palo Alto - California 1981.**
5. **CALDERA Enrique, Requerimientos De Información Meteorológica Y Su Presentación, Para La Caracterización De La Energía Eólica. Cuernavaca, México. 1985.**
6. **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, DIRECCIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS, Boletín Energía Eólica. 1998.**
7. **DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR TECHNISCHE ZUSAMMENARBEIT (GTZ) Gmbh, Status Report Wind Energy. 1985.**
8. **Wind Energy Resource Atlas Of The U.S. March 1987 Reimpresión Abril 1991.**
9. **USAID/OLADE, Energy Training Program, Taller: Proyectos de Desarrollo de Energía Renovable, Tegucigalpa, Honduras, marzo 15-19, 1996**
10. **ORTIZ D., Estudio De Factibilidad Para La Instalación De Una Central Eólica. 1997.**

11. PLAN DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR PERIODO 1998-2007, OCTUBRE 1998, CONELEC
12. ITALIAN MINISTRY OF FOREIGN AFFAIRS, Basic Course On Renewable Energy Sources, (For Argentines Participants) Rome 15/10/1998-15/11/1988.
13. USAID, Phase Feasibility Study Of 20MW Wind Electric Power in Costa Rica, December 1992.
14. WORLD ENERGY COUNCIL, New Renewable Energy Resources, A Guide To The Future, Kogan Page Limited, 1994
15. JORNADAS DE ENERGÍA EÓLICA, Santiago de Compostela, 1997.
16. DEWI Magazin Nr. 14, Februar 1999.
17. COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES; DIRECTORATE GENERAL FOR ENERGY (DGXVII), Wind Energy Technology Projects. Atenas, 1993.
18. CHESF, Companhia Hidro Eletrica do Sao Francisco; ELETROBRAS. Estudos Exploratorios para o Aproveitamento Comercial da Energia Eolica na Regiao do Litoral do Rio Grande do norte e Ceara. Capitulo I: Consideracoes sobre o Estado da Tecnologia de Aerogeneradores. Sao Francisco. Brazil, 1995.
19. CHESF, Companhia Hidro Eletrica do Sao Francisco; ELETROSUL. Estudos Exploratorios para o Aproveitamento Comercial da Energia Eolica na Regiao do Litoral do Rio Grande do norte e Ceara. Capitulo II: Potencial Eolico no litoral do Ceara e Rio Grande do Norte para Geracao de Energia Eletrica. Sao Francisco. Brazil, 1995.

20. **MANWEIL. J., CROMACK D., Understanding Wind Energy. VITA, Virginia, USA, 1984.**
21. **Wind Energy for a Growing World. US Wind Energy Program. 1991**
22. **MOBARAK A. Generation Of Electric Power From Large Wind Farms In The Red Sea Area: Perspectives And Economical Aspects. 1995.**
23. **RENEWABLE ENERGY WORLD, JULY 1998.**
24. **FRAENKEL P., Energy for undeveloped areas and the case for wind energy. Edited by Costis Stambolis, 1981.**
25. **WATTS A., Research on wind energy at Hidro-Québec. International Conference on Alternative Sources for Electric Power Generation, Caracas, december 1983.**
26. **The World Directory of Renewable Energy, Suppliers and Services 1995.**
27. **The World Directory of Renewable Energy, Suppliers and Services 1996.**
28. **The World Directory of Renewable Energy, Suppliers and Services 1997.**
29. **World Meteorological Organization. Technical Note No. 63. Sites for Wind Power Installations. 1986.**
30. **Home Power #35 June / July 1993.**
31. **OLADE, Document Series No.10 Prospect, Evaluation and Characterization of Aeolian Energy. Quito Ecuador, October 1980.**
32. **Energy Sector Management Assistance Programme ESMAP, India: Windfarm Pre-Investment Study. Report No. 150/92.**
33. **ABB. Wind Turbine Generators. Abril 1999.**
34. **ABB Power T&D Company Inc. Distribution Transformer Division Athens, GA, MTR Padmounted Distribution Transformer, Discriptive Bulletin 46-351, March 1998.**

35. NATIONAL WIND COORDINATING COMMITTEE, NWCC Wind Energy Series. January 1997.
36. INE. Geografía Energética del Ecuador. 1981.
37. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, DIRECCIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS. Situación Actual y Perspectivas de las Tecnologías de Aprovechamiento de las Fuentes de Energía Nuevas y Renovables en el Ecuador. Junio de 1997.
38. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Wind Energy Anual Report 1998, April 1999.
39. FOREST ENERGY FORUM No.4 JUNE 1999. FAO, Editorial Group Fao Information División.
40. WWW.WINDPOWER.DK
41. WWW.NR.INFI.NET
42. WWW.NREL.GOV
43. WWW.ENERGY.CA.GOV
44. WWW.NORDEX.DK
45. WWW.WINDUSTRY.COM
46. MODERN POWER SYSTEMS. RENEWABLE ENERGY, PAG 51, NOV/99.
47. INAMHI, Anuarios meteorológicos. Período 1990, 1997. Quito Ecuador.
48. POWER ENGINEERING INTERNATIONAL, WIND ENERGY, VOLUMEN 7, ISSUE 9, EDITORIAL PENNWELL, NOVEMBER 1999.
49. RENEWABLE ENERGY WORLD. JULY 1998
50. WWW.AWEA
51. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Outlook, 96 Edition.