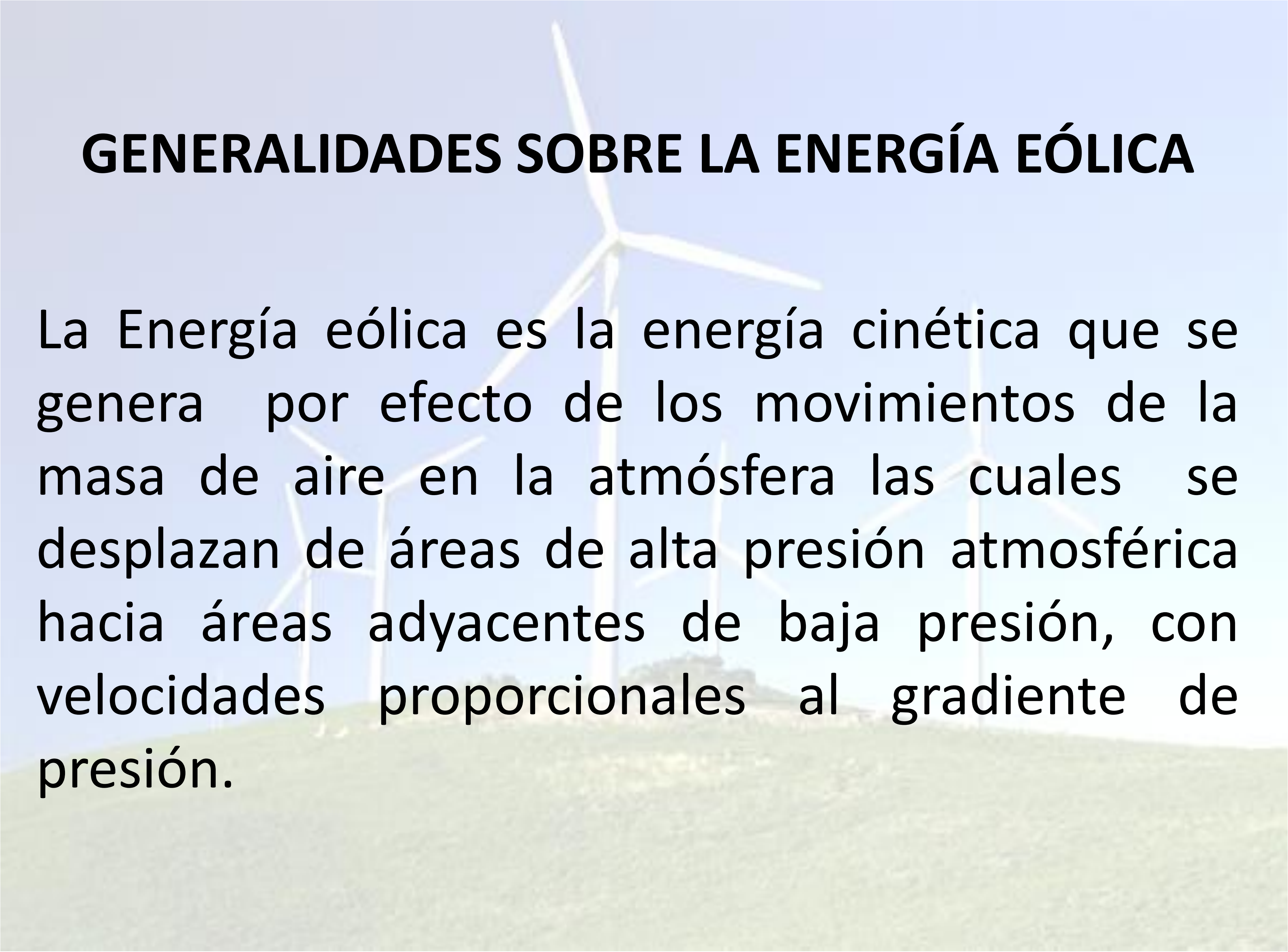
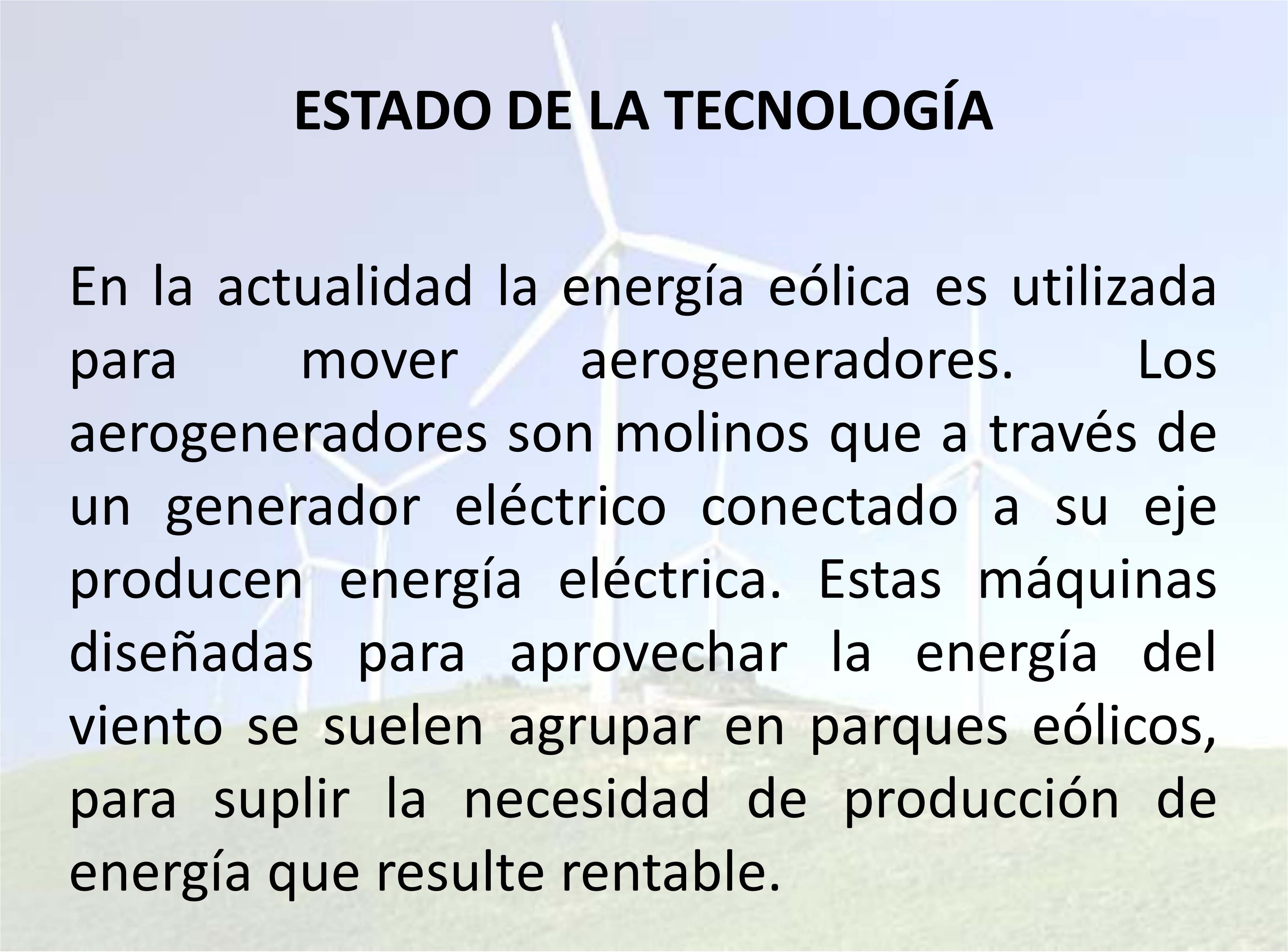
“Producción de Electricidad mediante el aprovechamiento de la energía eólica. Aspectos técnicos y económicos”



GENERALIDADES SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA

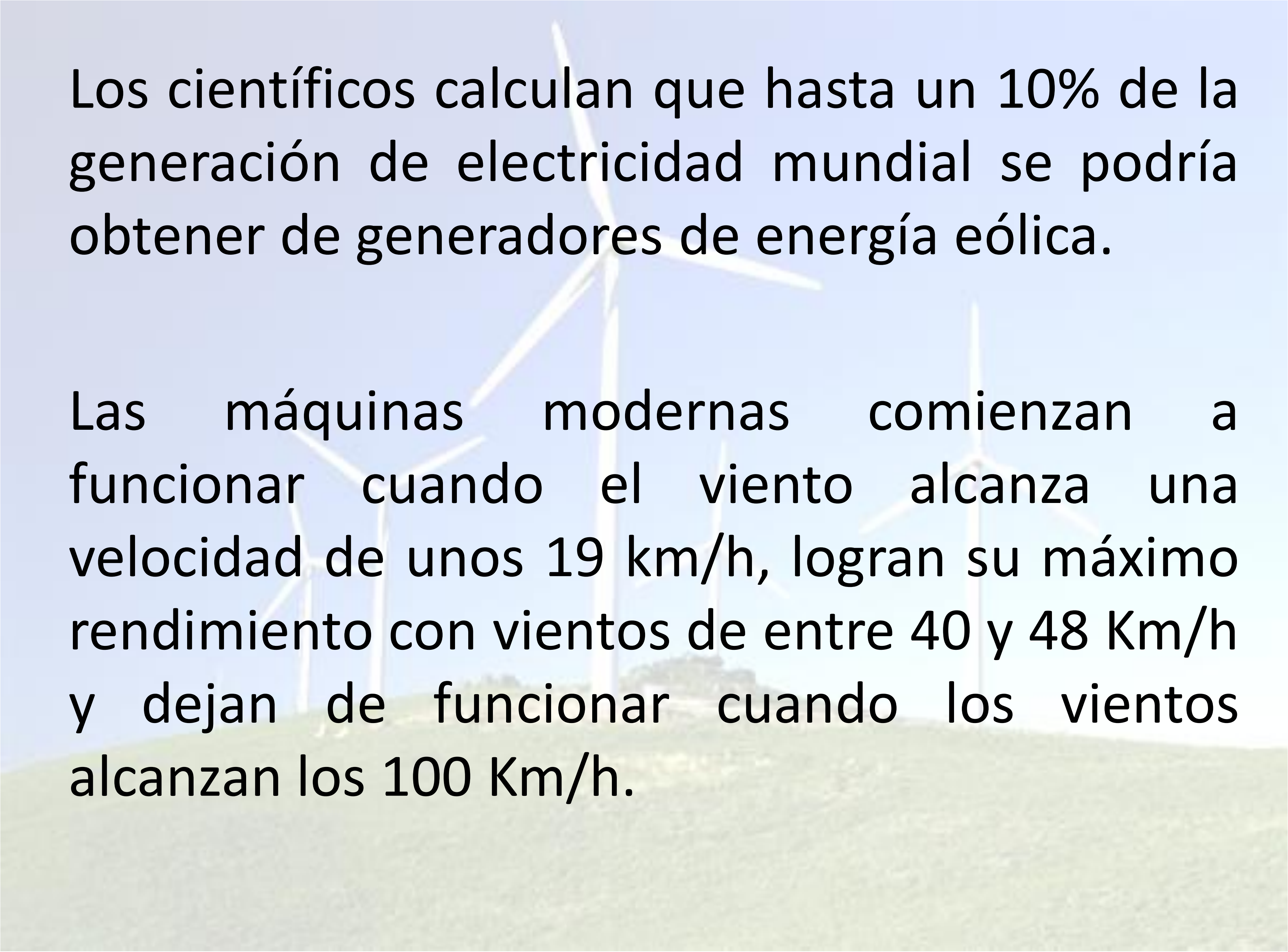
La Energía eólica es la energía cinética que se genera por efecto de los movimientos de la masa de aire en la atmósfera las cuales se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

La energía del viento es utilizada mediante el uso de aeromotores los cuales son capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica rotativa la que es utilizable, y esta a su vez para accionar directamente los generadores eléctricos, para la producción de energía eléctrica.



ESTADO DE LA TECNOLOGÍA

En la actualidad la energía eólica es utilizada para mover aerogeneradores. Los aerogeneradores son molinos que a través de un generador eléctrico conectado a su eje producen energía eléctrica. Estas máquinas diseñadas para aprovechar la energía del viento se suelen agrupar en parques eólicos, para suplir la necesidad de producción de energía que resulte rentable.



Los científicos calculan que hasta un 10% de la generación de electricidad mundial se podría obtener de generadores de energía eólica.

Las máquinas modernas comienzan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de unos 19 km/h, logran su máximo rendimiento con vientos de entre 40 y 48 Km/h y dejan de funcionar cuando los vientos alcanzan los 100 Km/h.

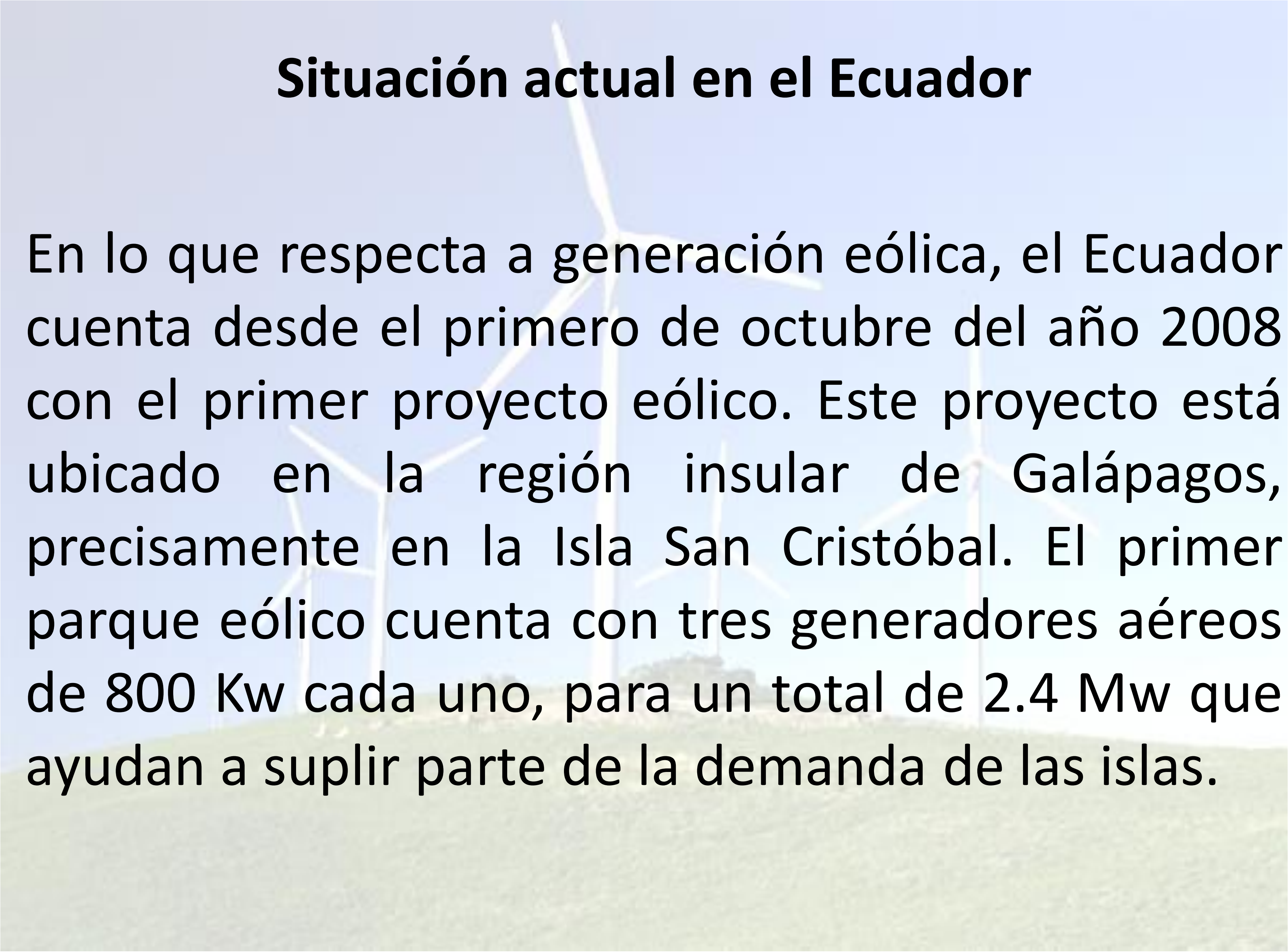
Situación actual a nivel mundial

La energía eólica es la fuente de energía de mayor crecimiento porcentual del mundo. En Europa se acumulan las tres cuartas partes de la generación eólica mundial. Europa y Estados Unidos cuentan con más del 90% mundial.

País	Potencia (Mw)
Unión Europea	23065
Resto de Europa	235
USA	4685
Canadá	238
Norteamérica	4923
India	1702
Japón	415
China	468
Australia	104
Total Mundial	31128

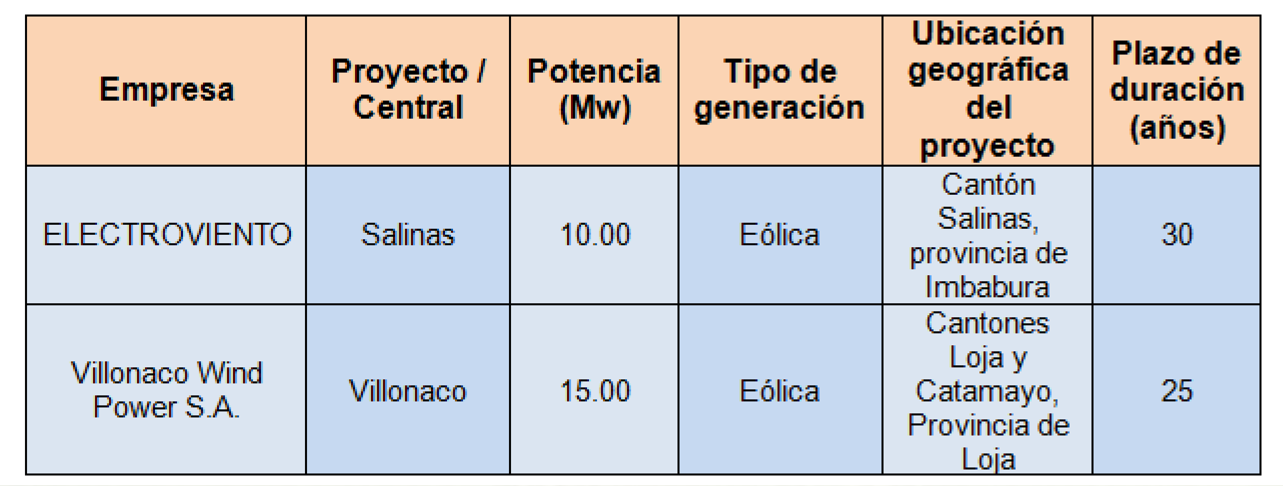
Potencia instalada (MW) a finales de 2002 (Estimaciones de EWEA y AWEA)

Situación actual en el Ecuador



En lo que respecta a generación eólica, el Ecuador cuenta desde el primero de octubre del año 2008 con el primer proyecto eólico. Este proyecto está ubicado en la región insular de Galápagos, precisamente en la Isla San Cristóbal. El primer parque eólico cuenta con tres generadores aéreos de 800 Kw cada uno, para un total de 2.4 Mw que ayudan a suplir parte de la demanda de las islas.

La granja eólica de San Cristóbal es la única instalada y en funcionamiento en todo el Ecuador. Existen otros proyectos que cuentan con estudios definitivos pero no se han llegado a concretar. La siguiente tabla muestra las características de los proyectos que cuentan con la concesión respectiva emitida por el CONELEC.



Empresa	Proyecto / Central	Potencia (Mw)	Tipo de generación	Ubicación geográfica del proyecto	Plazo de duración (años)
ELECTROVIENTO	Salinas	10.00	Eólica	Cantón Salinas, provincia de Imbabura	30
Villonaco Wind Power S.A.	Villonaco	15.00	Eólica	Cantones Loja y Catamayo, Provincia de Loja	25

Proyectos eólicos que cuentan con concesión por parte del CONELEC.

Aspectos medioambientales

La energía eólica es beneficiosa porque frena el agotamiento de los combustibles fósiles, que se caracterizan por estar disponibles en una cantidad limitada, además, es inagotable y está exenta de problemas de contaminación.

Beneficios de Producción de Energía Eólica

- No se contribuye a la lluvia ácida.
- No se contribuye al efecto invernadero.
- Es una fuente de energía segura, renovable, limpia e inagotable.

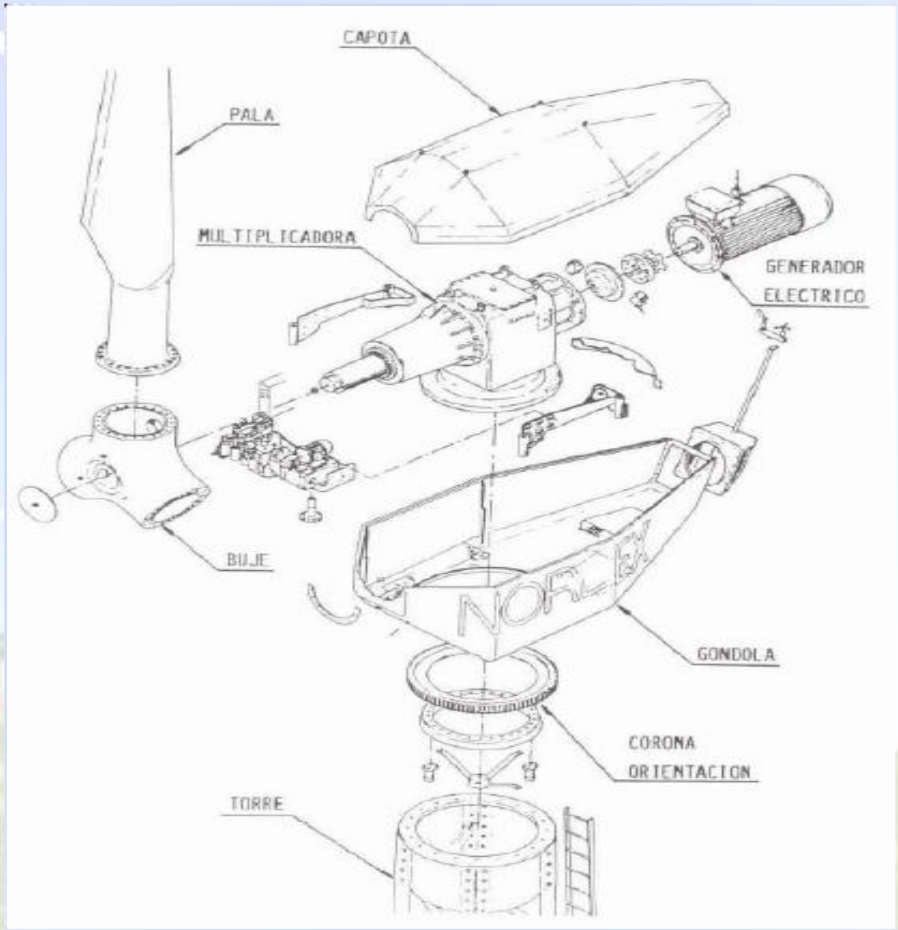
Afecciones al Medio Ambiente:

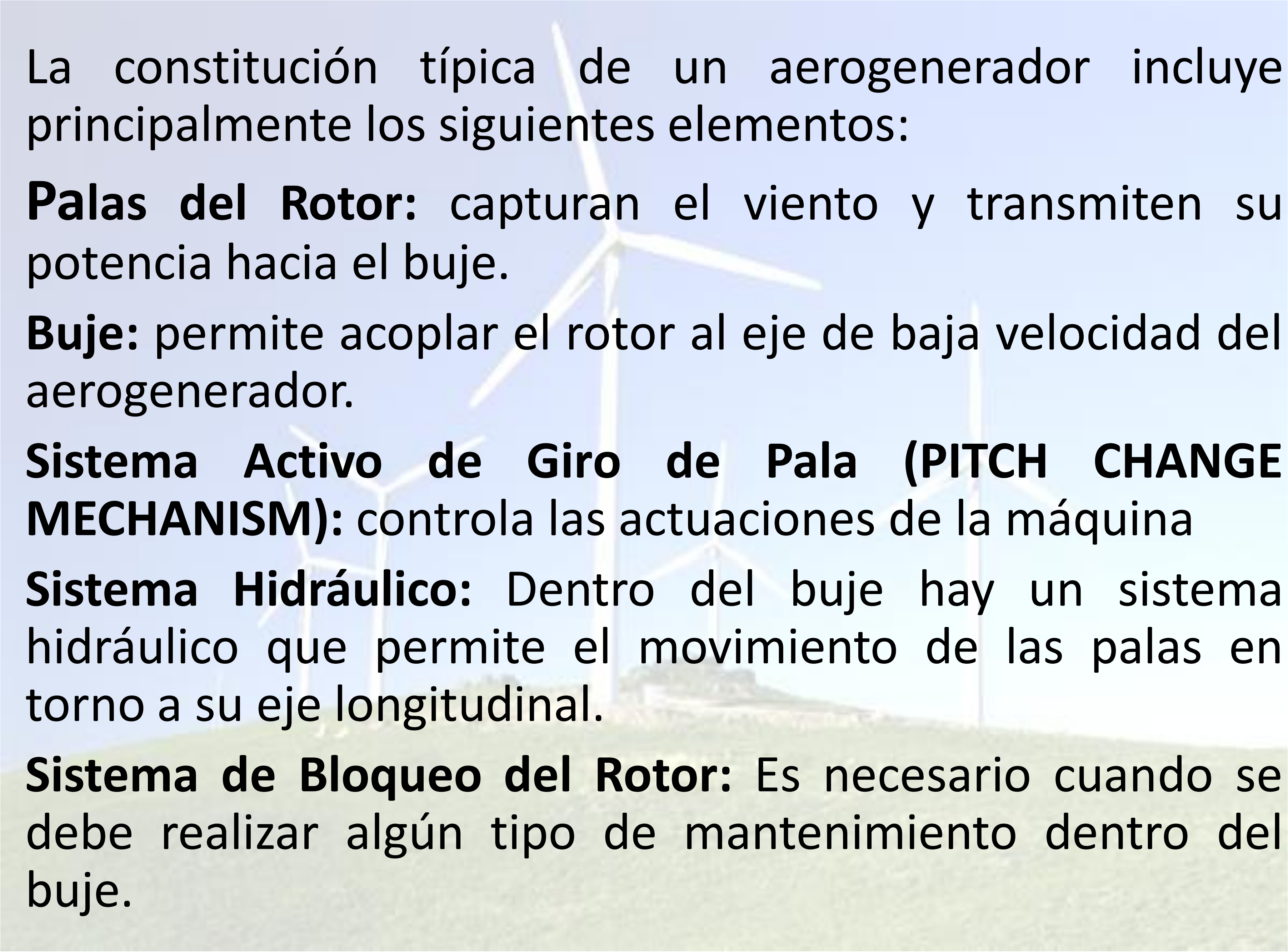
- Alteración Paisajística
- Reducida afección sobre las aves
- Las acciones de obra civil
- El impacto visual

PROCESOS EN LA PRODUCCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Constitución de aerogeneradores

- Un aerogenerador consiste en un rotor o turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en potencia sobre un eje giratorio, un sistema de generación que convierte esa potencia en electricidad.
- La mayoría de las aeroturbinas instaladas poseen eje horizontal, con las palas a barlovento y un sistema de orientación para posicionar a la máquina cara al viento en todo momento.





La constitución típica de un aerogenerador incluye principalmente los siguientes elementos:

Palas del Rotor: capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.

Buje: permite acoplar el rotor al eje de baja velocidad del aerogenerador.

Sistema Activo de Giro de Pala (PITCH CHANGE MECHANISM): controla las actuaciones de la máquina

Sistema Hidráulico: Dentro del buje hay un sistema hidráulico que permite el movimiento de las palas en torno a su eje longitudinal.

Sistema de Bloqueo del Rotor: Es necesario cuando se debe realizar algún tipo de mantenimiento dentro del buje.

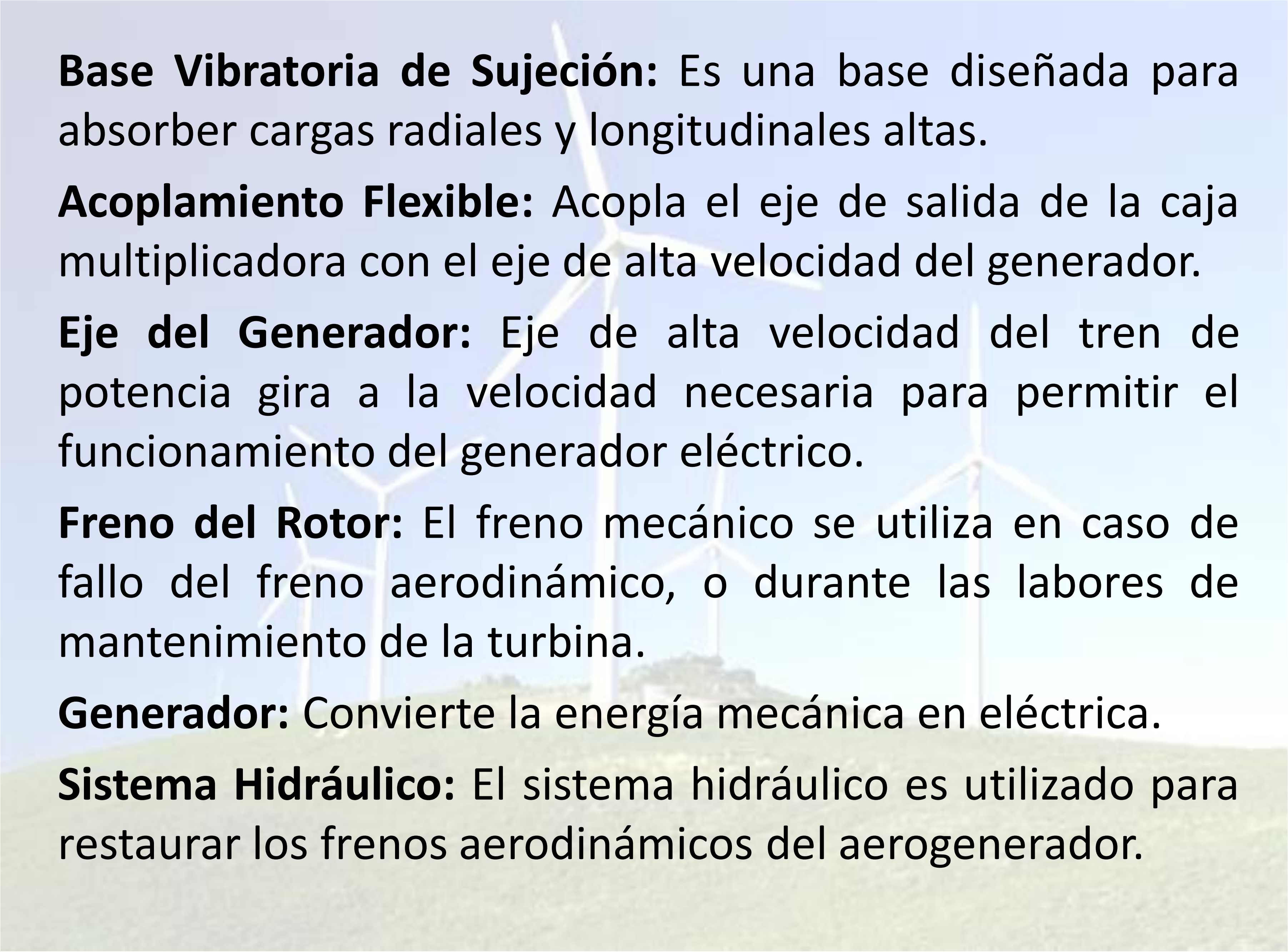
Mecanismo de Control de Balanceo: este mecanismo controla el movimiento del rotor perpendicular a su plano de rotación, permitiendo reducir las cargas de fatiga en toda la aeroturbinas.

Góndola: incluye el multiplicador y el generador eléctrico.

Acoplamiento Fijo entre el Buje y el eje de Baja Velocidad: Permite transmitir el movimiento del rotor eólico, al capturar las palas la energía del viento.

Caja Multiplicadora: Esta formada por engranajes que convierten el torque alto del viento con velocidades bajas, en velocidades altas con torque bajo en el Generador.

Base Vibratoria de Sujeción: Es una base diseñada para absorber cargas radiales y longitudinales altas.



Base Vibratoria de Sujeción: Es una base diseñada para absorber cargas radiales y longitudinales altas.

Acoplamiento Flexible: Acopla el eje de salida de la caja multiplicadora con el eje de alta velocidad del generador.

Eje del Generador: Eje de alta velocidad del tren de potencia gira a la velocidad necesaria para permitir el funcionamiento del generador eléctrico.

Freno del Rotor: El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

Generador: Convierte la energía mecánica en eléctrica.

Sistema Hidráulico: El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

Mecanismo de Orientación (Yaw Drive) : Es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.

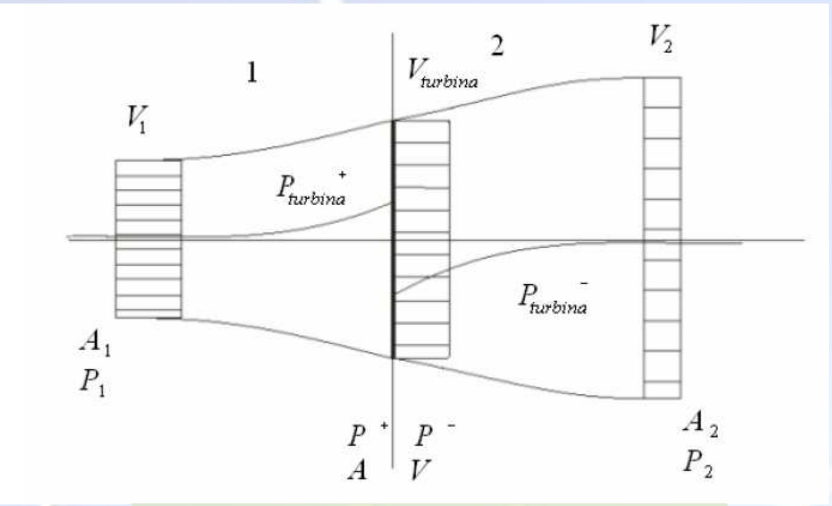
Anemómetro y Veleta: El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento.

Controlador Electrónico: monitoriza las condiciones del aerogenerador y controla el mecanismo de orientación.

Plataforma: Es la plataforma que sirve de soporte a la máquina.

Torre : Estructura metálica que soporta la góndola.

La ley de Betz - Teoría de la cantidad de movimiento



Tubo de corriente en un aerogenerador

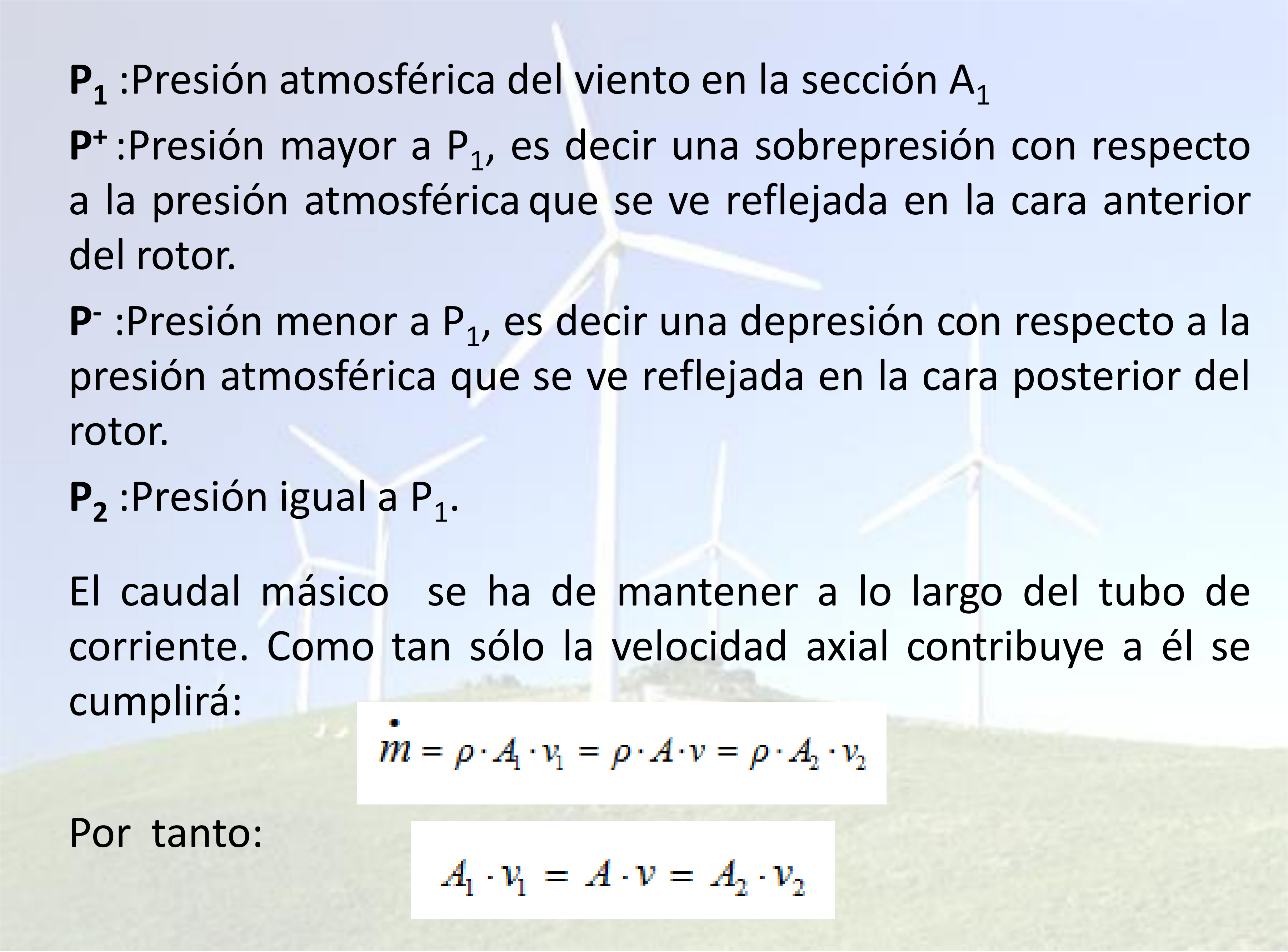
A_1 :Sección aguas arriba del rotor (antes de llegar al rotor)

V_1 :Velocidad incidente del viento en la sección A_1

V :Velocidad en la proximidades del rotor

A_2 :Sección aguas abajo del rotor (después de pasar el rotor)

V_2 :Velocidad incidente del viento en la sección A_2



P_1 :Presión atmosférica del viento en la sección A_1

P^+ :Presión mayor a P_1, es decir una sobrepresión con respecto a la presión atmosférica que se ve reflejada en la cara anterior del rotor.

P^- :Presión menor a P_1, es decir una depresión con respecto a la presión atmosférica que se ve reflejada en la cara posterior del rotor.

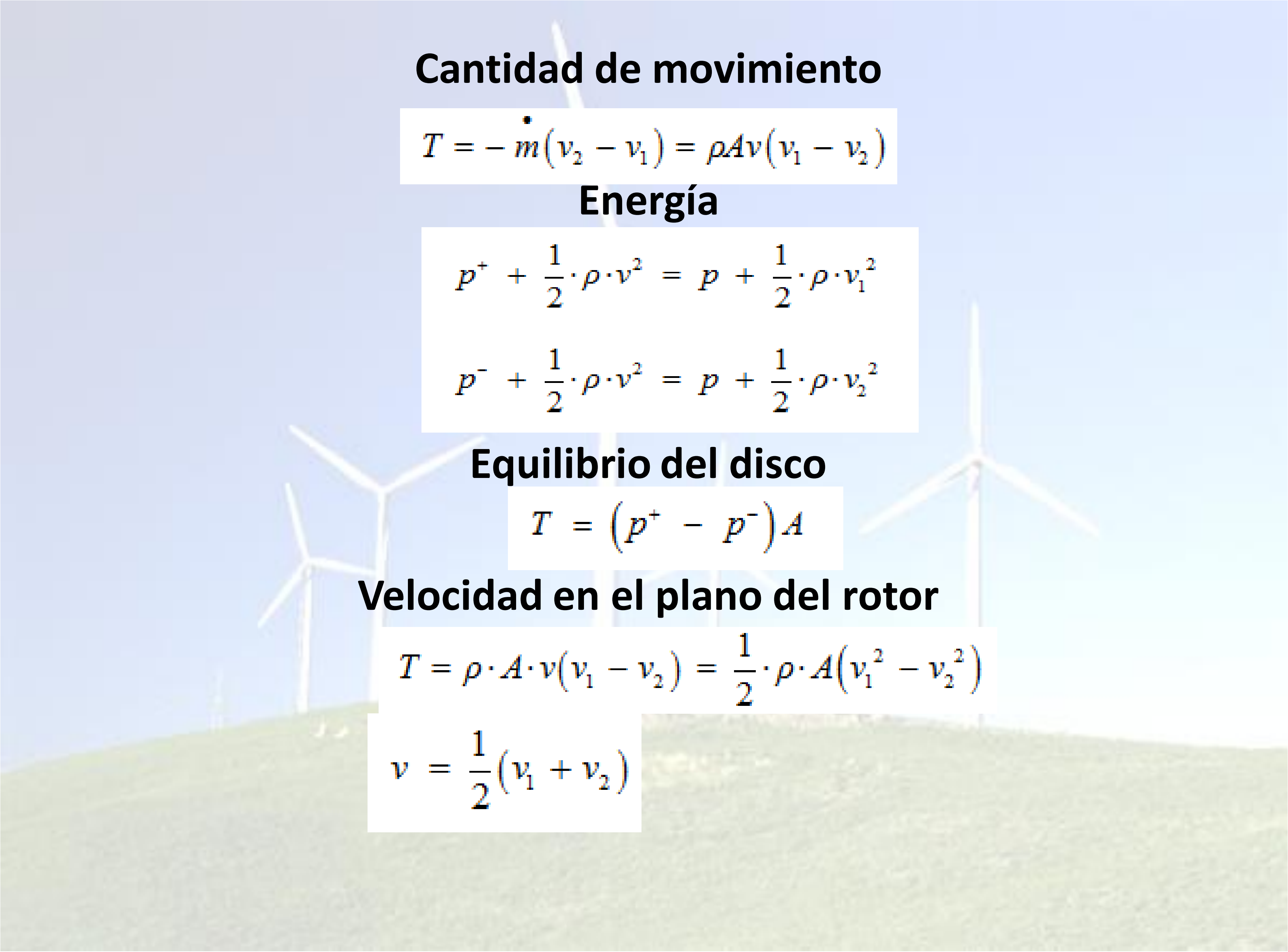
P_2 :Presión igual a P_1.

El caudal másico se ha de mantener a lo largo del tubo de corriente. Como tan sólo la velocidad axial contribuye a él se cumplirá:

$$\dot{m} = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 = \rho \cdot A \cdot v = \rho \cdot A_2 \cdot v_2$$

Por tanto:

$$A_1 \cdot v_1 = A \cdot v = A_2 \cdot v_2$$



Cantidad de movimiento

$$T = -\dot{m}\left(v_2 - v_1\right) = \rho A v\left(v_1 - v_2\right)$$

Energía

$$p^+ + \frac{1}{2}\cdot\rho\cdot v^2 = p + \frac{1}{2}\cdot\rho\cdot v_1^2$$

$$p^- + \frac{1}{2}\cdot\rho\cdot v^2 = p + \frac{1}{2}\cdot\rho\cdot v_2^2$$

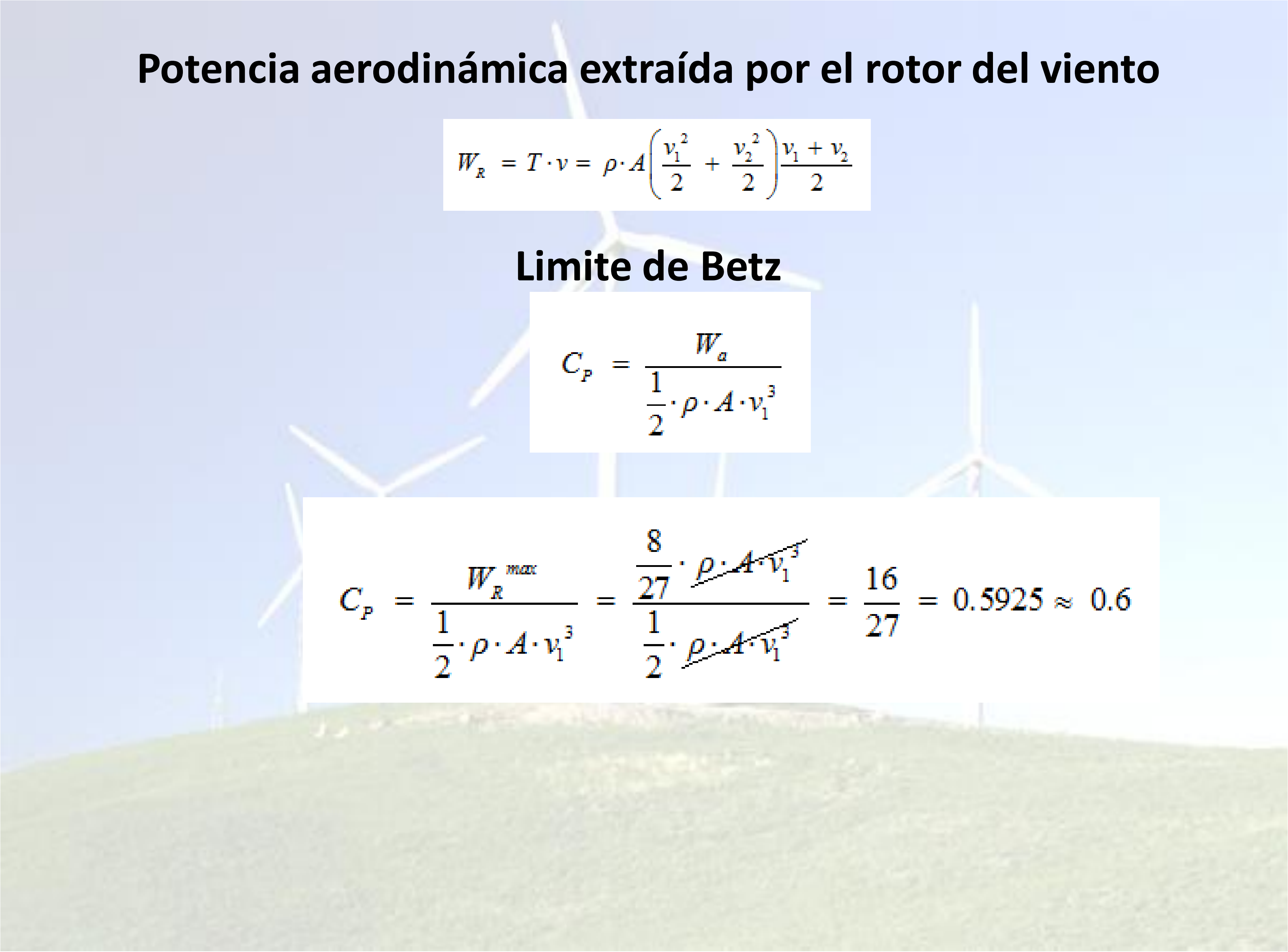
Equilibrio del disco

$$T = \left(p^+ - p^-\right)A$$

Velocidad en el plano del rotor

$$T = \rho\cdot A\cdot v\left(v_1 - v_2\right) = \frac{1}{2}\cdot\rho\cdot A\left(v_1^2 - v_2^2\right)$$

$$v = \frac{1}{2}\left(v_1 + v_2\right)$$



Potencia aerodinámica extraída por el rotor del viento

$$W_R = T\cdot v = \rho\cdot A\left(\frac{v_1^2}{2}+\frac{v_2^2}{2}\right)\frac{v_1+v_2}{2}$$

Limite de Betz

$$C_P = \frac{W_a}{\frac{1}{2}\cdot\rho\cdot A\cdot v_1^3}$$

$$C_P = \frac{W_R^{\ max}}{\frac{1}{2}\cdot\rho\cdot A\cdot v_1^3} = \frac{\frac{8}{27}\cdot\cancel{\rho\cdot A\cdot v_1^3}}{\frac{1}{2}\cdot\cancel{\rho\cdot A\cdot v_1^3}} = \frac{16}{27} = 0.5925 \approx 0.6$$

La energía del viento

Origen de los vientos

La energía del viento

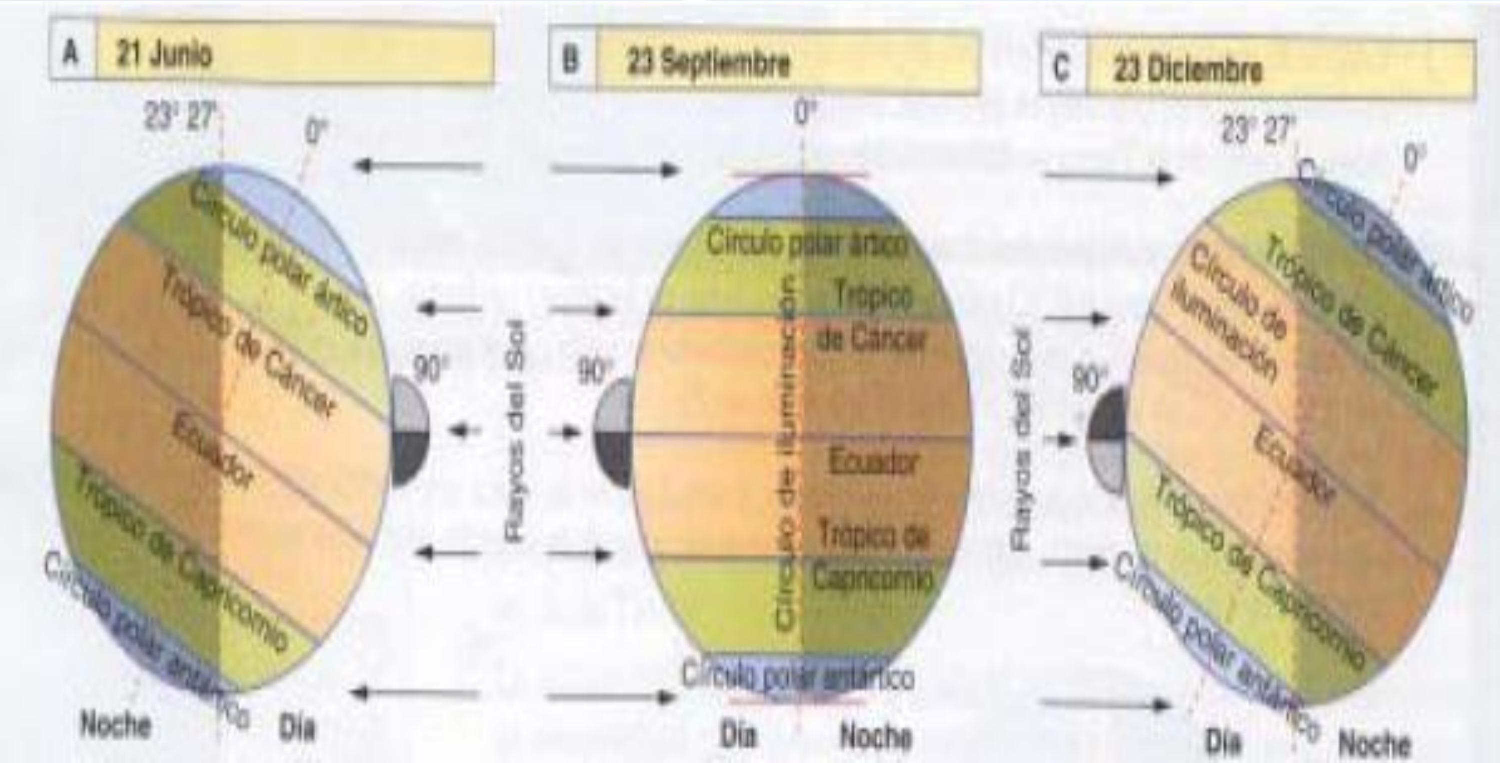
La circulación atmosférica viene determinada por:

- La diferencia constante de temperatura que existe entre el ecuador y los polos
- La rotación de la Tierra.
- La presencia de masas continentales.

La Tierra es una esfera por lo que los rayos del Sol sólo dan perpendicularmente en un punto.

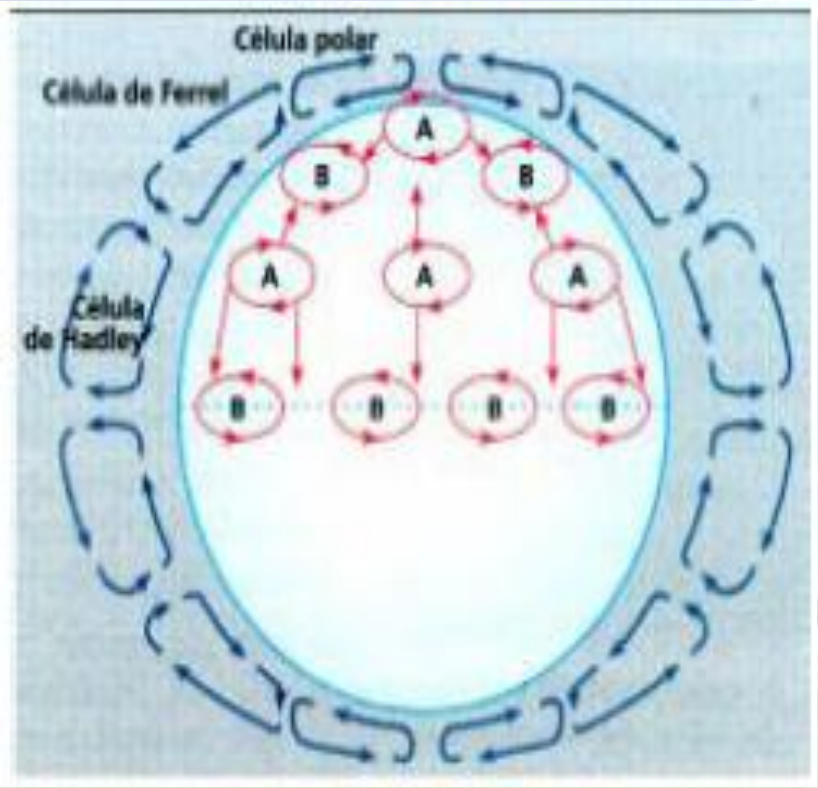
El eje de la Tierra está inclinado con respecto al plano de giro alrededor del Sol, por lo que los rayos inciden de forma perpendicular en diferentes puntos según la época del año.

La energía del viento

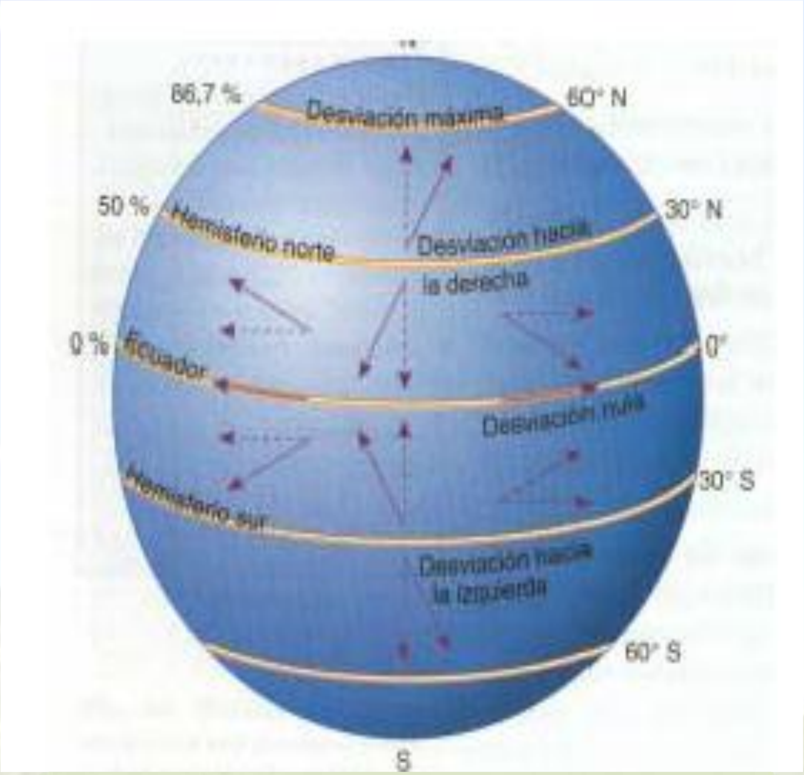


Incidencia de los rayos solares en la superficie terrestre:
A) 21 de junio,B) 23 de septiembre, C) 23 de diciembre.

La energía del viento



Formación de las células convectivas



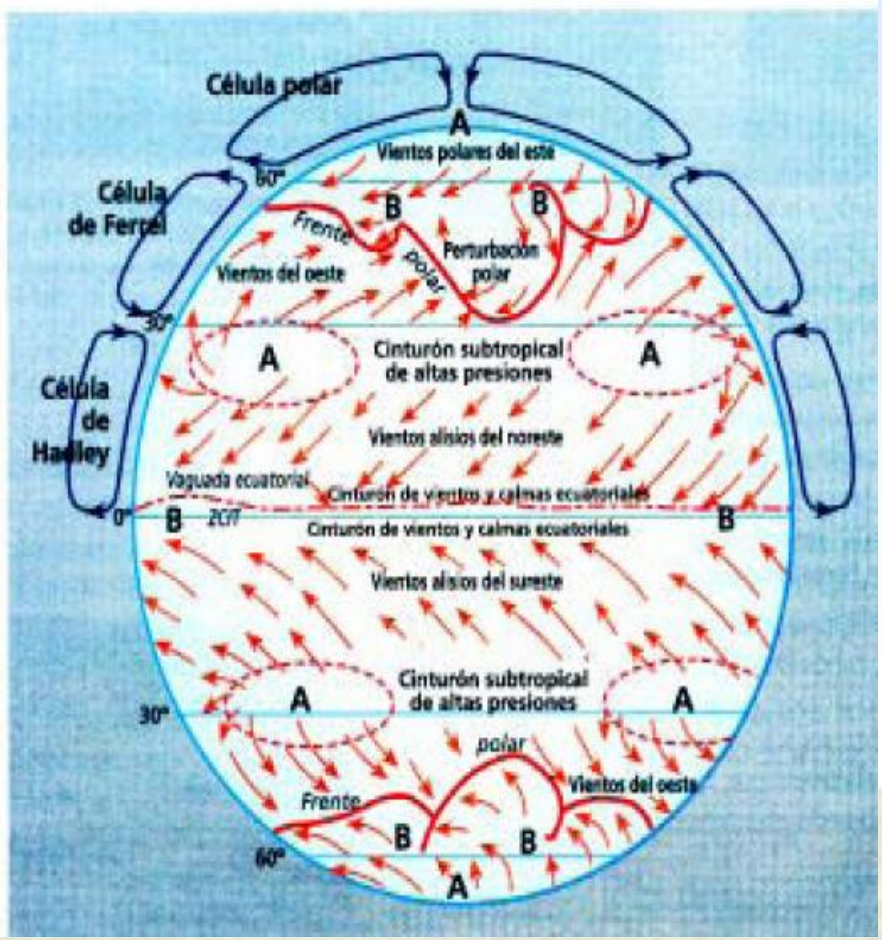
Desviaciones que se producen por la fuerza de Coriolis

La energía del viento

Anomalías locales y regionales de la circulación atmosférica

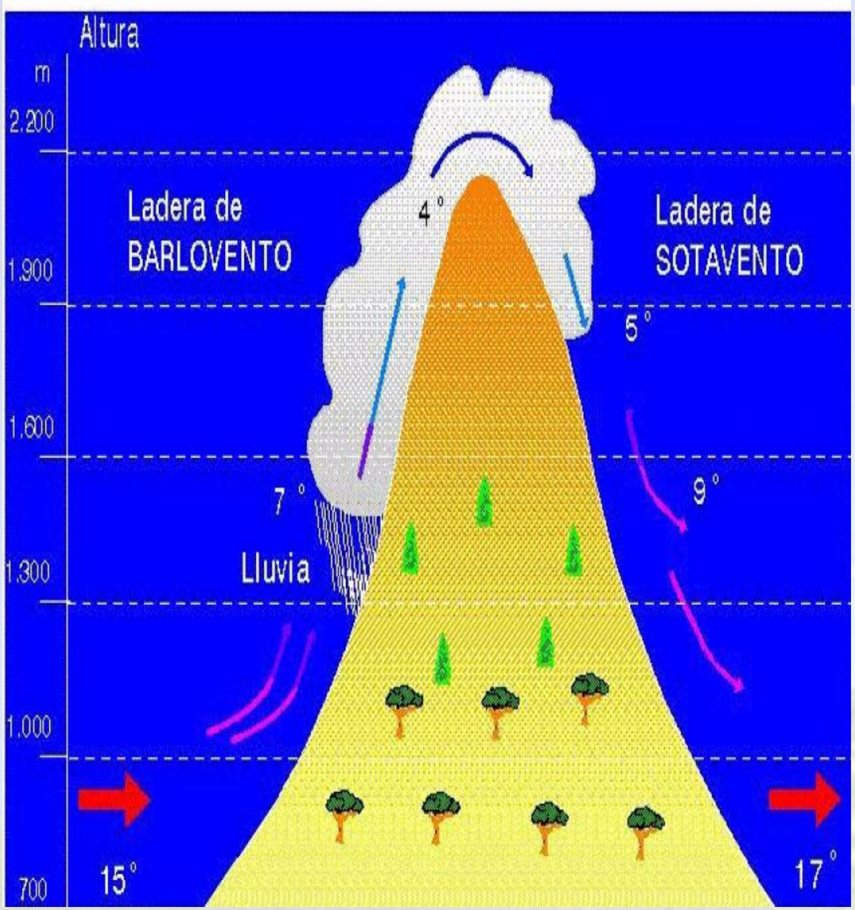
La circulación atmosférica descrita tiene gran cantidad de peculiaridades debidas a:

- La presencia de masas continentales.
- Los océanos
- La presencia de sistemas montañosos.
- El agua es capaz de absorber una gran cantidad de energía, por lo que se calientan y enfrían más lentamente que los continentes, viéndose menos afectados por las variaciones diarias.

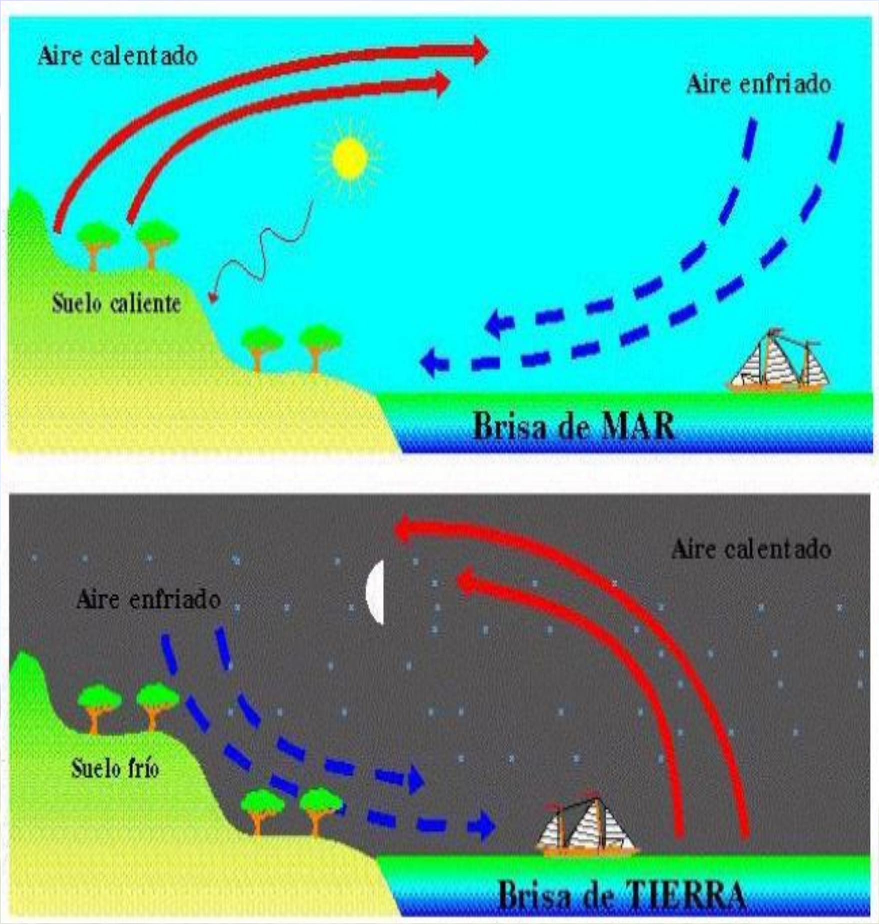


Circulación general de la atmosfera

La energía del viento



Vientos locales (Foehn)



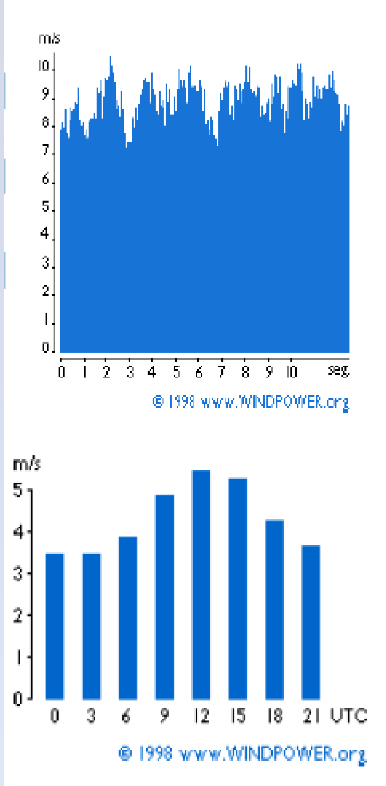
Brisa de Mar y Tierra

Medición del recurso

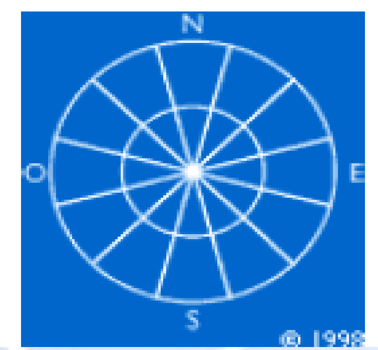
- Los aparatos utilizados para medir el viento son el anemómetro y la veleta, siendo el primero el que mide la velocidad y el segundo la dirección de donde sopla el viento.
- El anemómetro más usado es el de cazoletas, que consiste en una cruz o molinete horizontal móvil alrededor de un eje vertical; cada brazo de la cruz lleva en su extremo una cazoleta o semiesfera hueca, estando todos los huecos dirigidos en el mismo sentido.
- Las velocidades del viento son medidas en medias de 10 minutos para que sea compatible con la mayoría de programas estándar .
- Los resultados en las velocidades del viento son diferentes si se utilizan diferentes periodos de tiempo para calcular las medias.

Veleta

Medición del recurso



Variabilidad del viento

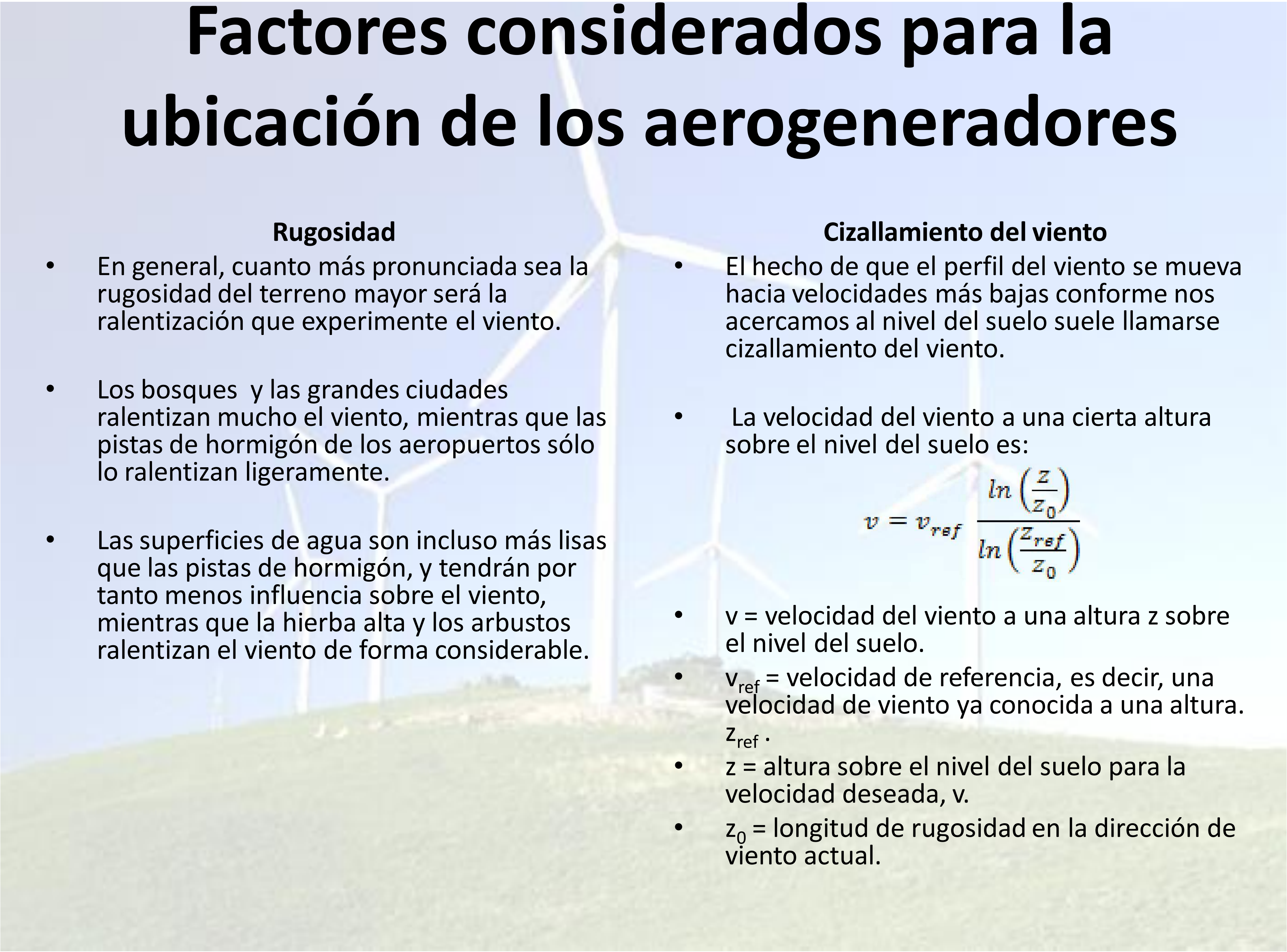


Rosa de los vientos

GRADO	NOMBRE USUAL	EFECTOS APRECIABLES EN TIERRA	VELOCIDAD (Km/h)
0	Calma	Humo verti-cal.	0 a 1
1	Ventolina	Se inclina el humo, las ban-de-ras y las veletas no se mueven.	1 a 5
2	Flojito -brisa muy débil	Se siente el viento en la ca-ra. Se mueven las hojas de los árboles, las banderas y las veletas.	6 a 11
3	Flojo -brisa débil	Se agitan las hojas de los árboles. Las banderas ondean.	12 a 19
4	Bonancible – brisa moderada	Se levanta polvo y papeles pe-que-ños. Se mueven las ra-mas pe-queñas.	20 a 28
5	Fresquito – brisa fresca	Se mueven los árboles pequeños. Pequeñas olas en los estanques	29 a 38
6	Fresco – brisa fuerte	Se mueven las ramas grandes. Silban los hilos del teléfono. Dificultad con los paraguas.	39 a 49
7	Frescachón – viento fuerte	Todos los árboles en movimiento. Es difícil andar contra el viento.	50 a 61
8	Temporal – duro	Se rompen las ramas delgadas de los árboles. Generalmente no se puede andar contra el viento.	62 a 74
9	Temporal fuerte – muy duro	Arboles arrancados y daños en edificios.	75 a 88
10	Temporal duro – temporal	Graves daños en edificios.	89 a 102
11	Temporal muy duro – borrasca	Destrozos generalizados.	103 a 117
12	Temporal huracanado - huracán	Enormes daños.	Más de 118

Escala de viento BEAUFORT, usada en tierra

Factores considerados para la ubicación de los aerogeneradores



Rugosidad

- En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.
- Los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente.
- Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

Cizallamiento del viento

- El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse cizallamiento del viento.
- La velocidad del viento a una cierta altura sobre el nivel del suelo es:

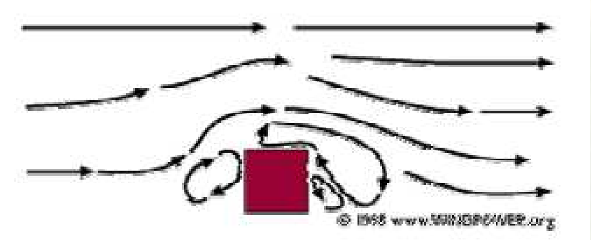
$$v = v_{ref} \frac{ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

- v = velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo.
- v_{ref} = velocidad de referencia, es decir, una velocidad de viento ya conocida a una altura. z_{ref} .
- z = altura sobre el nivel del suelo para la velocidad deseada, v.
- z_0 = longitud de rugosidad en la dirección de viento actual.

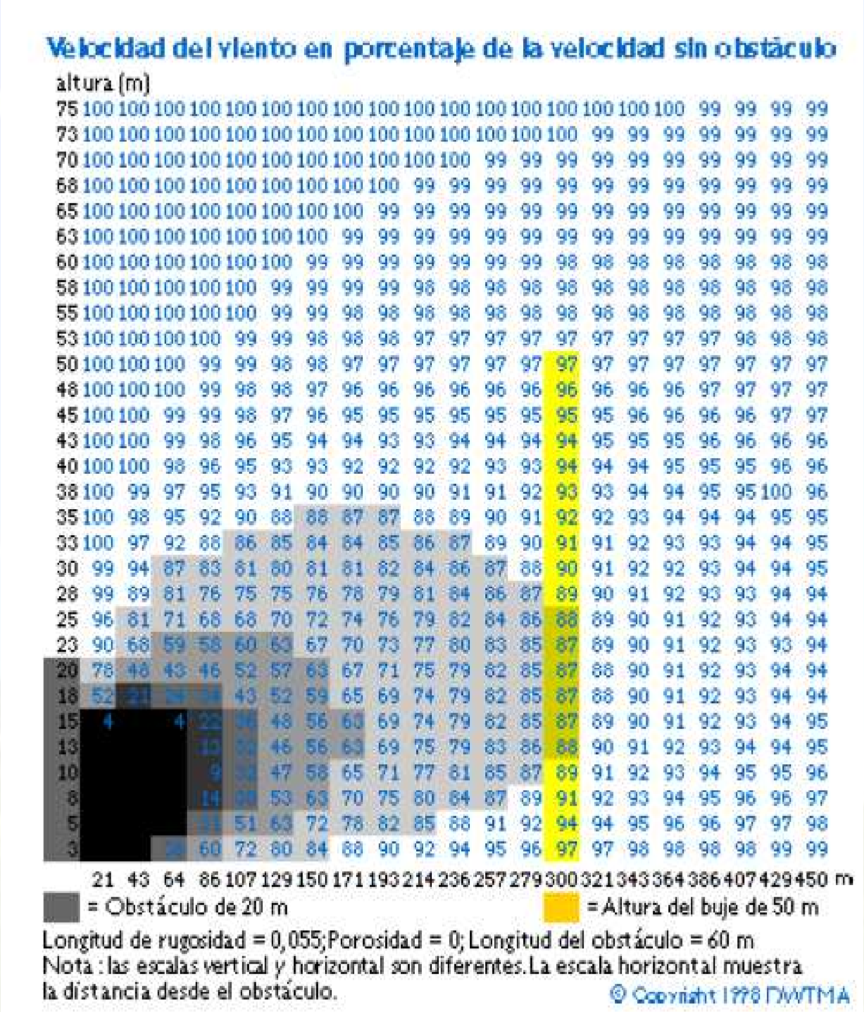
Efectos debido a obstáculos

- Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica, tal y como se explica en la sección sobre cargas de fatiga. Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.

- Como puede verse en este dibujo de típicas corrientes de viento alrededor de un obstáculo, la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él .



Líneas de viento frente a un obstáculo romo



Velocidad del viento en porcentaje de la velocidad sin obstáculo

altura (m)	21	43	64	86	107	129	150	171	193	214	236	257	279	300	321	343	364	386	407	429	450 m
75	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99
73	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99
70	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
68	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
65	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
63	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
60	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98
58	100	100	100	100	100	99	99	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
55	100	100	100	100	100	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
53	100	100	100	100	99	99	98	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	98	98	98
50	100	100	100	99	99	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
48	100	100	100	99	98	98	97	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	97	97	97	97
45	100	100	99	99	98	97	96	95	95	95	95	95	95	95	95	96	96	96	96	97	97
43	100	100	99	98	96	95	94	94	93	93	94	94	94	94	95	95	95	96	96	96	96
40	100	100	98	96	95	93	93	92	92	92	92	93	93	94	94	94	95	95	95	96	96
38	100	99	97	95	93	91	90	90	90	90	91	91	92	93	93	94	94	95	95	100	96
35	100	98	95	92	90	88	88	87	87	88	89	90	91	92	92	93	94	94	94	95	95
33	100	97	92	88	86	85	84	84	85	86	87	89	90	91	91	92	93	93	94	94	95
30	99	94	87	83	81	80	81	81	82	84	86	87	88	90	91	92	92	93	94	94	95
28	99	89	81	76	75	75	76	78	79	81	84	86	87	89	90	91	92	93	93	94	94
25	96	81	71	68	68	70	72	74	76	79	82	84	86	88	89	90	91	92	93	94	94
23	90	68	59	58	60	63	67	70	73	77	80	83	85	87	89	90	91	92	93	93	94
20	78	48	43	46	52	57	63	67	71	75	79	82	85	87	88	90	91	92	93	94	94
18	52	21	[illegible]	[illegible]	43	52	59	65	69	74	79	82	85	87	88	90	91	92	93	94	94
15	4		4	22	[illegible]	48	56	63	69	74	79	82	85	87	89	90	91	92	93	94	95
13				[illegible]	[illegible]	46	56	63	69	75	79	83	86	88	90	91	92	93	94	94	95
10				9	[illegible]	47	58	65	71	77	81	85	87	89	91	92	93	94	95	95	96
8				14	[illegible]	53	63	70	75	80	84	87	89	91	92	93	94	95	96	96	97
5				[illegible]	51	63	72	78	82	85	88	91	92	94	94	95	96	96	97	97	98
3			[illegible]	60	72	80	84	88	90	92	94	95	96	97	97	98	98	98	98	99	99

■ = Obstáculo de 20 m

🟨 = Altura del buje de 50 m

Longitud de rugosidad = 0,055;Porosidad = 0; Longitud del obstáculo = 60 m

Nota : las escalas vertical y horizontal son diferentes.La escala horizontal muestra la distancia desde el obstáculo.

© Copyright 1998 DWTMA

Efectos debido a obstáculos

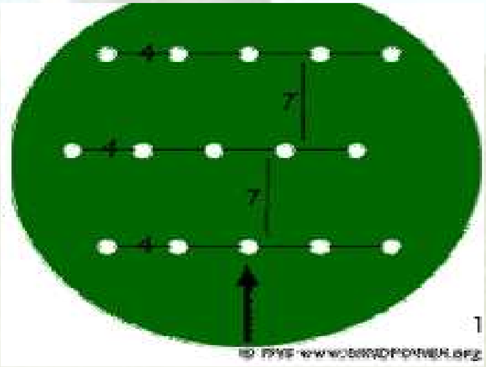
Efecto estela

- Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento.
- De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina .

Efecto estela en un generador eólico

Efecto del parque

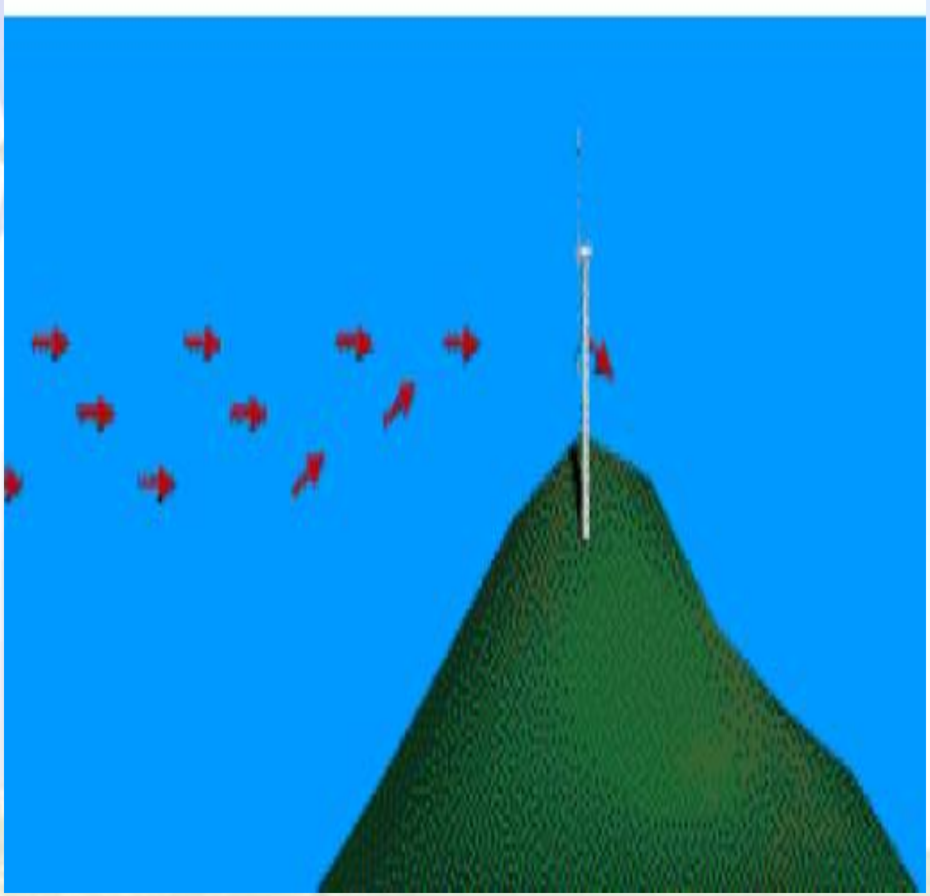
- En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor.
- Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el costo del terreno y la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconsejan instalar las turbinas más cerca unas de otras.



Disposición de aerogeneradores para disminuir el efecto parque,
(las distancias se disponen en base al diámetro del rotor, ej. 7 diam del rotor y 4 diam del rotor)

Efectos Aceleradores

Efecto tunel

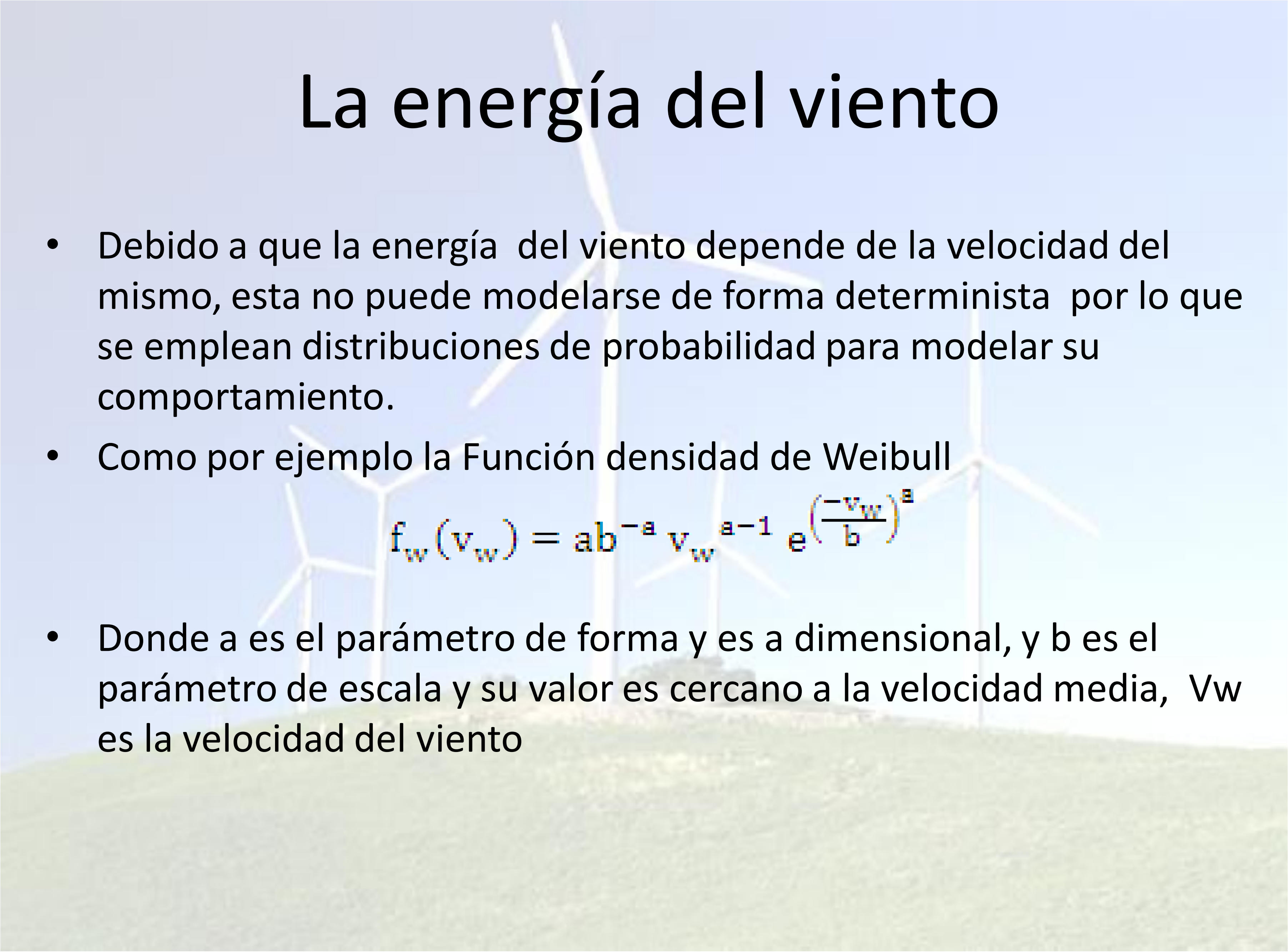


Efecto Colina

La energía del viento

Modelación matemática

La energía del viento

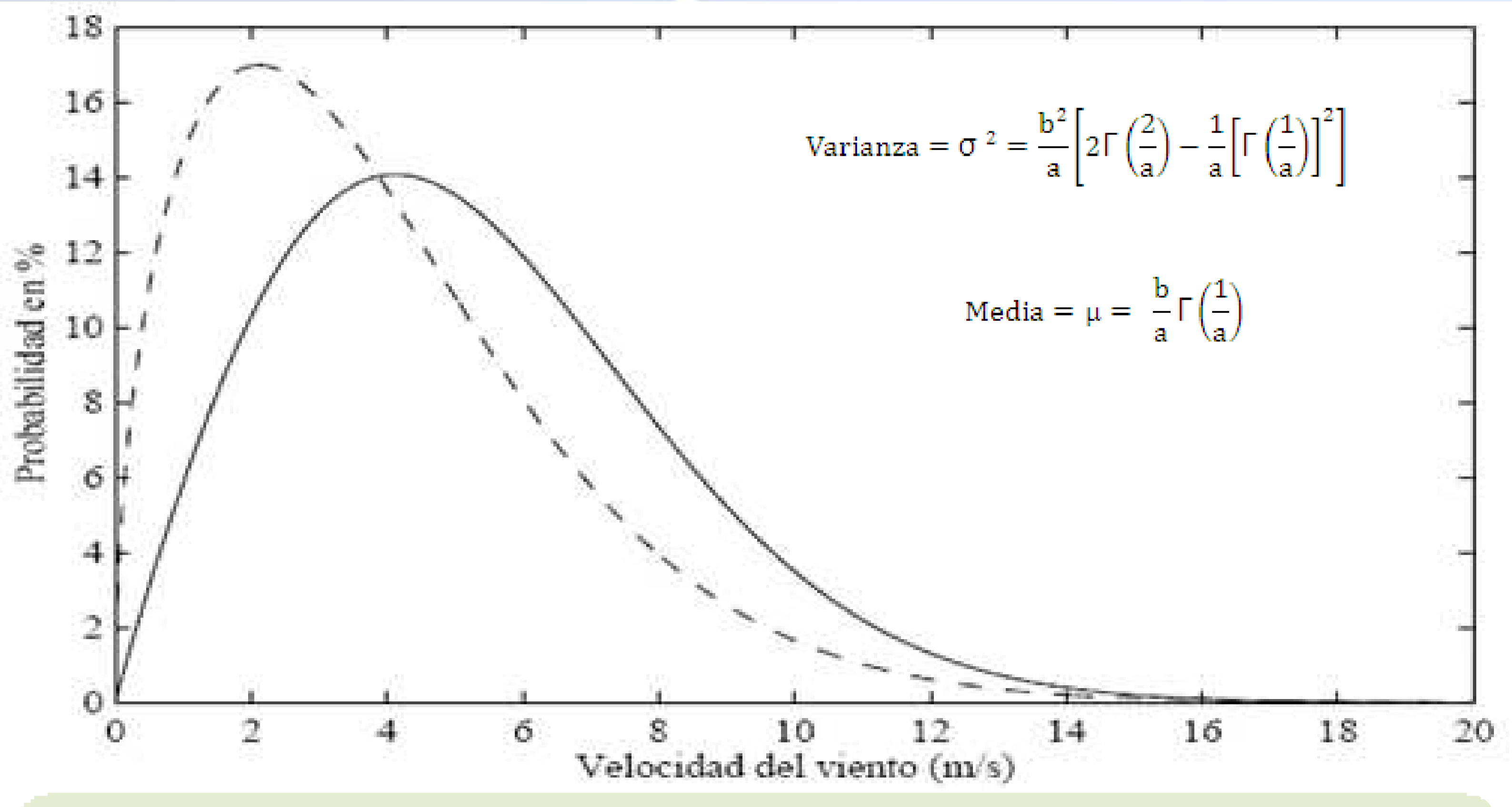


- Debido a que la energía del viento depende de la velocidad del mismo, esta no puede modelarse de forma determinista por lo que se emplean distribuciones de probabilidad para modelar su comportamiento.
- Como por ejemplo la Función densidad de Weibull

$$f_w(v_w) = ab^{-a}\, {v_w}^{a-1}\, e^{\left(\frac{-v_w}{b}\right)^a}$$

- Donde a es el parámetro de forma y es a dimensional, y b es el parámetro de escala y su valor es cercano a la velocidad media, Vw es la velocidad del viento

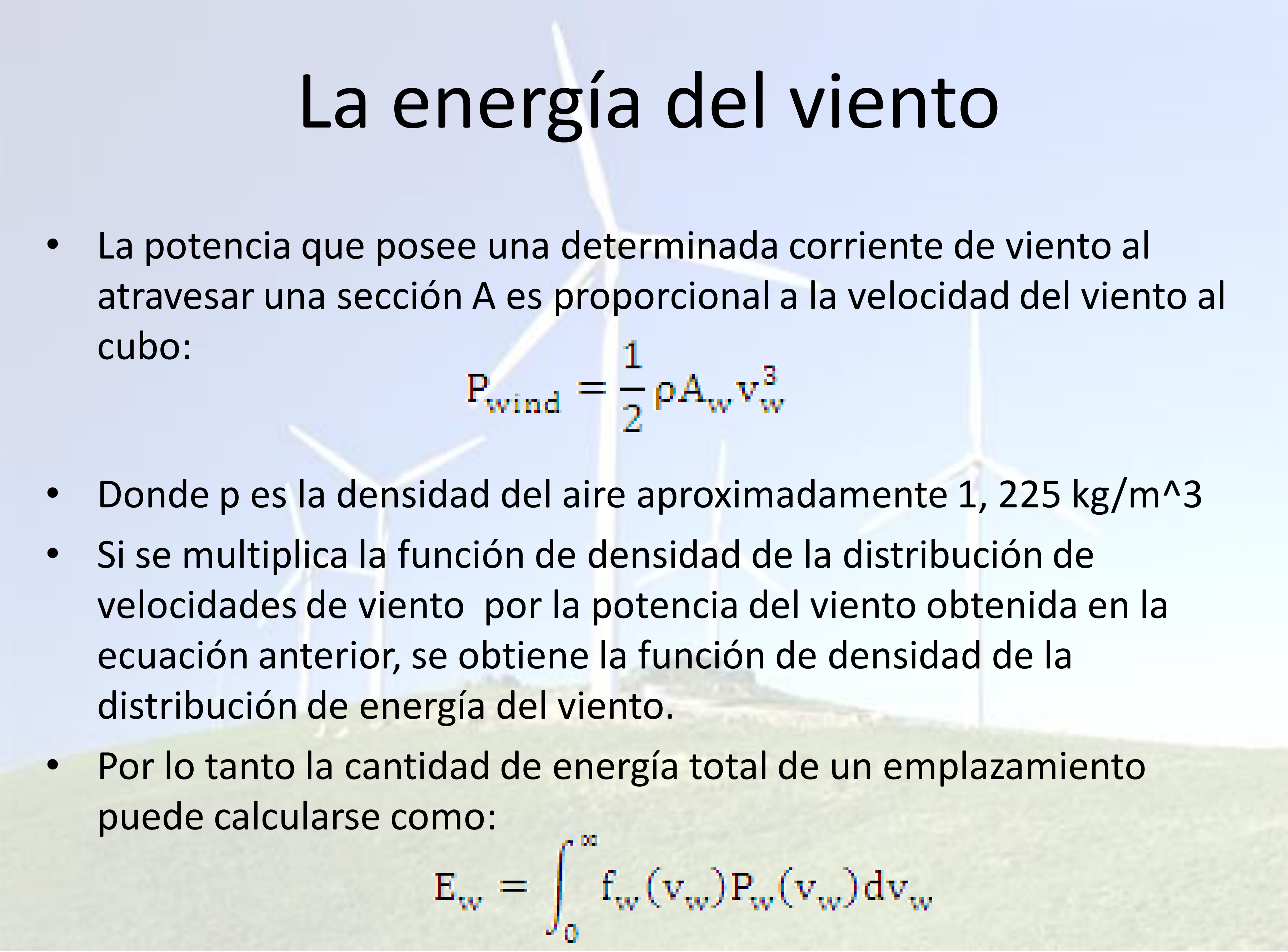
La energía del viento



$$\text{Varianza} = \sigma^2 = \frac{b^2}{a}\left[2\Gamma\left(\frac{2}{a}\right) - \frac{1}{a}\left[\Gamma\left(\frac{1}{a}\right)\right]^2\right]$$

$$\text{Media} = \mu = \frac{b}{a}\Gamma\left(\frac{1}{a}\right)$$

Dos distribuciones de Weibull: (-) factor de forma a=1.94, factor de escala b=0.98 m/s. (--) factor de forma a=1.5, factor de escala b=4.39 m/s



La energía del viento

- La potencia que posee una determinada corriente de viento al atravesar una sección A es proporcional a la velocidad del viento al cubo:

$$P_{\mathrm{wind}} = \frac{1}{2}\rho A_w v_w^3$$

- Donde p es la densidad del aire aproximadamente 1, 225 kg/m^3
- Si se multiplica la función de densidad de la distribución de velocidades de viento por la potencia del viento obtenida en la ecuación anterior, se obtiene la función de densidad de la distribución de energía del viento.
- Por lo tanto la cantidad de energía total de un emplazamiento puede calcularse como:

$$E_w = \int_0^\infty f_w(v_w) P_w(v_w) dv_w$$

La energía del viento

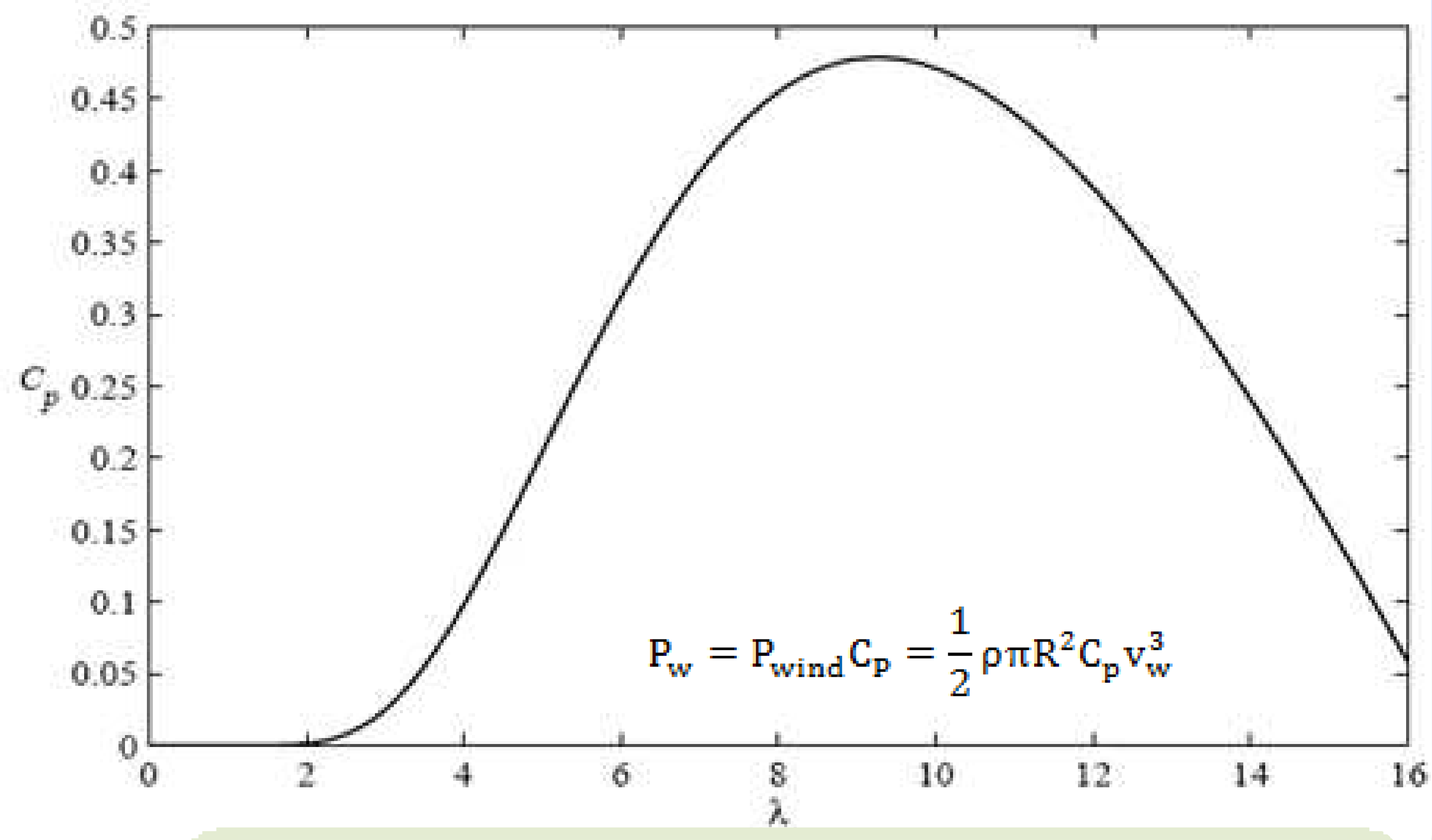
- Este dato es importante a la hora de considerar un posible emplazamiento para un generador eólico, ya que la potencia mecánica que una turbina eólica puede capturar se puede calcular como:

$$P_w = P_{wind} C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v_w^3$$

- Donde R es el radio de las palas, Cp es el coeficiente de potencia, que expresa la fracción de potencia extraída por el aerogenerador, y Vw es la velocidad del viento.
- Los factores de los que depende el coeficiente de potencia son: geometría de las palas, ángulo de paso de las palas, la relación entre la velocidad lineal en la punta de pala Vu y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{v_u}{v_w}$$

La energía del viento



$$P_w = P_{wind} C_P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v_w^3$$

Ejemplo de la evolución del coeficiente de potencia en función de la relación de velocidades .

Control de aerogeneradores

Según el sistema de control, los sistemas de conversión de energía eólica pueden clasificarse en dos grandes grupos: sistemas de velocidad fija y sistemas de velocidad variable.

Sistemas de velocidad fija

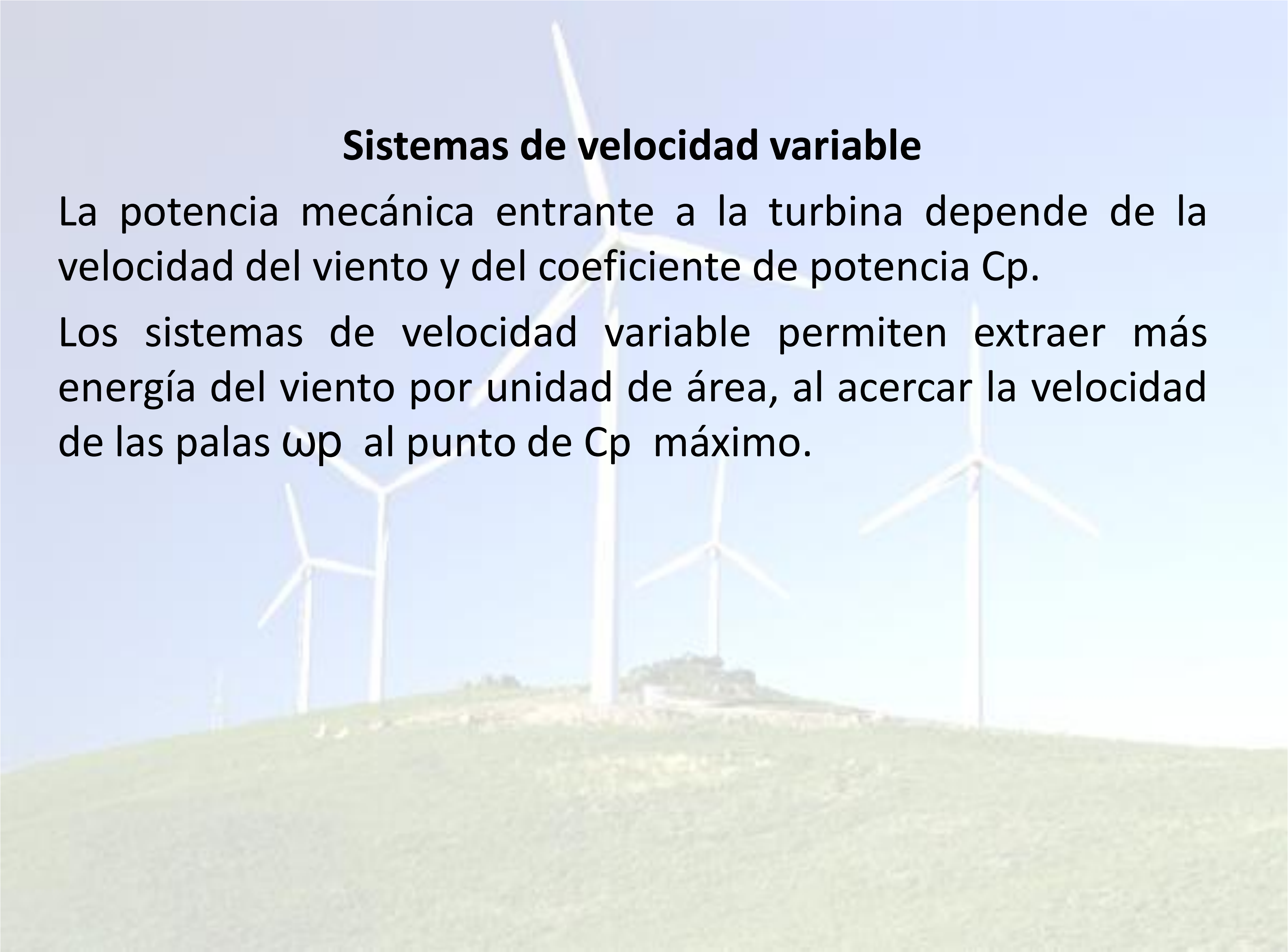
Los sistemas de velocidad fija se caracterizan por girar en régimen permanente a una velocidad prácticamente constante e independiente de la velocidad del viento.

Los sistemas con generador síncrono giran a la velocidad $\omega g=\omega s$, donde ωs es la frecuencia de sincronismo.

Los sistemas con generador de inducción giran a la velocidad $\omega G=\omega S(1-S)$, donde S es el deslizamiento.

Existen dos métodos principales de control para los sistemas de velocidad fija:

- **Control por entrada en pérdida.**
- **Control por variación del paso de pala.**

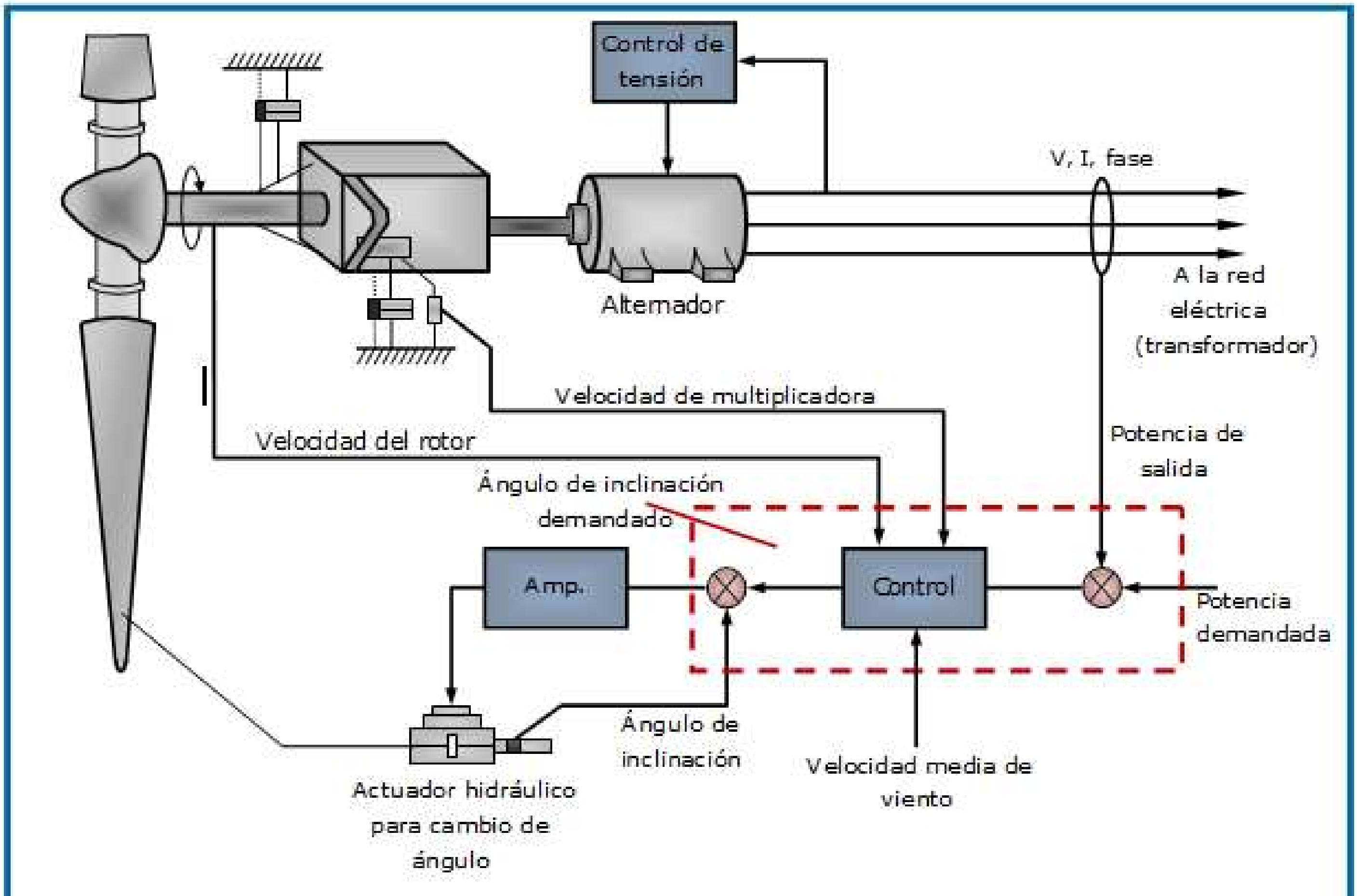


Sistemas de velocidad variable

La potencia mecánica entrante a la turbina depende de la velocidad del viento y del coeficiente de potencia Cp.

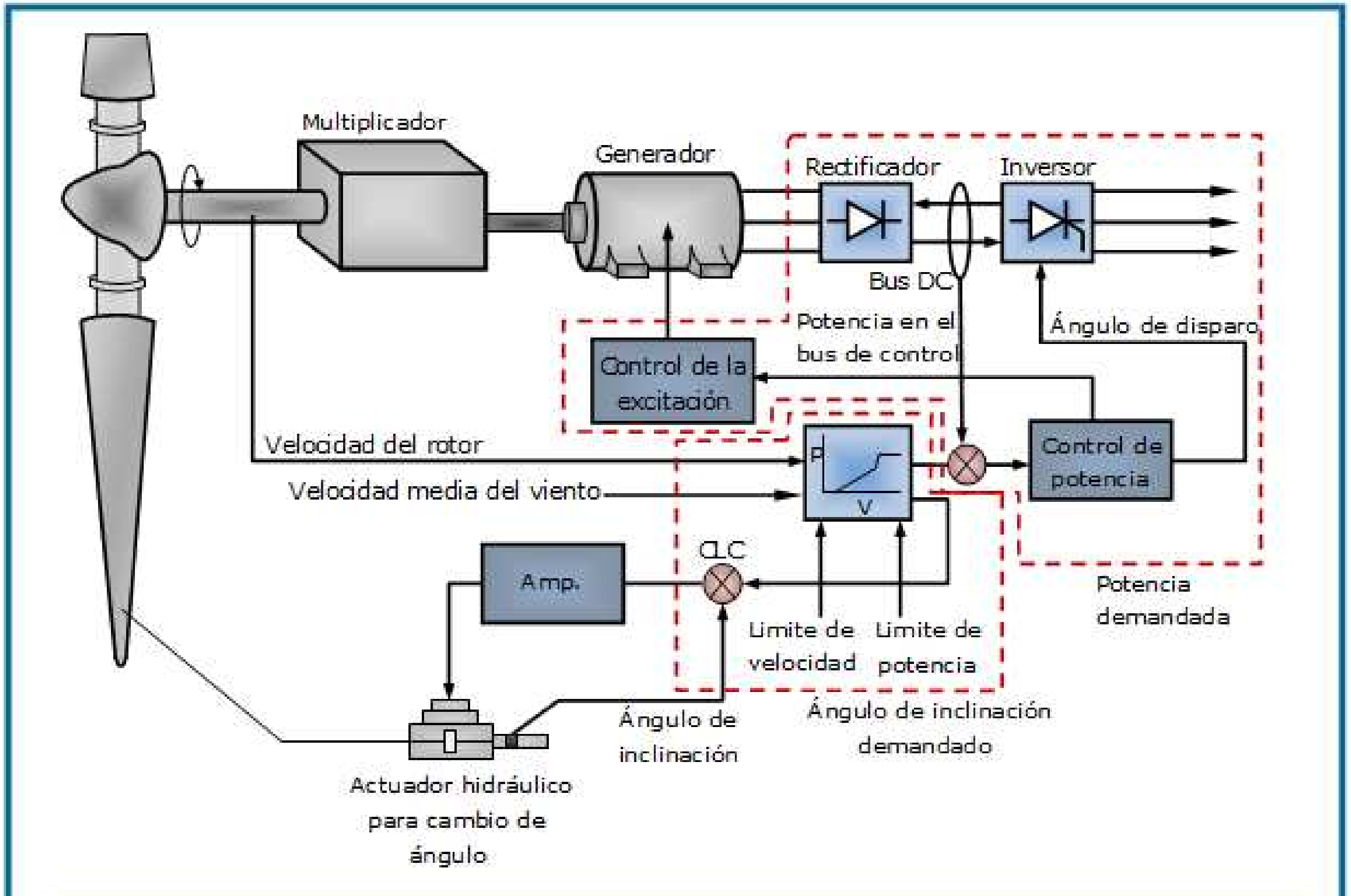
Los sistemas de velocidad variable permiten extraer más energía del viento por unidad de área, al acercar la velocidad de las palas ωp al punto de Cp máximo.

En el caso de aerogeneradores con paso fijo y velocidad fija el proceso de arranque que se sigue es el siguiente:



Esquema de un AE de paso variable (o con aerofrenos) y velocidad fija.

En el caso de sistemas de paso variable y velocidad variable el proceso que se sigue es el siguiente:



Esquema de un AE de paso y velocidad variables.

Tipo de control	Ventajas	Inconvenientes
Entrada en pérdida	▫ Simplicidad ▫ Palas fijas	▫ Bajo aprovechamiento a vientos altos
Ángulo de pala	▫ Mejor aprovechamiento a vientos altos	▫ Más caro ▫ Averías en el mecanismo
Velocidad variable	▫ Menos ruido ▫ Control de factor de potencia ▫ Menos esfuerzos mecánicos ▫ Reducción de fluctuaciones de tensión ▫ Mejor aprovechamiento a todas las velocidades de viento.	▫ Más complejo ▫ Ligera pérdida de potencia en el convertidor

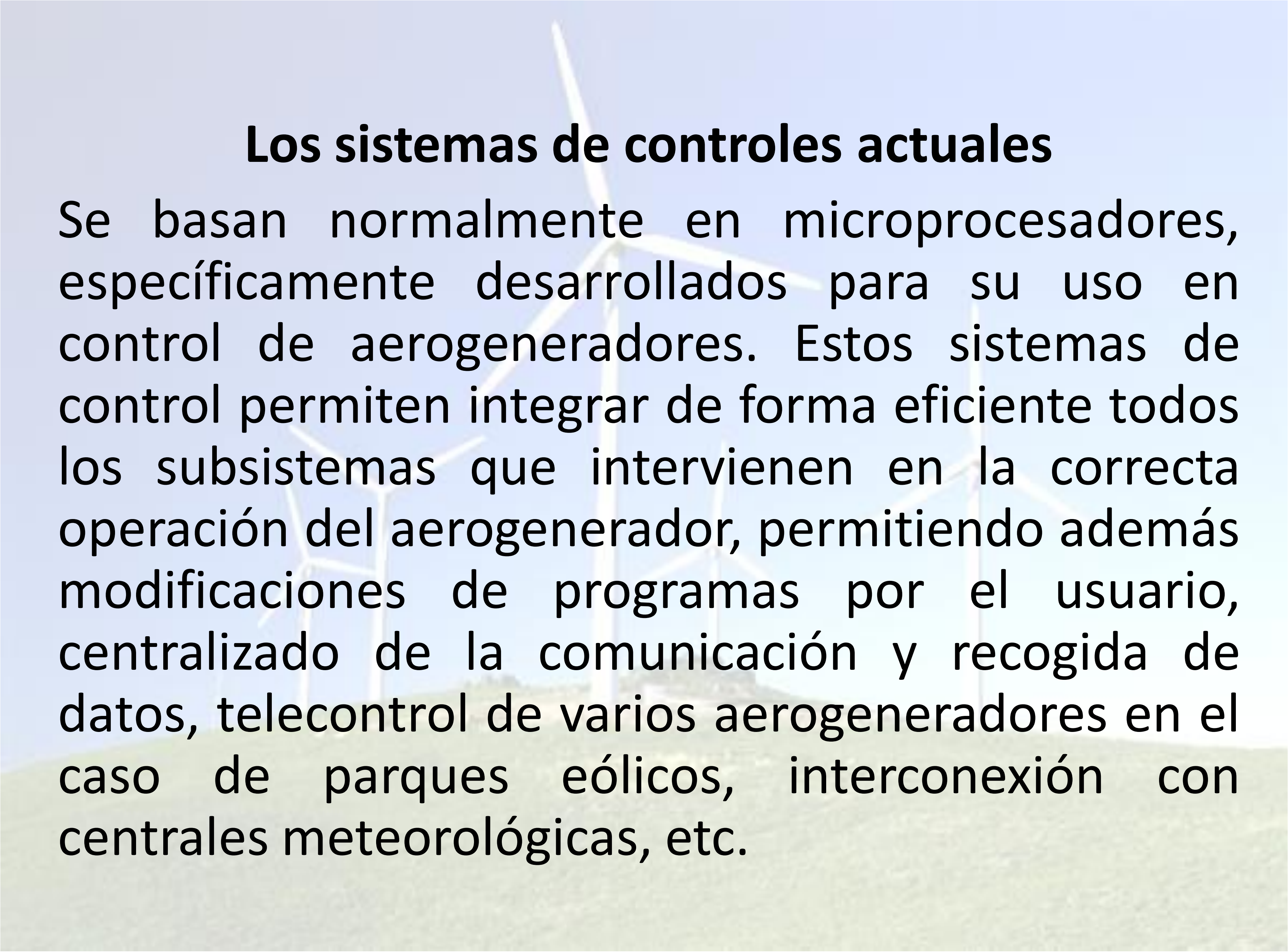
El sistema de control

Los principales objetivos de los sistemas de control de aerogeneradores son:

- Obtener un funcionamiento automático y fiable del aerogenerador
- Conseguir que la turbina funcione en consonancia con el viento
- Decidir la conexión/desconexión del generador y realizar correctamente los arranques y paradas del aerogenerador.
- Proteger al sistema
- Maximizar el rendimiento del sistema.
- Señalizar posibles averías o funcionamientos incorrectos disminuyendo los costes de mantenimiento y los tiempos de reparación.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador

El sistema de control deberá ser diferente en función del tamaño del aerogenerador.

Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo, por el contrario, para grandes máquinas (media y alta potencia), el sistema de control será más complicado debido a los múltiples parámetros a medir y el aumento de precisión requerido, pero representará un coste, que aunque sea alto, es pequeño en comparación con el coste total del sistema.



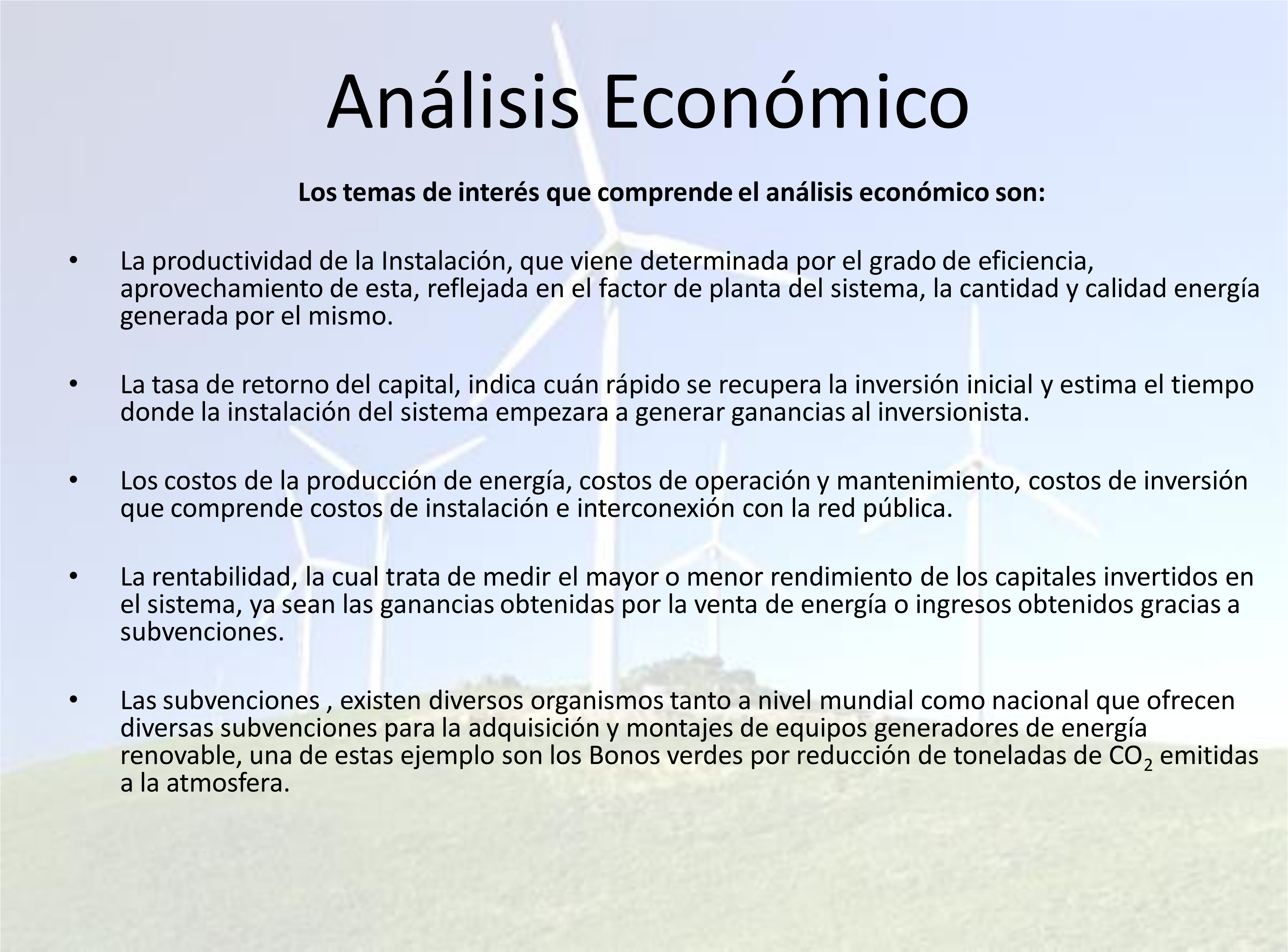
Los sistemas de controles actuales

Se basan normalmente en microprocesadores, específicamente desarrollados para su uso en control de aerogeneradores. Estos sistemas de control permiten integrar de forma eficiente todos los subsistemas que intervienen en la correcta operación del aerogenerador, permitiendo además modificaciones de programas por el usuario, centralizado de la comunicación y recogida de datos, telecontrol de varios aerogeneradores en el caso de parques eólicos, interconexión con centrales meteorológicas, etc.

Los parámetros límite que el sistema supervisa de modo continuo son:

- **Errores internos en el sistema de control.**
- **Parámetros de red.**
- **Potencia de salida.**
- **Velocidad del viento**
- **Velocidad de giro del rotor.**
- **Control de temperaturas.**
- **Sensores comparadores.**
- **Sistemas hidráulicos.**
- **Bajo nivel de aceite.**
- **Excesivas conexiones/desconexiones.**

Análisis Económico



Análisis Económico

Los temas de interés que comprende el análisis económico son:

- La productividad de la Instalación, que viene determinada por el grado de eficiencia, aprovechamiento de esta, reflejada en el factor de planta del sistema, la cantidad y calidad energía generada por el mismo.

- La tasa de retorno del capital, indica cuán rápido se recupera la inversión inicial y estima el tiempo donde la instalación del sistema empezara a generar ganancias al inversionista.

- Los costos de la producción de energía, costos de operación y mantenimiento, costos de inversión que comprende costos de instalación e interconexión con la red pública.

- La rentabilidad, la cual trata de medir el mayor o menor rendimiento de los capitales invertidos en el sistema, ya sean las ganancias obtenidas por la venta de energía o ingresos obtenidos gracias a subvenciones.

- Las subvenciones , existen diversos organismos tanto a nivel mundial como nacional que ofrecen diversas subvenciones para la adquisición y montajes de equipos generadores de energía renovable, una de estas ejemplo son los Bonos verdes por reducción de toneladas de CO_2 emitidas a la atmosfera.

Análisis Económico

Proceso de evaluación del proyecto

- Es requisito para la inversión demostrar que es factible aprovechar al viento para generar electricidad, este objetivo se logrará evaluando al proyecto como cualquier otro de generación eléctrica, esto es, comparar la inversión inicial requerida para la puesta en marcha del parque más los costos de operación y mantenimiento estimados durante su vida útil con relación al ingreso económico que se obtendrá por la venta de la energía producida durante el mismo período.

Análisis de la Demanda Eléctrica

- En la siguiente tabla, pueden verificarse los datos y porcentajes de crecimiento de la demanda de Potencia del Ecuador; estimadas por el CONELEC y publicadas en el Plan de Electrificación del Ecuador 2006 - 2015.

Proyección de la demanda anual de potencia (Mw) a nivel de barras de subestación de entrega (crecimiento medio)

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total SNI	2.647	2.770	2.894	3.021	3.165	3.301	3.442	3.588	3.749
Variación		4.4 %	4.3 %	4.2 %	4.5 %	4.1 %	4.1 %	4.1 %	4.3 %

Proyección de la demanda anual de potencia.

Análisis Económico

- Como se puede ver, existe un crecimiento sostenido en la demanda de potencia, adicional al hecho de que a través del sistema nacional interconectado, los posibles excesos de producción eléctrica pueden ser canalizados a cualquier zona del país que la necesite. Cabe recalcar que Galápagos es una acepción puesto que no forma parte del SIN, sin embargo, la demanda de energía en esta provincia aumenta de la manera similar a la del continente.

- Se puede asegurar entonces, que la demanda eléctrica futura será siempre superior a la capacidad actual instalada, volviéndose necesaria la inclusión de nuevos proyectos eléctricos como el propuesto en la presente tesis.

- Además, como aliciente adicional para este tipo de generación eléctrica se puede destacar el artículo mencionado en la **REGULACIÓN No. CONELEC – 004/04** que dice:

- “El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al Sistema, hasta el límite de capacidad instalada establecido en el Art. 21 (15 Mw) del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)”

Análisis Económico

Análisis de la capacidad de generación eléctrica a instalar

En este punto, a más del aspecto económico, se analizarán 3 factores determinantes que limitan la cantidad de Megavatios que pueden ser instalados en el área predestinada para ello, los mismos se citan a continuación:

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

Análisis Económico

- **Estudio de mercado y selección de Turbinas Eólicas**

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

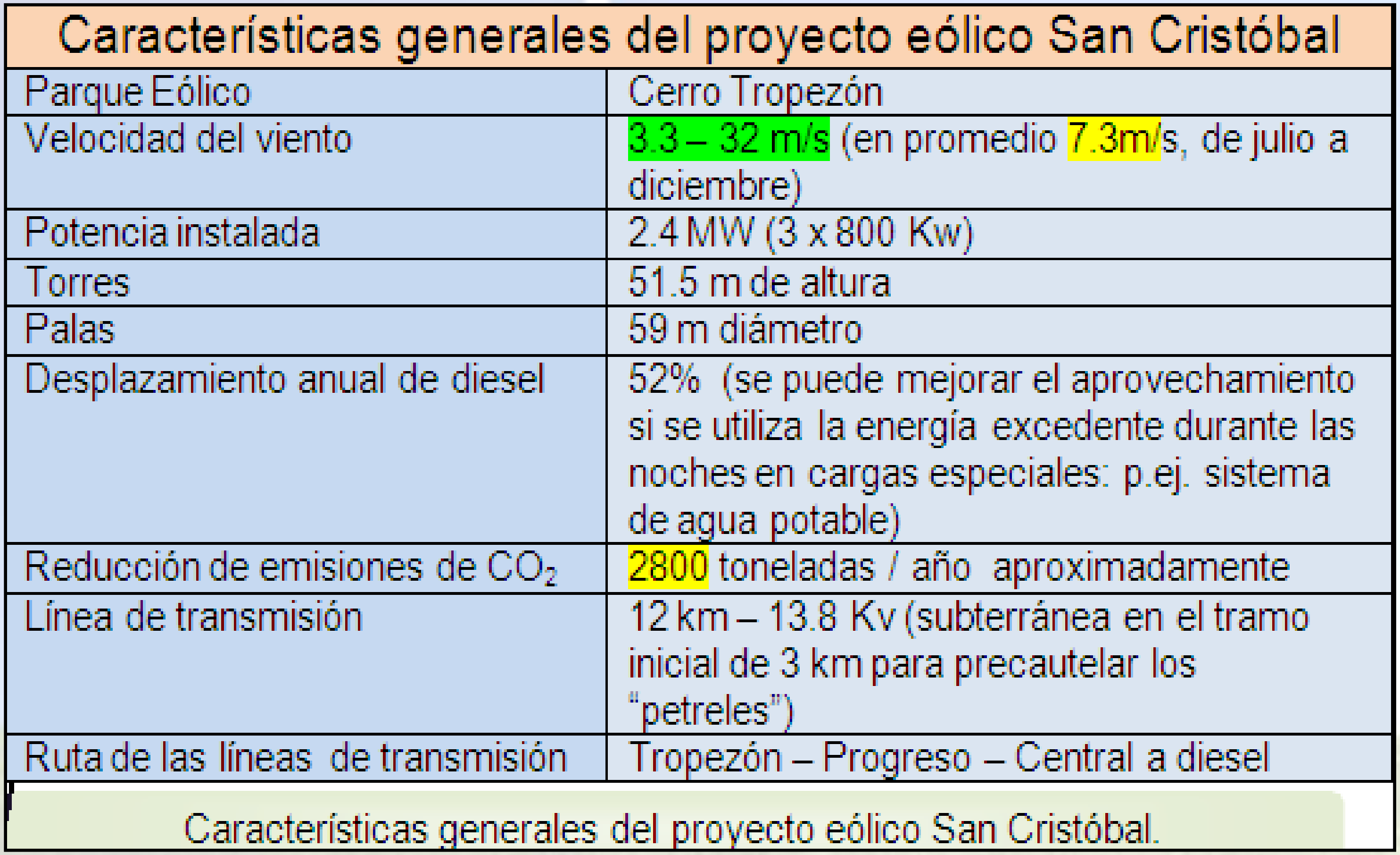
Parámetros de comparación de las turbinas eólicas.

Análisis Económico

Análisis financiero y vida útil del proyecto Eólica San Cristóbal

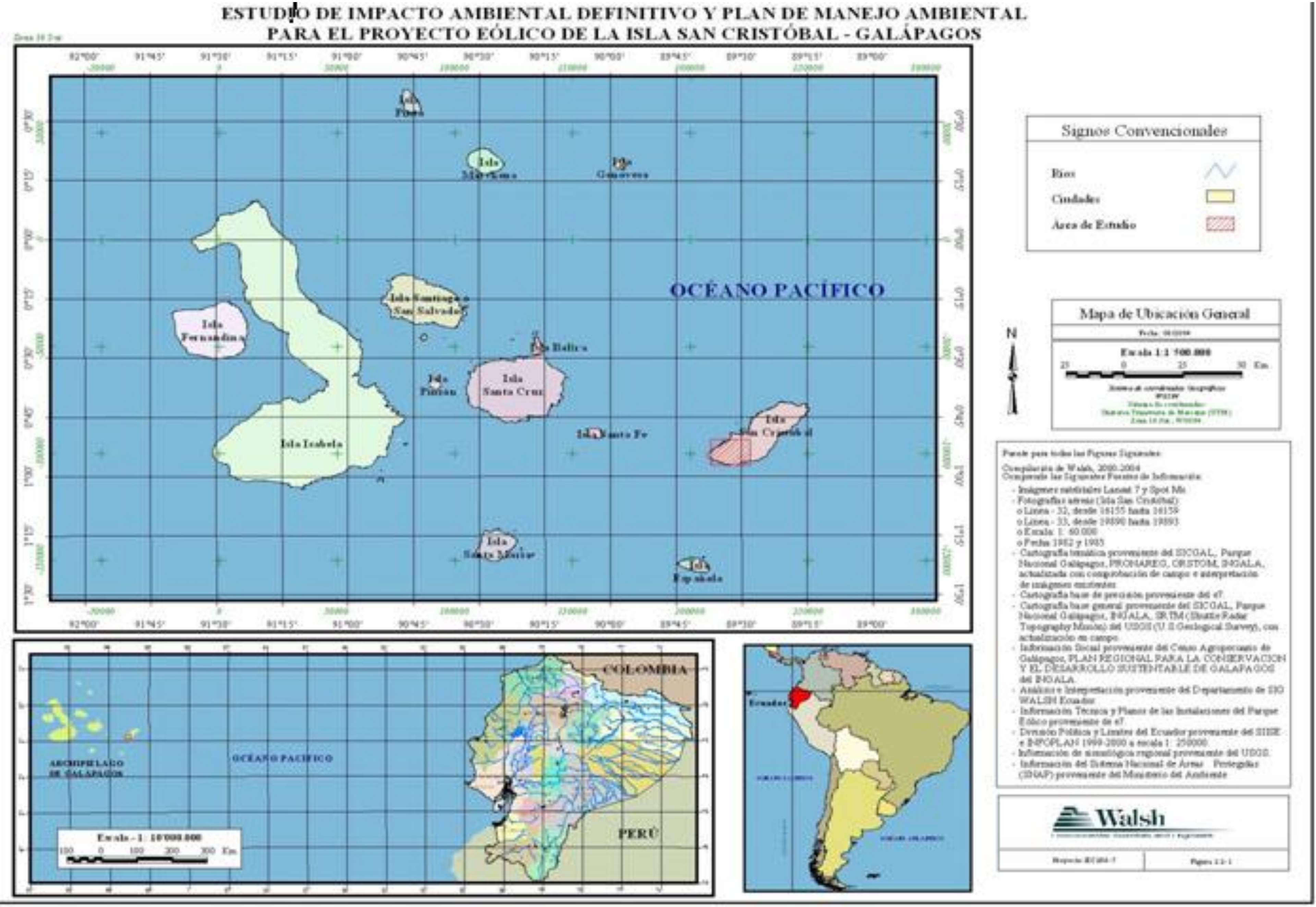
2.4 Mw

Eólica San Cristóbal 2.4Mw



Características generales del proyecto eólico San Cristóbal	
Parque Eólico	Cerro Tropezón
Velocidad del viento	3.3 – 32 m/s (en promedio 7.3m/s, de julio a diciembre)
Potencia instalada	2.4 MW (3 x 800 Kw)
Torres	51.5 m de altura
Palas	59 m diámetro
Desplazamiento anual de diesel	52% (se puede mejorar el aprovechamiento si se utiliza la energía excedente durante las noches en cargas especiales: p.ej. sistema de agua potable)
Reducción de emisiones de CO_2	2800 toneladas / año aproximadamente
Línea de transmisión	12 km – 13.8 Kv (subterránea en el tramo inicial de 3 km para precautelar los "petreles")
Ruta de las líneas de transmisión	Tropezón – Progreso – Central a diesel

Características generales del proyecto eólico San Cristóbal.



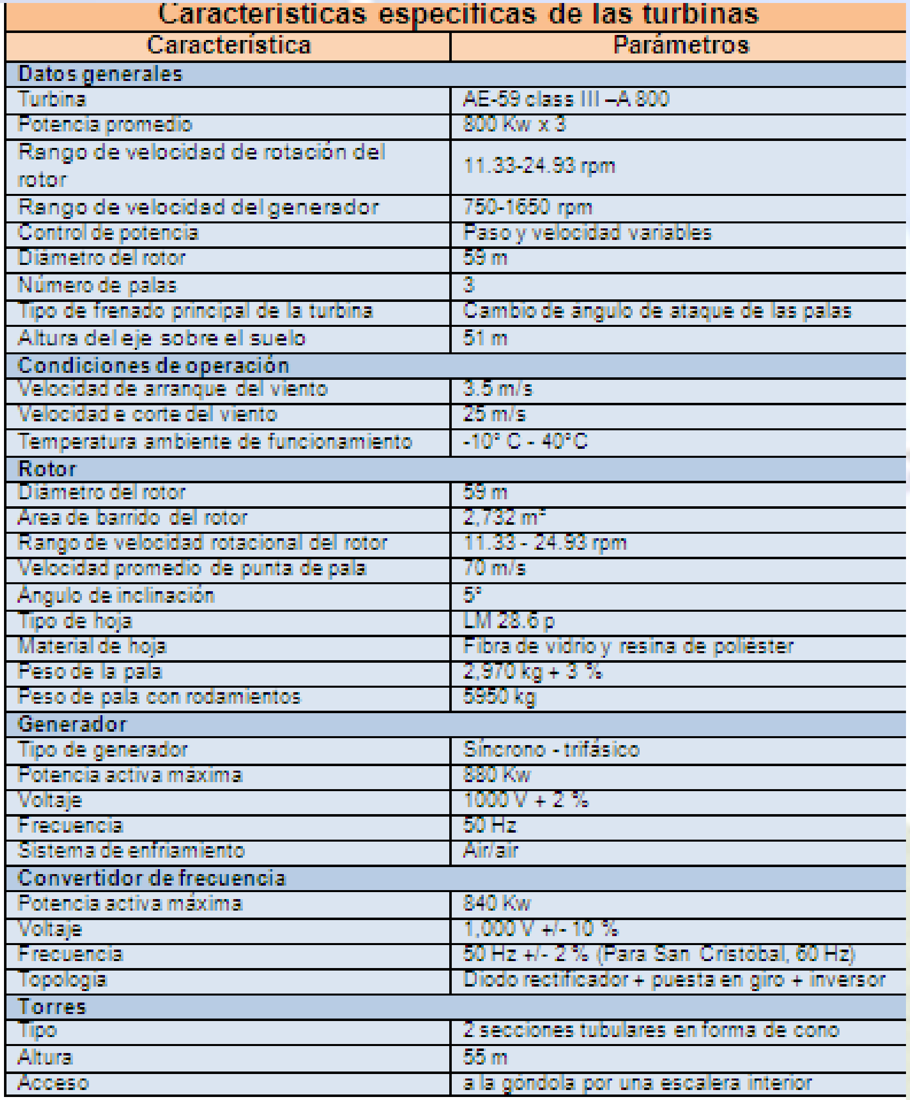
Fuente para todas las Figuras Siguientes:

Compilación de Walsh, 2000-2004
Comprende las Siguientes Fuentes de Información:

- Imágenes satelitales Landsat 7 y Spot Ms
- Fotografías aéreas (Isla San Cristóbal):
  - Línea - 32, desde 16155 hasta 16159
  - Línea - 33, desde 19890 hasta 19893
  - Escala: 1: 60 000
  - Fecha 1982 y 1985
- Cartografía temática proveniente del SICGAL, Parque Nacional Galápagos, PRONAREG, ORSTOM, INGALA, actualizada con comprobación de campo e interpretación de imágenes existentes
- Cartografía base de precisión proveniente del e7
- Cartografía base general proveniente del SICGAL, Parque Nacional Galápagos, INGALA, SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) del USGS (U.S Geological Survey), con actualización en campo
- Información Social proveniente del Censo Agropecuario de Galápagos, PLAN REGIONAL PARA LA CONSERVACION Y EL DESARROLLO SUSTENTABLE DE GALAPAGOS del INGALA
- Análisis e Interpretación proveniente del Departamento de SIG WALSH Ecuador
- Información Técnica y Planos de las Instalaciones del Parque Eólico proveniente de e7
- División Política y Límites del Ecuador proveniente del SIISE e INFOPLAN 1999-2000 a escala 1: 250000
- Información de sismológica regional proveniente del USGS
- Información del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP) proveniente del Ministerio del Ambiente

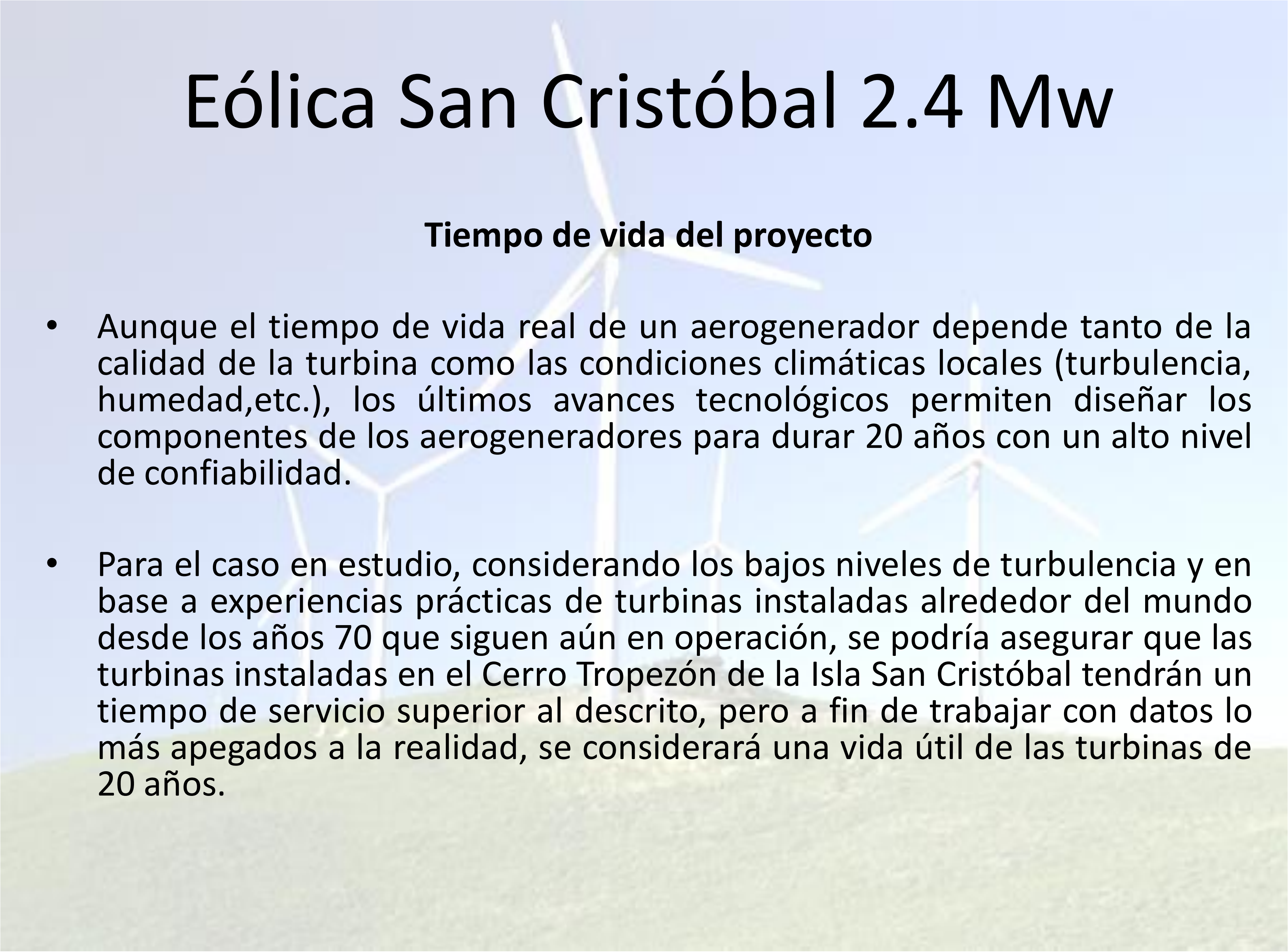
Ubicación de parque eólico Cerro Tropezón

Eólica San Cristóbal 2.4 Mw



Caracteristicas especificas de las turbinas	
Característica	**Parámetros**
Datos generales	
Turbina	AE-59 class III –A 800
Potencia promedio	800 Kw x 3
Rango de velocidad de rotación del rotor	11.33-24.93 rpm
Rango de velocidad del generador	750-1650 rpm
Control de potencia	Paso y velocidad variables
Diámetro del rotor	59 m
Número de palas	3
Tipo de frenado principal de la turbina	Cambio de ángulo de ataque de las palas
Altura del eje sobre el suelo	51 m
Condiciones de operación	
Velocidad de arranque del viento	3.5 m/s
Velocidad e corte del viento	25 m/s
Temperatura ambiente de funcionamiento	-10° C - 40°C
Rotor	
Diámetro del rotor	59 m
Area de barrido del rotor	2,732 m^2
Rango de velocidad rotacional del rotor	11.33 - 24.93 rpm
Velocidad promedio de punta de pala	70 m/s
Ángulo de inclinación	5°
Tipo de hoja	LM 28.6 p
Material de hoja	Fibra de vidrio y resina de poliéster
Peso de la pala	2,970 kg + 3 %
Peso de pala con rodamientos	5950 kg
Generador	
Tipo de generador	Síncrono - trifásico
Potencia activa maxima	880 Kw
Voltaje	1000 V + 2 %
Frecuencia	50 Hz
Sistema de enfriamiento	Air/air
Convertidor de frecuencia	
Potencia activa máxima	840 Kw
Voltaje	1,000 V +/- 10 %
Frecuencia	50 Hz +/- 2 % (Para San Cristóbal, 60 Hz)
Topologia	Diodo rectificador + puesta en giro + inversor
Torres	
Tipo	2 secciones tubulares en forma de cono
Altura	55 m
Acceso	a la góndola por una escalera interior

Características específicas de las turbinas eólicas.

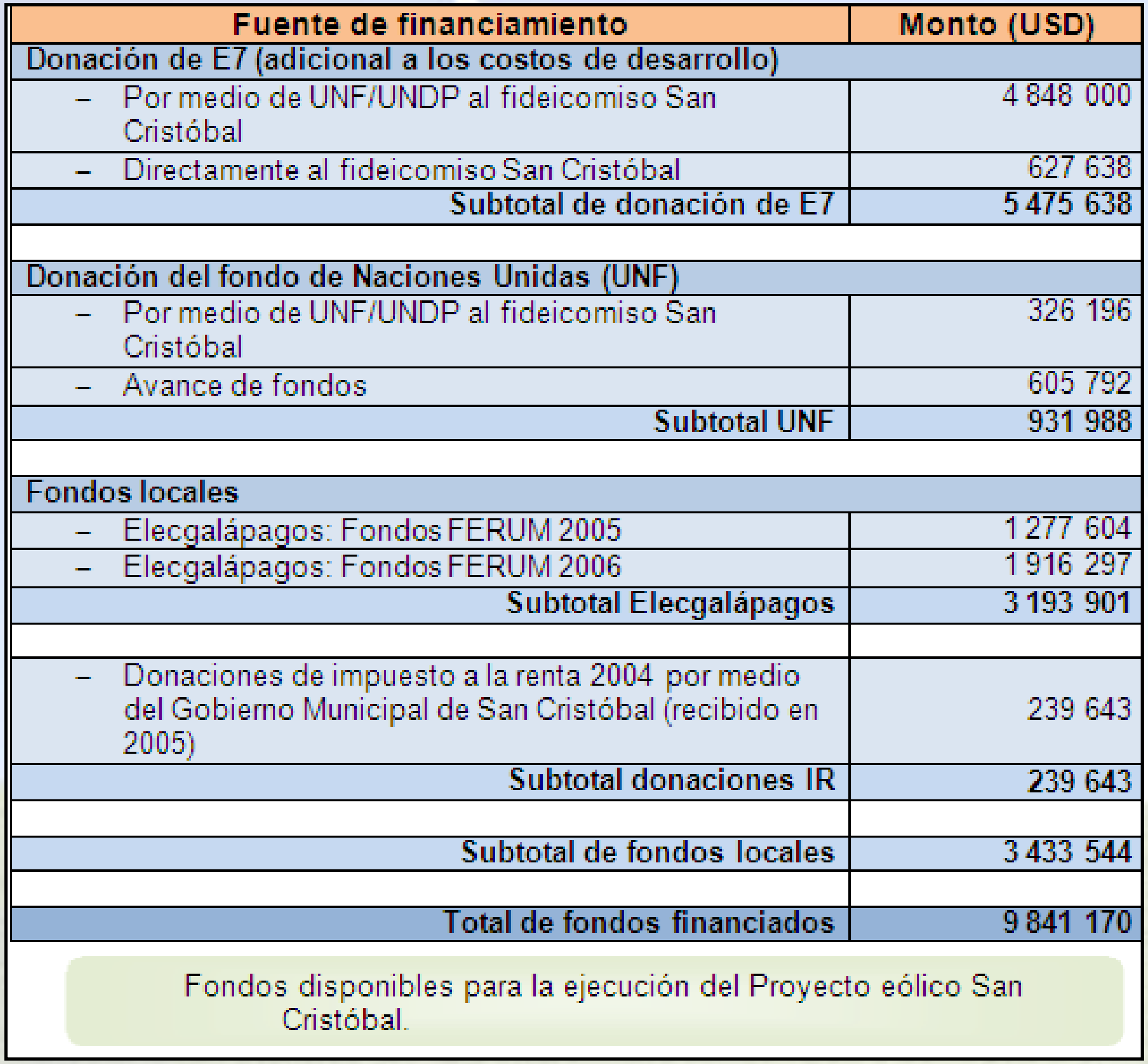


Eólica San Cristóbal 2.4 Mw

Tiempo de vida del proyecto

- Aunque el tiempo de vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como las condiciones climáticas locales (turbulencia, humedad,etc.), los últimos avances tecnológicos permiten diseñar los componentes de los aerogeneradores para durar 20 años con un alto nivel de confiabilidad.
- Para el caso en estudio, considerando los bajos niveles de turbulencia y en base a experiencias prácticas de turbinas instaladas alrededor del mundo desde los años 70 que siguen aún en operación, se podría asegurar que las turbinas instaladas en el Cerro Tropezón de la Isla San Cristóbal tendrán un tiempo de servicio superior al descrito, pero a fin de trabajar con datos lo más apegados a la realidad, se considerará una vida útil de las turbinas de 20 años.

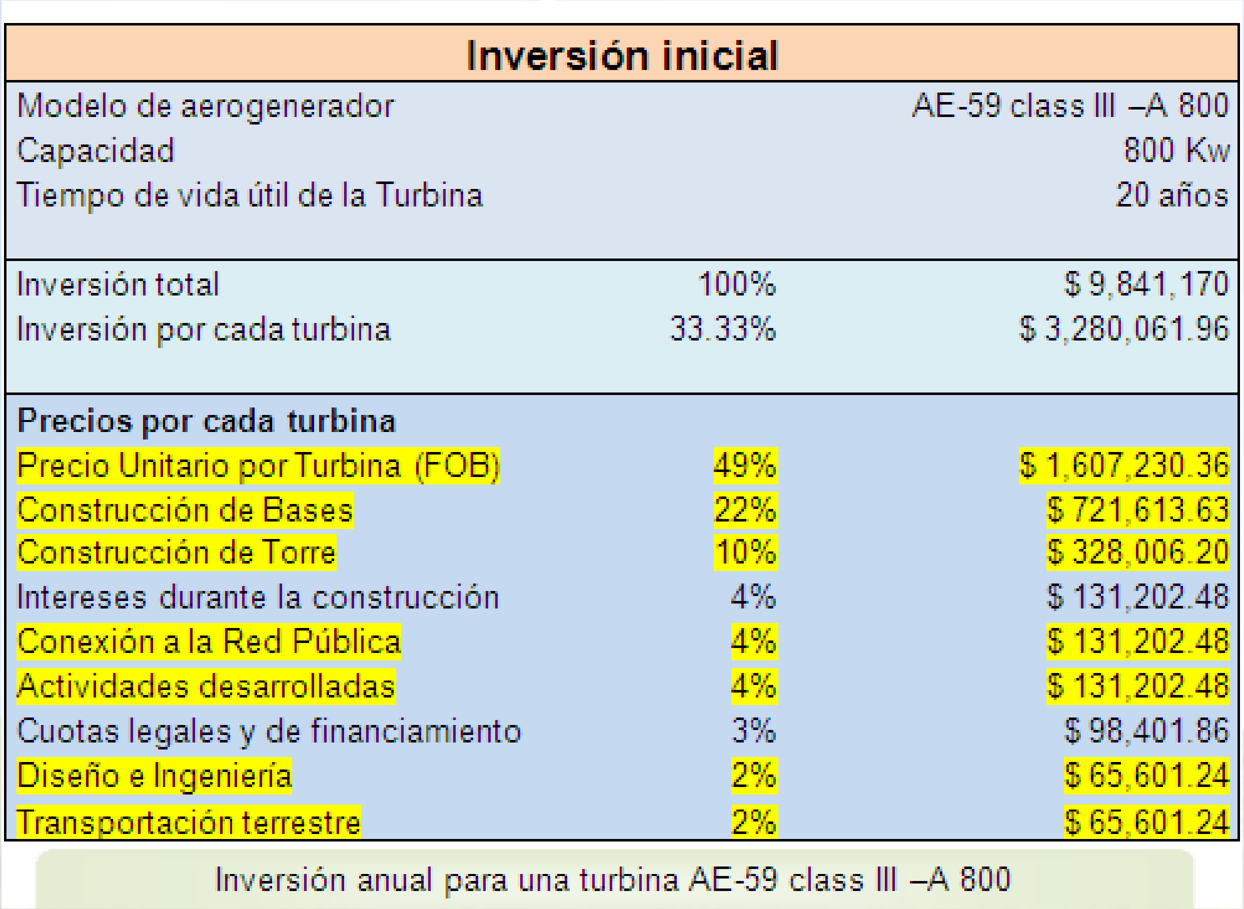
Financiamiento



Fuente de financiamiento	Monto (USD)
Donación de E7 (adicional a los costos de desarrollo)	
– Por medio de UNF/UNDP al fideicomiso San Cristóbal	4 848 000
– Directamente al fideicomiso San Cristóbal	627 638
Subtotal de donación de E7	**5 475 638**
Donación del fondo de Naciones Unidas (UNF)	
– Por medio de UNF/UNDP al fideicomiso San Cristóbal	326 196
– Avance de fondos	605 792
Subtotal UNF	**931 988**
Fondos locales	
– Elecgalápagos: Fondos FERUM 2005	1 277 604
– Elecgalápagos: Fondos FERUM 2006	1 916 297
Subtotal Elecgalápagos	**3 193 901**
– Donaciones de impuesto a la renta 2004 por medio del Gobierno Municipal de San Cristóbal (recibido en 2005)	239 643
Subtotal donaciones IR	**239 643**
Subtotal de fondos locales	**3 433 544**
Total de fondos financiados	**9 841 170**

Fondos disponibles para la ejecución del Proyecto eólico San Cristóbal.

Inversión inicial

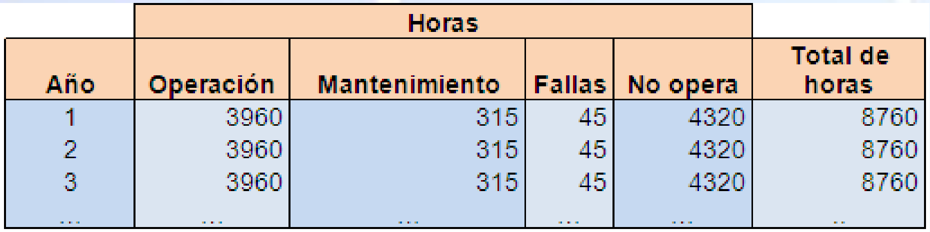


Inversión inicial		
Modelo de aerogenerador		AE-59 class III –A 800
Capacidad		800 Kw
Tiempo de vida útil de la Turbina		20 años
Inversión total	100%	$ 9,841,170
Inversión por cada turbina	33.33%	$ 3,280,061.96
Precios por cada turbina		
Precio Unitario por Turbina (FOB)	49%	$ 1,607,230.36
Construcción de Bases	22%	$ 721,613.63
Construcción de Torre	10%	$ 328,006.20
Intereses durante la construcción	4%	$ 131,202.48
Conexión a la Red Pública	4%	$ 131,202.48
Actividades desarrolladas	4%	$ 131,202.48
Cuotas legales y de financiamiento	3%	$ 98,401.86
Diseño e Ingeniería	2%	$ 65,601.24
Transportación terrestre	2%	$ 65,601.24

Inversión anual para una turbina AE-59 class III –A 800

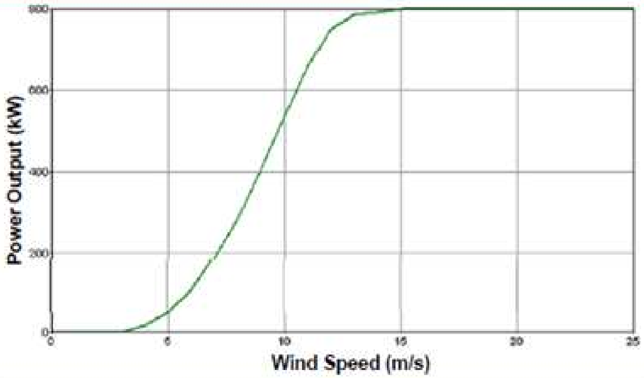
Producción anual de Energía

- Se considera que la velocidad promedio del viento en el sitio de instalación es de 7.3 m/s, dato que fue obtenido evaluando la totalidad de los datos de viento para la zona (datos obtenidos por medio de las bases de datos proporcionadas por el software RETscreen.
- Se puede asegurar estadísticamente, también, que dicha intensidad experimentará cambios drásticos a lo largo del periodo anual teniendo a los meses de julio a diciembre como los meses con mayor intensidad de viento, resultando un total de horas de operación por año de 3960. Tal como se muestra en la siguiente tabla:

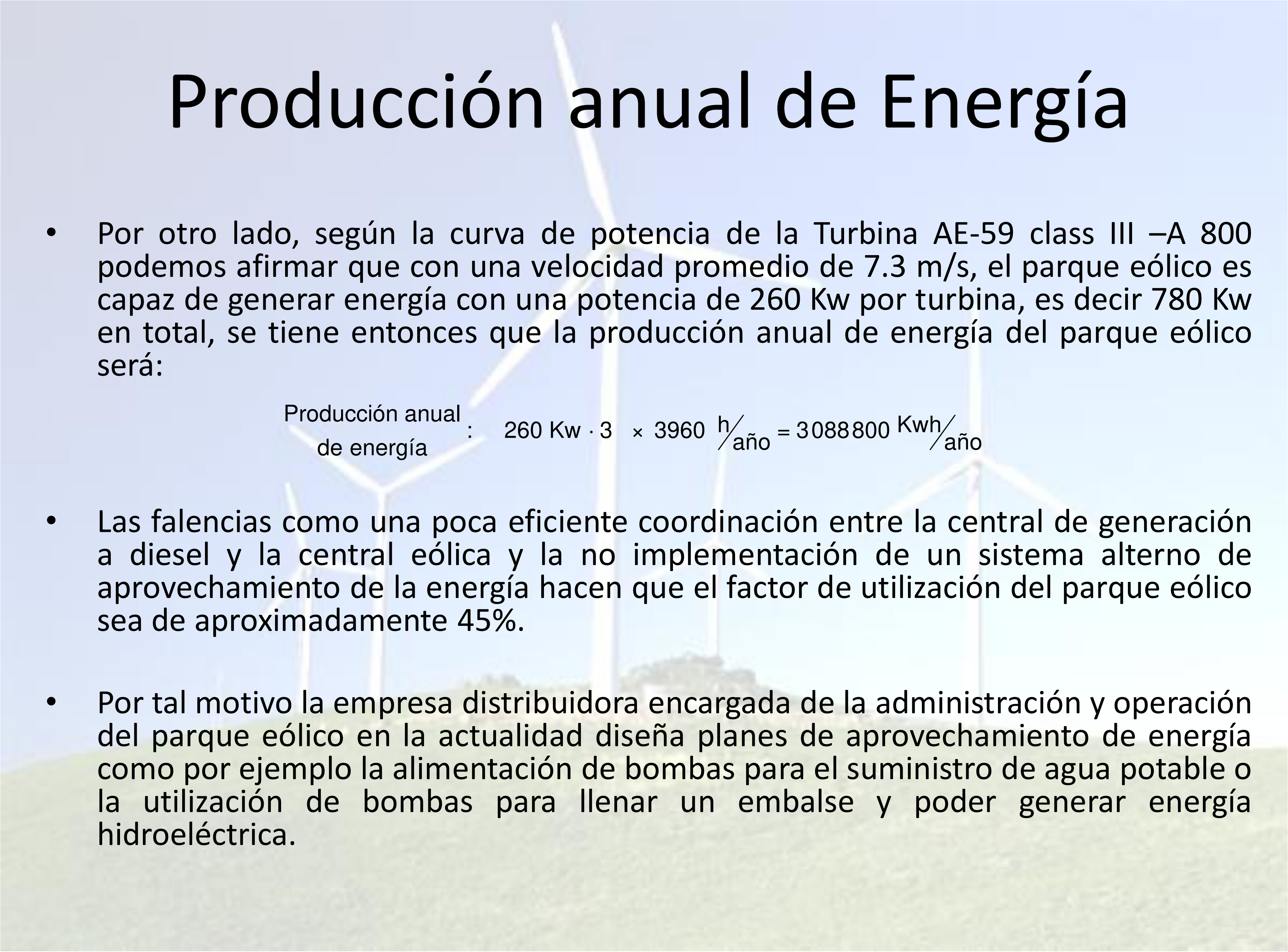


	Horas				
Año	Operación	Mantenimiento	Fallas	No opera	Total de horas
1	3960	315	45	4320	8760
2	3960	315	45	4320	8760
3	3960	315	45	4320	8760
...	...	...	...	...	..

Datos de horas en el año que entra en funcionamiento el parque eólico.



Curva de potencia para una turbina eólica AE-59 class III –A 800



Producción anual de Energía

- Por otro lado, según la curva de potencia de la Turbina AE-59 class III –A 800 podemos afirmar que con una velocidad promedio de 7.3 m/s, el parque eólico es capaz de generar energía con una potencia de 260 Kw por turbina, es decir 780 Kw en total, se tiene entonces que la producción anual de energía del parque eólico será:

$$\begin{matrix}\text{Producción anual}\\ \text{de energía}\end{matrix} : \quad 260\ \text{Kw} \cdot 3 \times 3960\ {}^{\text{h}}\!/_{\text{año}} = 3088800\ {}^{\text{Kwh}}\!/_{\text{año}}$$

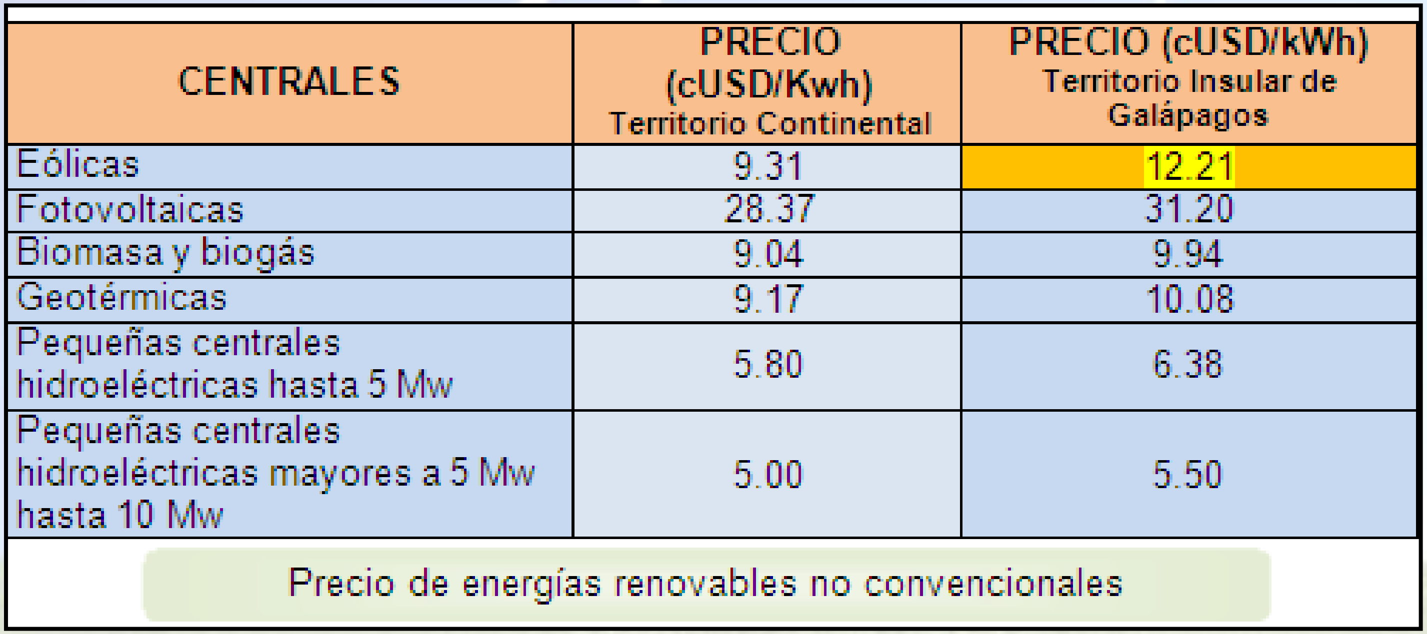
- Las falencias como una poca eficiente coordinación entre la central de generación a diesel y la central eólica y la no implementación de un sistema alterno de aprovechamiento de la energía hacen que el factor de utilización del parque eólico sea de aproximadamente 45%.

- Por tal motivo la empresa distribuidora encargada de la administración y operación del parque eólico en la actualidad diseña planes de aprovechamiento de energía como por ejemplo la alimentación de bombas para el suministro de agua potable o la utilización de bombas para llenar un embalse y poder generar energía hidroeléctrica.

Precio promedio de Venta del Kwh

En el Numeral 9 de la REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06 , se indica que:

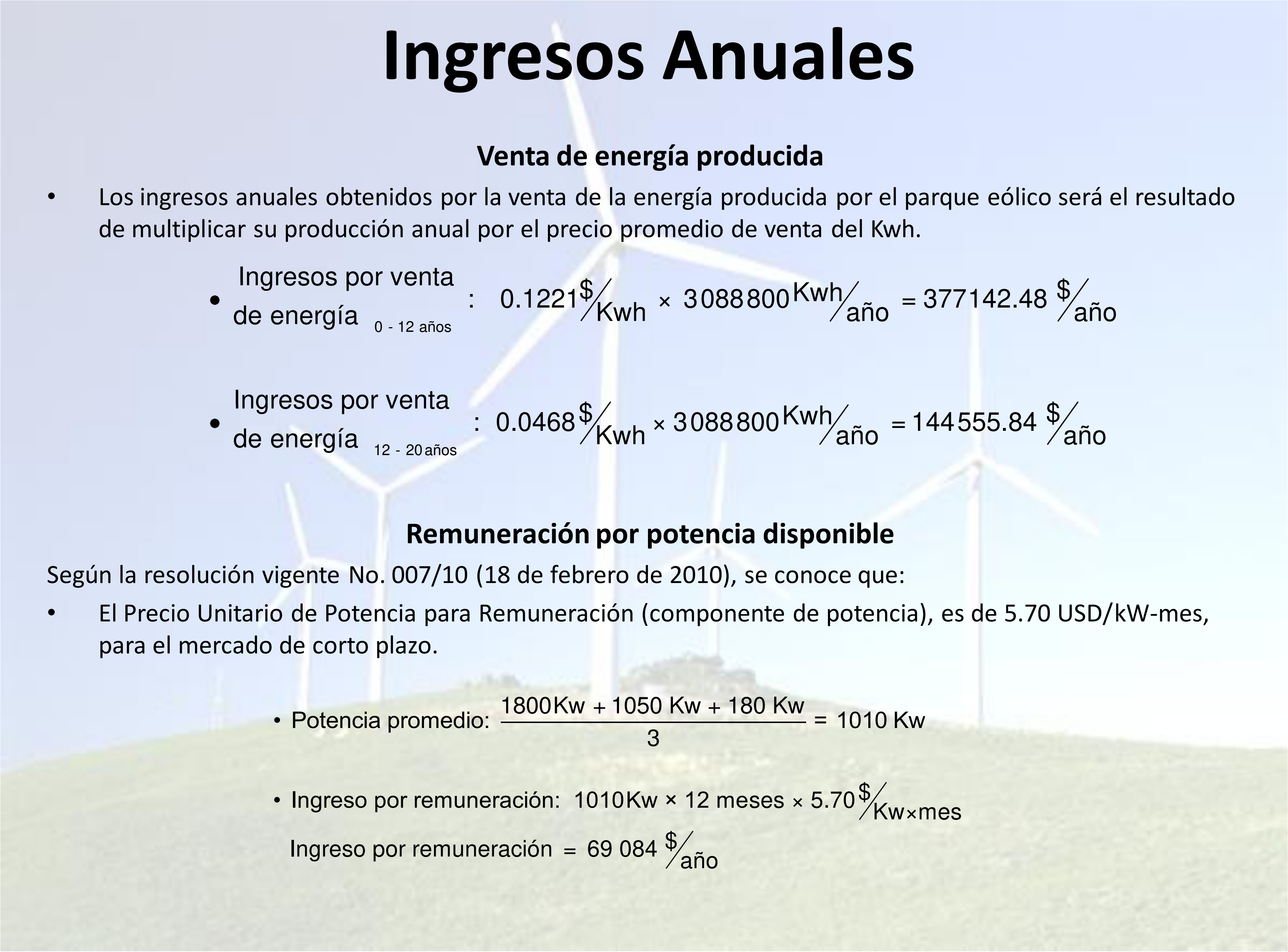
- Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por Kwh, son aquellos indicados en el cuadro que se presenta a continuación:



CENTRALES	PRECIO (cUSD/Kwh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	9.31	12.21
Fotovoltaicas	28.37	31.20
Biomasa y biogás	9.04	9.94
Geotérmicas	9.17	10.08
Pequeñas centrales hidroeléctricas hasta 5 Mw	5.80	6.38
Pequeñas centrales hidroeléctricas mayores a 5 Mw hasta 10 Mw	5.00	5.50

Precio de energías renovables no convencionales

Ingresos Anuales



Venta de energía producida

- Los ingresos anuales obtenidos por la venta de la energía producida por el parque eólico será el resultado de multiplicar su producción anual por el precio promedio de venta del Kwh.

- $\text{Ingresos por venta de energía}_{\,0\,-\,12\text{ años}} : \; 0.1221 \,{}^{\$}\!/_{\text{Kwh}} \times 3088800 \,{}^{\text{Kwh}}\!/_{\text{año}} = 377142.48 \,{}^{\$}\!/_{\text{año}}$

- $\text{Ingresos por venta de energía}_{\,12\,-\,20\text{ años}} : \; 0.0468 \,{}^{\$}\!/_{\text{Kwh}} \times 3088800 \,{}^{\text{Kwh}}\!/_{\text{año}} = 144555.84 \,{}^{\$}\!/_{\text{año}}$

Remuneración por potencia disponible

Según la resolución vigente No. 007/10 (18 de febrero de 2010), se conoce que:

- El Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), es de 5.70 USD/kW-mes, para el mercado de corto plazo.

- Potencia promedio: $\dfrac{1800\,\text{Kw} + 1050\,\text{Kw} + 180\,\text{Kw}}{3} = 1010\,\text{Kw}$

- Ingreso por remuneración: $1010\,\text{Kw} \times 12 \text{ meses} \times 5.70 \,{}^{\$}\!/_{\text{Kw} \times \text{mes}}$

  $\text{Ingreso por remuneración} = 69\,084 \,{}^{\$}\!/_{\text{año}}$

Ingresos Anuales

Venta de Certificados de reducción de emisiones en MDL

- Para acceder a los CER’s (Certificados de Reducción de Emisiones) se debe primero calcular el factor de emisiones del país en función de la generación que se dispone, este cálculo se presenta en el ANEXO C y arroja como resultado:

$$\text{Solar and wind}_{\text{Grid CM}} = 0.6421 \ {}^{\text{Ton CO}_2}\!/_{\text{Mwh}}$$

$$\text{Reducción de emisiones} = 3088.8 \ {}^{\text{Mwh}}\!/_{\text{año}} \times 0.6421 \ {}^{\text{Ton CO}_2}\!/_{\text{Mwh}}$$

$$\text{Reducción de emisiones} = 1983.31 \ {}^{\text{Ton CO}_2}\!/_{\text{año}}$$

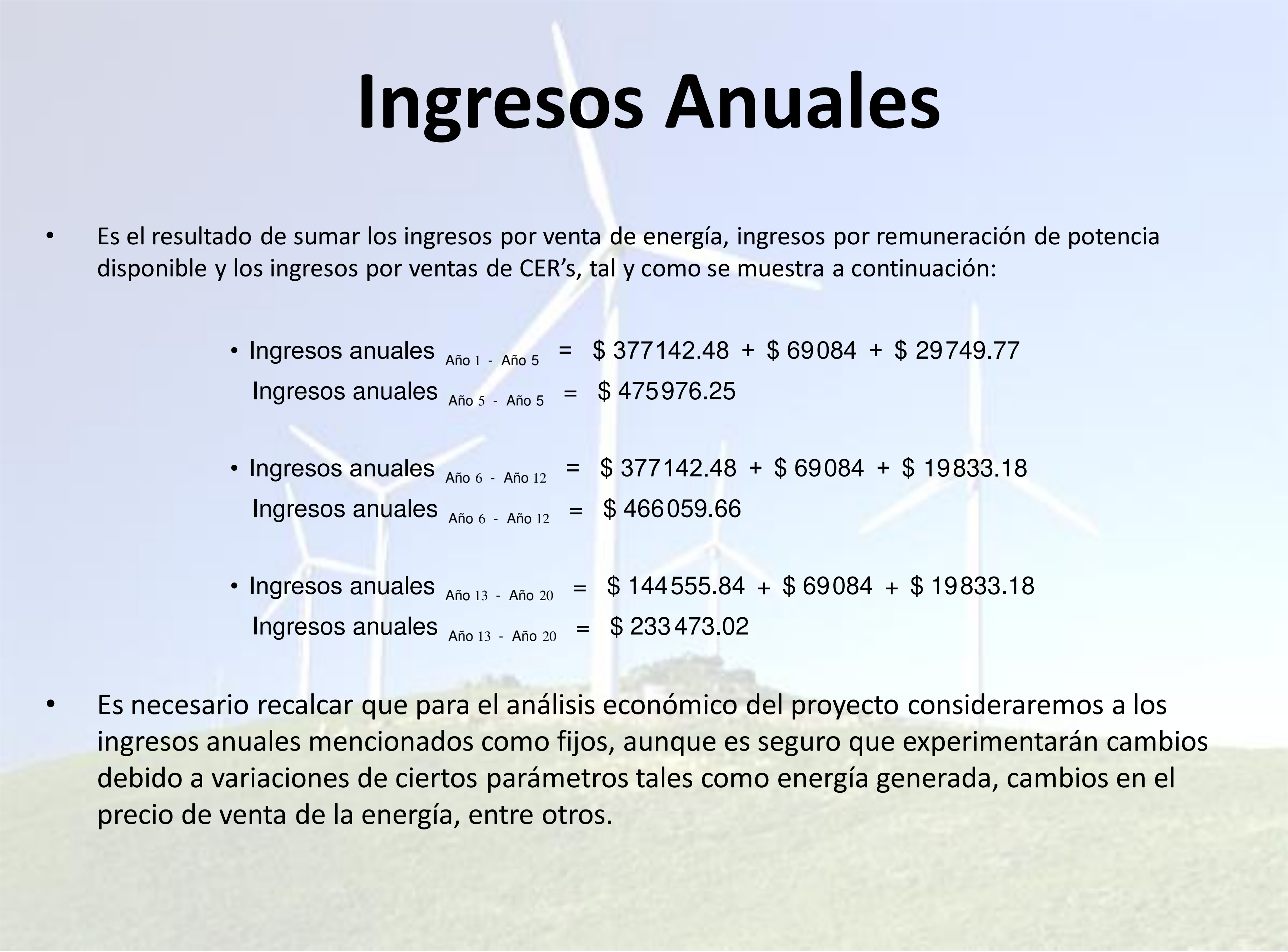
- El precio aproximado que se puede recibir por una tonelada de CO_2 en el mercado es muy variable. Se conoce que por cada tonelada se pagará USD $15 hasta el 2012 y de allí en adelante solo USD $10 (según datos proporcionados por el CORDELIM).

$$\bullet\ \text{Ingresos anuales por venta de CER's}_{<2012} = 15 \ {}^{\$}\!/_{\text{Ton}} \times 1983.31 \text{ Ton CO}_2$$

$$\text{Ingresos anuales por venta de CER's}_{<2012} = \$\ 29749.77$$

$$\bullet\ \text{Ingresos anuales por venta de CER's}_{>2012} = 10 \ {}^{\$}\!/_{\text{Ton}} \times 1983.31 \text{ Ton CO}_2$$

$$\text{Ingresos anuales por venta de CER's}_{>2012} = \$\ 19833.18$$



Ingresos Anuales

- Es el resultado de sumar los ingresos por venta de energía, ingresos por remuneración de potencia disponible y los ingresos por ventas de CER’s, tal y como se muestra a continuación:

  - $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 1 - Año 5}} = \$\ 377142.48 + \$\ 69084 + \$\ 29749.77$
    $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 5 - Año 5}} = \$\ 475976.25$

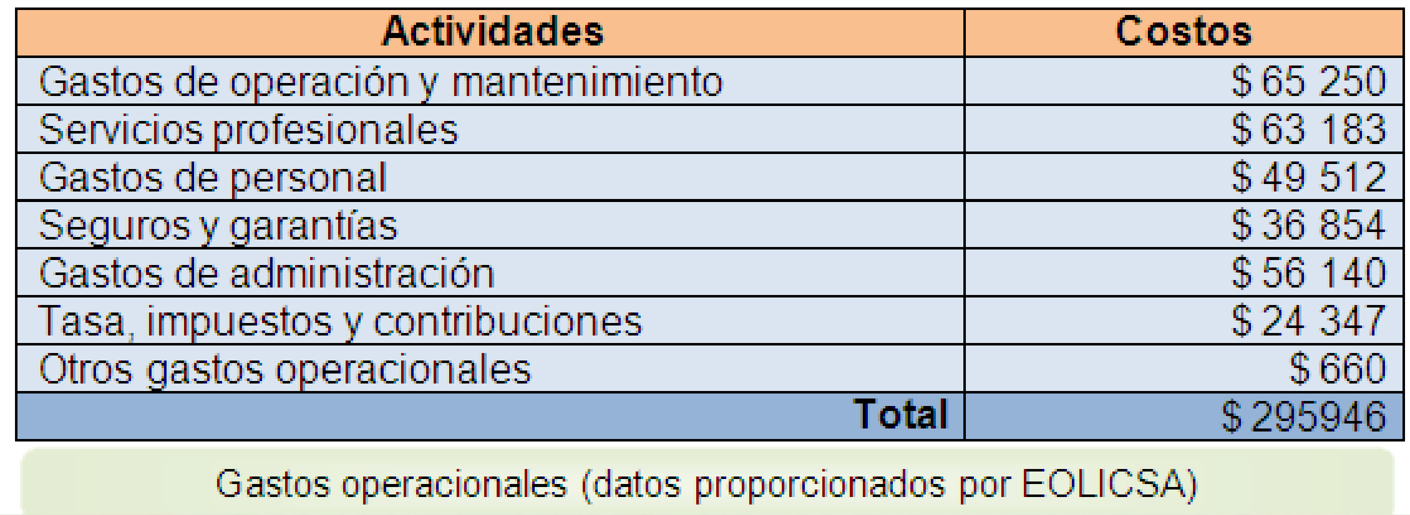
  - $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 6 - Año 12}} = \$\ 377142.48 + \$\ 69084 + \$\ 19833.18$
    $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 6 - Año 12}} = \$\ 466059.66$

  - $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 13 - Año 20}} = \$\ 144555.84 + \$\ 69084 + \$\ 19833.18$
    $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 13 - Año 20}} = \$\ 233473.02$

- Es necesario recalcar que para el análisis económico del proyecto consideraremos a los ingresos anuales mencionados como fijos, aunque es seguro que experimentarán cambios debido a variaciones de ciertos parámetros tales como energía generada, cambios en el precio de venta de la energía, entre otros.

Egresos Anuales

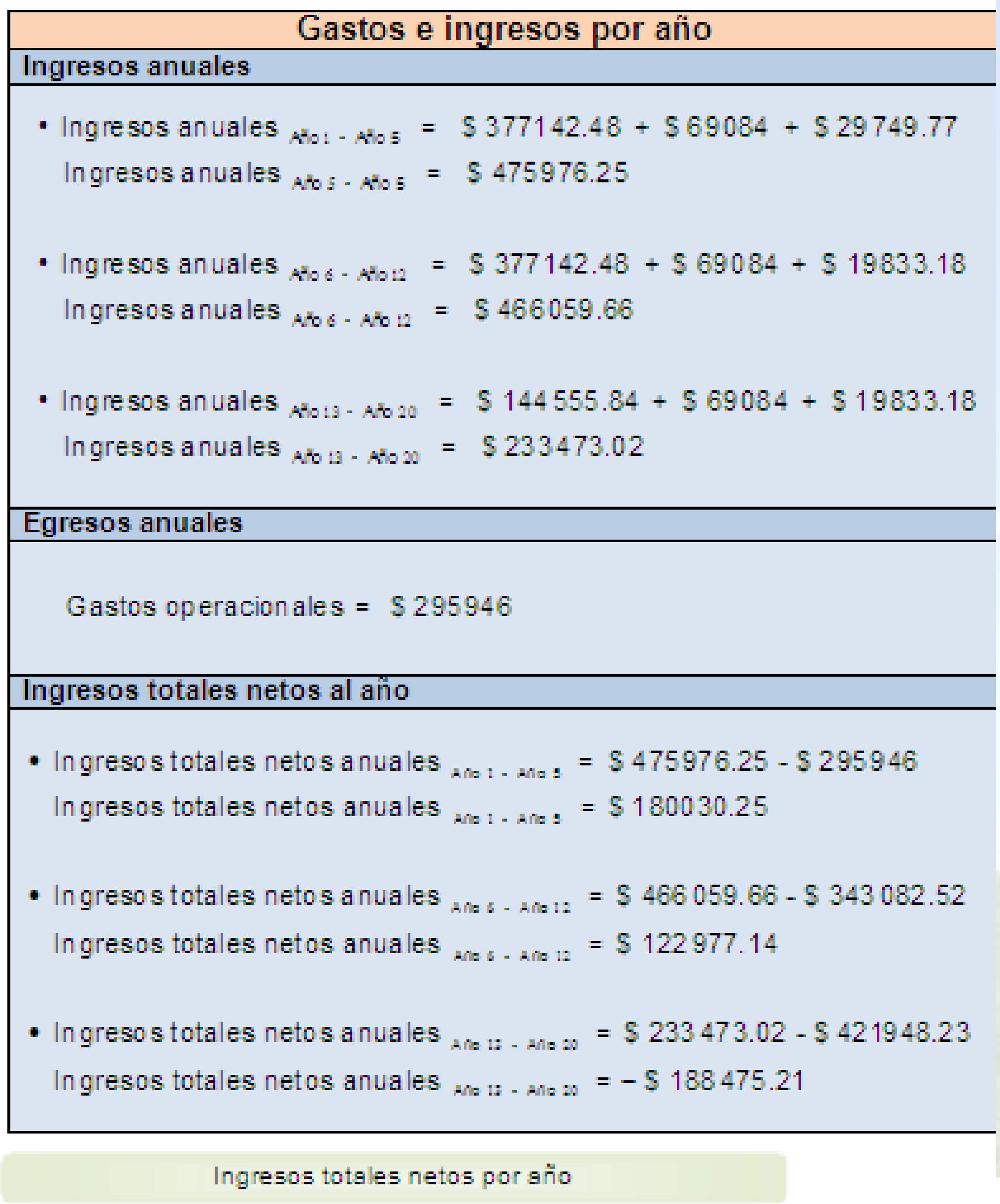
- Debido a las condiciones geográficas de las que se encuentra rodeado el parque eólico San Cristóbal, los costos tanto de operación y mantenimiento como los de gasto de personal, impuestos, etc. no se ajustan a los indicados por las estadísticas (2%, sección 4.4), a continuación se muestra un desglose de los gastos operacionales:



Actividades	Costos
Gastos de operación y mantenimiento	$ 65 250
Servicios profesionales	$ 63 183
Gastos de personal	$ 49 512
Seguros y garantías	$ 36 854
Gastos de administración	$ 56 140
Tasa, impuestos y contribuciones	$ 24 347
Otros gastos operacionales	$ 660
Total	$ 295946

Gastos operacionales (datos proporcionados por EOLICSA)

Utilidad Neta



Gastos e ingresos por año

Ingresos anuales

- $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 1 - Año 5}} = \$\ 377142.48 + \$\ 69084 + \$\ 29749.77$
  $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 5 - Año 5}} = \$\ 475976.25$
- $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 6 - Año 12}} = \$\ 377142.48 + \$\ 69084 + \$\ 19833.18$
  $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 6 - Año 12}} = \$\ 466059.66$
- $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 13 - Año 20}} = \$\ 144555.84 + \$\ 69084 + \$\ 19833.18$
  $\text{Ingresos anuales}_{\text{Año 13 - Año 20}} = \$\ 233473.02$

Egresos anuales

Gastos operacionales = $ 295946

Ingresos totales netos al año

- $\text{Ingresos totales netos anuales}_{\text{Año 1 - Año 5}} = \$\ 475976.25 - \$\ 295946$
  $\text{Ingresos totales netos anuales}_{\text{Año 1 - Año 5}} = \$\ 180030.25$
- $\text{Ingresos totales netos anuales}_{\text{Año 6 - Año 12}} = \$\ 466059.66 - \$\ 343082.52$
  $\text{Ingresos totales netos anuales}_{\text{Año 6 - Año 12}} = \$\ 122977.14$
- $\text{Ingresos totales netos anuales}_{\text{Año 13 - Año 20}} = \$\ 233473.02 - \$\ 421948.23$
  $\text{Ingresos totales netos anuales}_{\text{Año 13 - Año 20}} = -\$\ 188475.21$

Ingresos totales netos por año

Tasa de interés

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

- La inflación anual según el informe del Banco Central del Ecuador del mes de noviembre tiene un valor acumulado del 2.42% para finales del 2007.

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

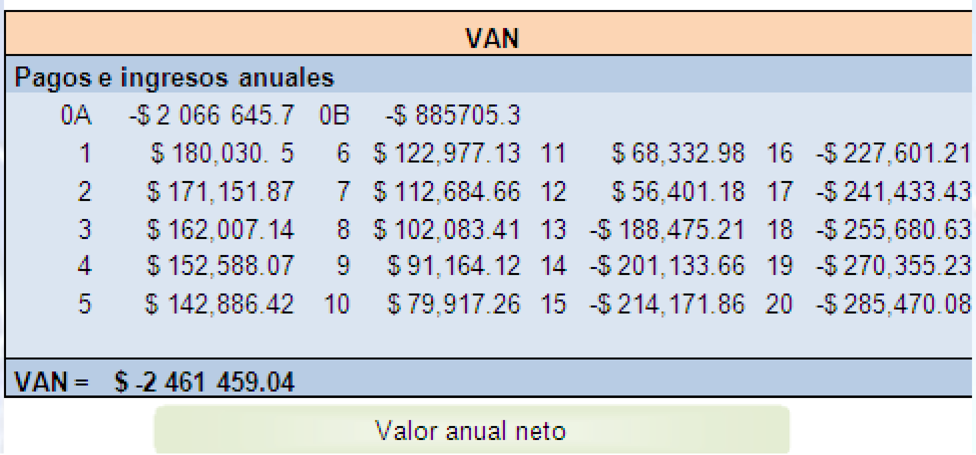
- Los préstamos de capital ordinario que actualmente concede el Banco Interamericano de Desarrollo, tienen plazos que se ubican entre los 15 y 30 años con una tasa promedio del 5,42% anual. Quedando de esta forma definida la Tasa de Interés Real que se aplicará en los cálculos económicos del Valor Actual Neto de la siguiente forma:

Tasa de Interés Real = Tasa Activa - Inflación = 5.42% - 2.42%
Tasa de Interés Real = 3.0%

Flujo de Caja

Hoja de cálculo
Microsoft Office Ex

- Para calcular el valor de indicadores tales como el Valor Actual Neto o la Tasa Interna de Retorno es necesario elaborar un flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto, para esto se deberán tomar en cuenta a más de los egresos antes citados, desembolsos como la utilidad de los trabajadores y el impuesto a la renta.



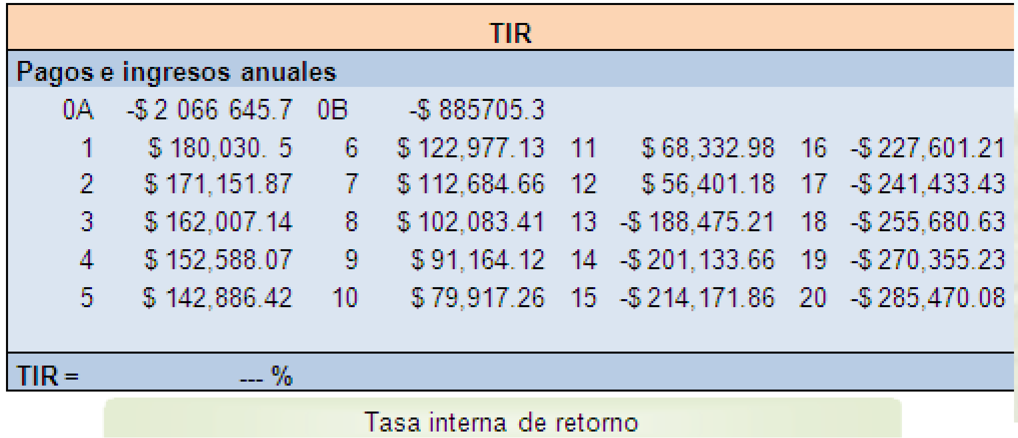
VAN

Pagos e ingresos anuales

0A	-$ 2 066 645.7	0B	-$ 885705.3				
1	$ 180,030. 5	6	$ 122,977.13	11	$ 68,332.98	16	-$ 227,601.21
2	$ 171,151.87	7	$ 112,684.66	12	$ 56,401.18	17	-$ 241,433.43
3	$ 162,007.14	8	$ 102,083.41	13	-$ 188,475.21	18	-$ 255,680.63
4	$ 152,588.07	9	$ 91,164.12	14	-$ 201,133.66	19	-$ 270,355.23
5	$ 142,886.42	10	$ 79,917.26	15	-$ 214,171.86	20	-$ 285,470.08

VAN = $ -2 461 459.04

Valor anual neto



TIR

Pagos e ingresos anuales

0A	-$ 2 066 645.7	0B	-$ 885705.3				
1	$ 180,030. 5	6	$ 122,977.13	11	$ 68,332.98	16	-$ 227,601.21
2	$ 171,151.87	7	$ 112,684.66	12	$ 56,401.18	17	-$ 241,433.43
3	$ 162,007.14	8	$ 102,083.41	13	-$ 188,475.21	18	-$ 255,680.63
4	$ 152,588.07	9	$ 91,164.12	14	-$ 201,133.66	19	-$ 270,355.23
5	$ 142,886.42	10	$ 79,917.26	15	-$ 214,171.86	20	-$ 285,470.08

TIR = --- %

Tasa interna de retorno

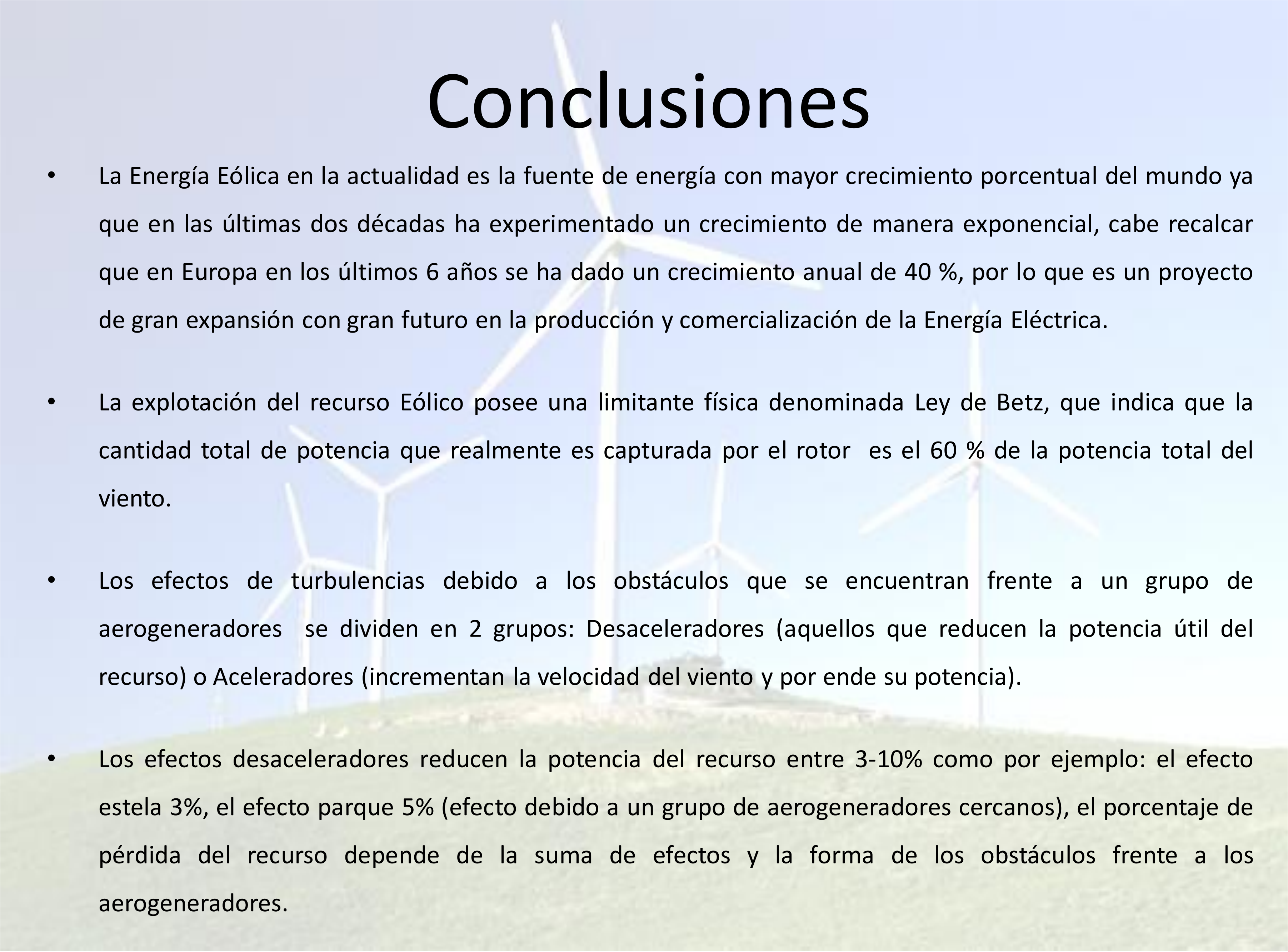
Costo de producción por Kwh

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

Costo de producción del Kwh		
Inversión total:		$ 9,841,170.000
Valor actual neto de costos de mantenimiento anual:		$ 5,746,524.27
	Total:	$ 15,587,694.27
Valor presente de la producción total de Kwh en 20 años:		45,953,544.35 Kwh
Costo de producción del Kwh (Valor actual del Kwh):		0.3392 $ / Kwh

Costo de producción de un Kwh

Como puede observarse, el valor de 33.92 centavos por Kwh, calculado bajo las condiciones tanto físicas como económicas del proyecto eólico San Cristóbal es superior a los costos de producción promedio de 5 centavos obtenidos en grandes parques eólicos marinos a nivel mundial, en nuestro país este valor incluso sobrepasa el valor de la tarifa por venta de energía eléctrica por recursos eólicos (12.21 cUSD/Kwh), y de seguro es por esta razón que según los indicadores antes analizados el proyecto no es rentable a largo plazo.



Conclusiones

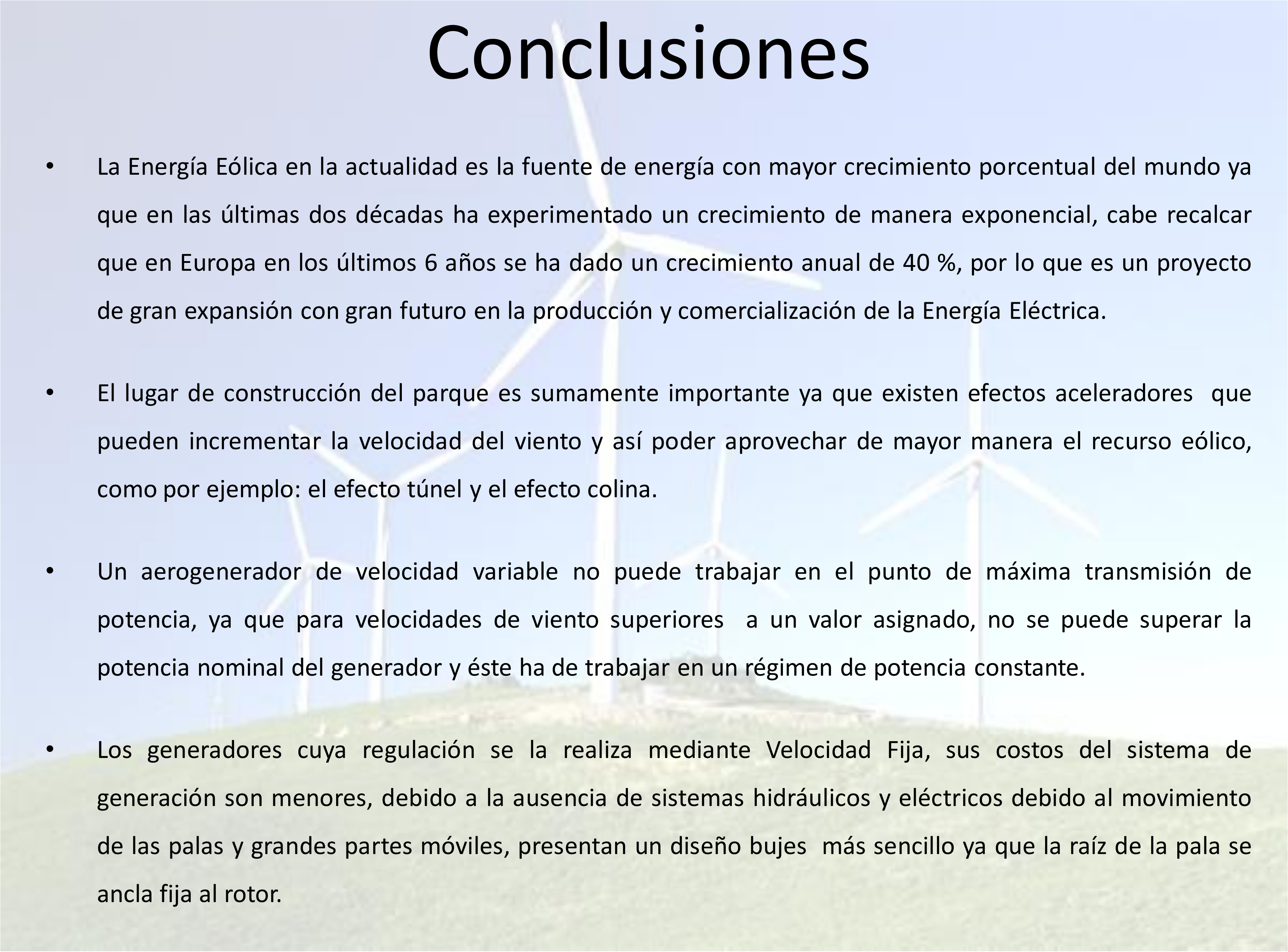
- La Energía Eólica en la actualidad es la fuente de energía con mayor crecimiento porcentual del mundo ya que en las últimas dos décadas ha experimentado un crecimiento de manera exponencial, cabe recalcar que en Europa en los últimos 6 años se ha dado un crecimiento anual de 40 %, por lo que es un proyecto de gran expansión con gran futuro en la producción y comercialización de la Energía Eléctrica.

- La explotación del recurso Eólico posee una limitante física denominada Ley de Betz, que indica que la cantidad total de potencia que realmente es capturada por el rotor es el 60 % de la potencia total del viento.

- Los efectos de turbulencias debido a los obstáculos que se encuentran frente a un grupo de aerogeneradores se dividen en 2 grupos: Desaceleradores (aquellos que reducen la potencia útil del recurso) o Aceleradores (incrementan la velocidad del viento y por ende su potencia).

- Los efectos desaceleradores reducen la potencia del recurso entre 3-10% como por ejemplo: el efecto estela 3%, el efecto parque 5% (efecto debido a un grupo de aerogeneradores cercanos), el porcentaje de pérdida del recurso depende de la suma de efectos y la forma de los obstáculos frente a los aerogeneradores.

Conclusiones

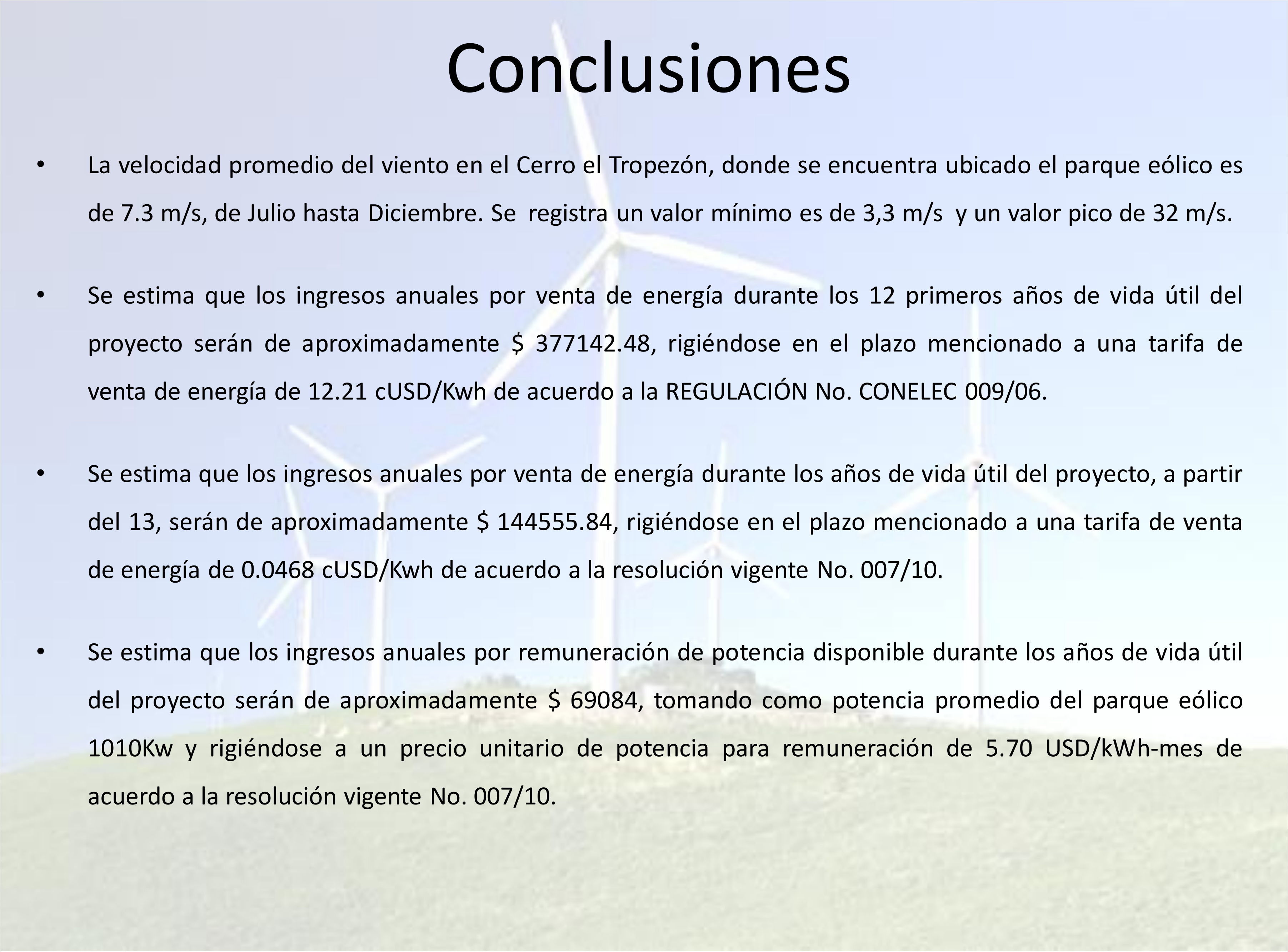


- La Energía Eólica en la actualidad es la fuente de energía con mayor crecimiento porcentual del mundo ya que en las últimas dos décadas ha experimentado un crecimiento de manera exponencial, cabe recalcar que en Europa en los últimos 6 años se ha dado un crecimiento anual de 40 %, por lo que es un proyecto de gran expansión con gran futuro en la producción y comercialización de la Energía Eléctrica.

- El lugar de construcción del parque es sumamente importante ya que existen efectos aceleradores que pueden incrementar la velocidad del viento y así poder aprovechar de mayor manera el recurso eólico, como por ejemplo: el efecto túnel y el efecto colina.

- Un aerogenerador de velocidad variable no puede trabajar en el punto de máxima transmisión de potencia, ya que para velocidades de viento superiores a un valor asignado, no se puede superar la potencia nominal del generador y éste ha de trabajar en un régimen de potencia constante.

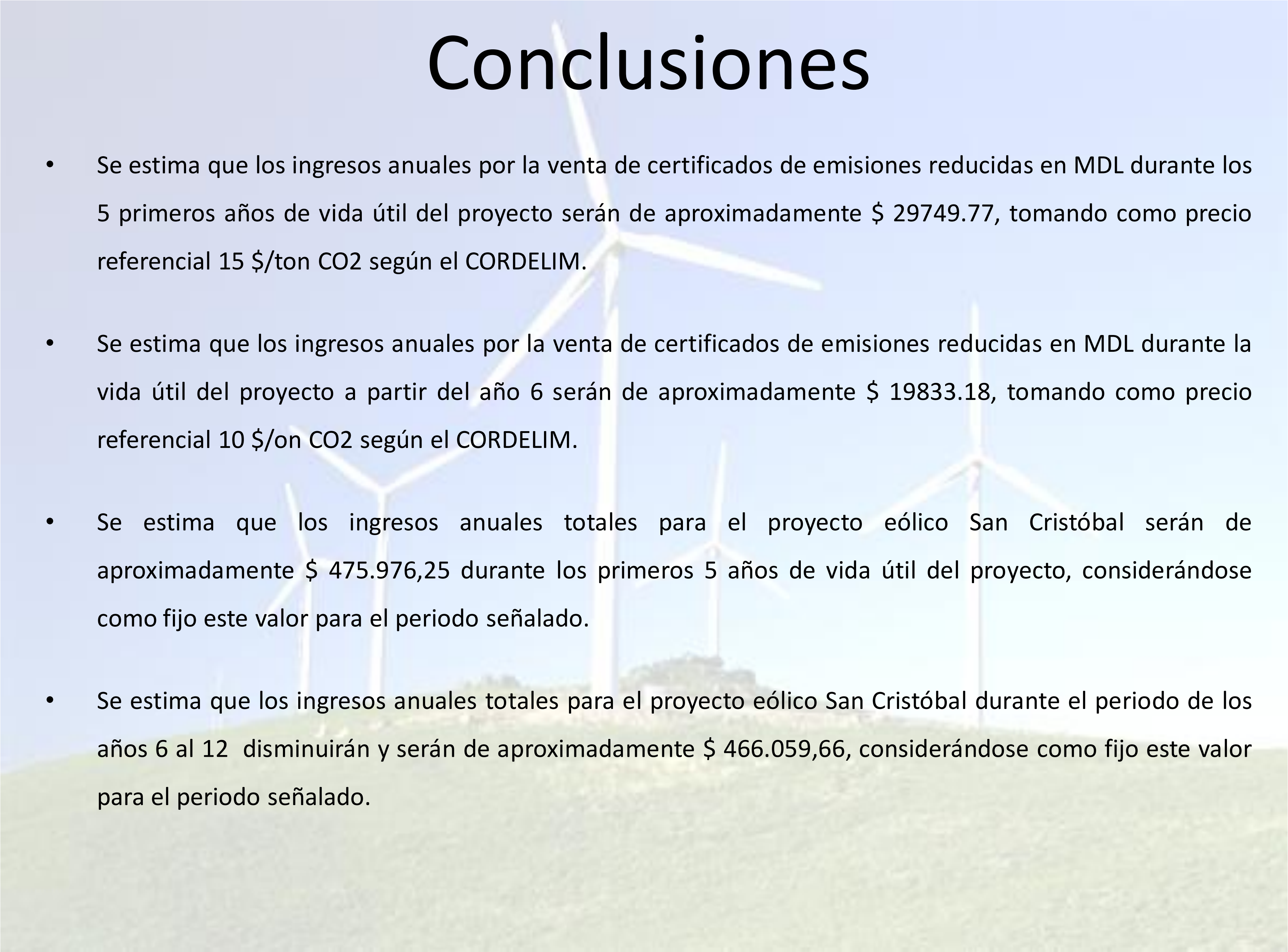
- Los generadores cuya regulación se la realiza mediante Velocidad Fija, sus costos del sistema de generación son menores, debido a la ausencia de sistemas hidráulicos y eléctricos debido al movimiento de las palas y grandes partes móviles, presentan un diseño bujes más sencillo ya que la raíz de la pala se ancla fija al rotor.



Conclusiones

- La velocidad promedio del viento en el Cerro el Tropezón, donde se encuentra ubicado el parque eólico es de 7.3 m/s, de Julio hasta Diciembre. Se registra un valor mínimo es de 3,3 m/s y un valor pico de 32 m/s.
- Se estima que los ingresos anuales por venta de energía durante los 12 primeros años de vida útil del proyecto serán de aproximadamente $ 377142.48, rigiéndose en el plazo mencionado a una tarifa de venta de energía de 12.21 cUSD/Kwh de acuerdo a la REGULACIÓN No. CONELEC 009/06.
- Se estima que los ingresos anuales por venta de energía durante los años de vida útil del proyecto, a partir del 13, serán de aproximadamente $ 144555.84, rigiéndose en el plazo mencionado a una tarifa de venta de energía de 0.0468 cUSD/Kwh de acuerdo a la resolución vigente No. 007/10.
- Se estima que los ingresos anuales por remuneración de potencia disponible durante los años de vida útil del proyecto serán de aproximadamente $ 69084, tomando como potencia promedio del parque eólico 1010Kw y rigiéndose a un precio unitario de potencia para remuneración de 5.70 USD/kWh-mes de acuerdo a la resolución vigente No. 007/10.

Conclusiones



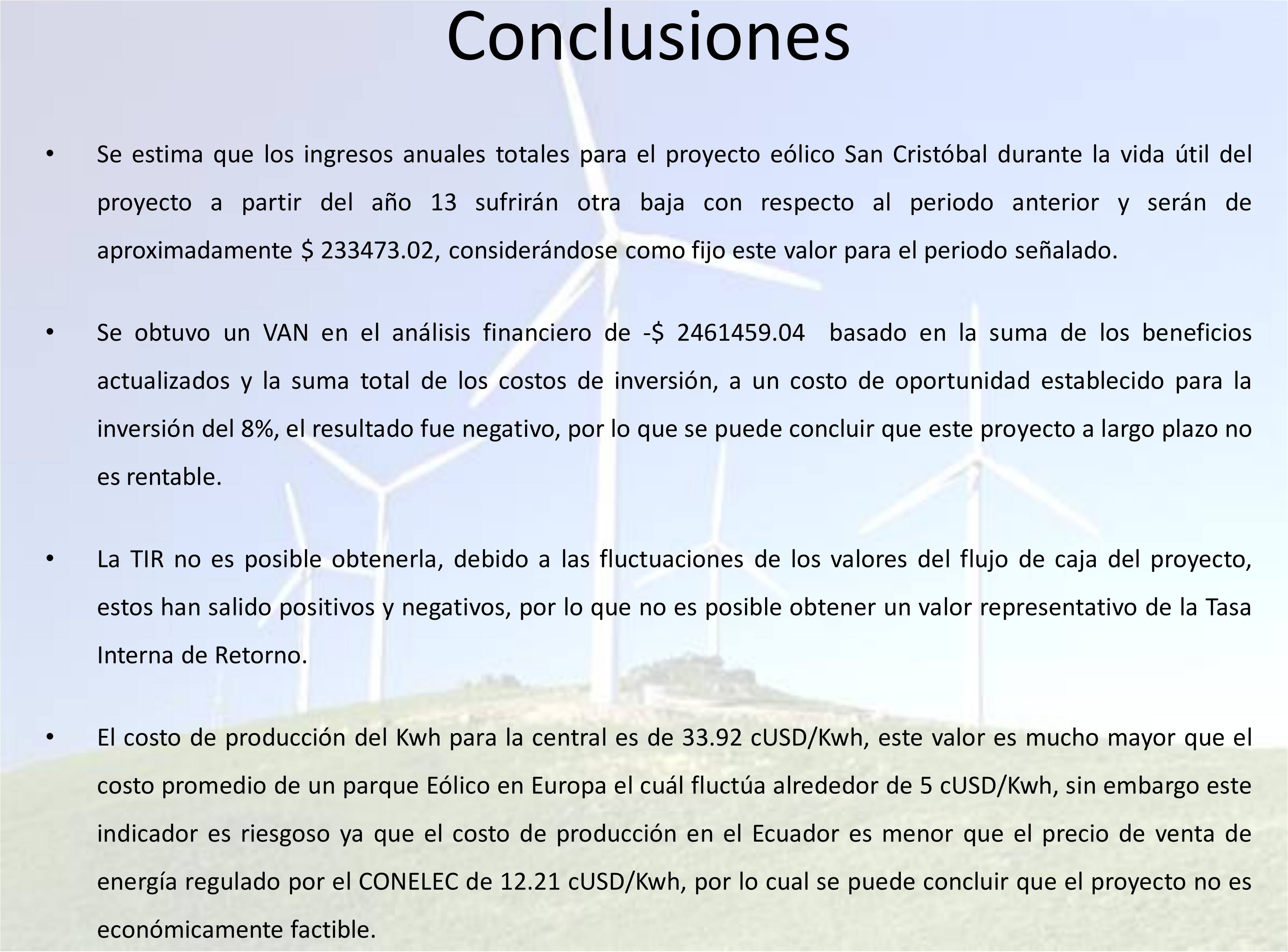
- Se estima que los ingresos anuales por la venta de certificados de emisiones reducidas en MDL durante los 5 primeros años de vida útil del proyecto serán de aproximadamente $ 29749.77, tomando como precio referencial 15 $/ton CO2 según el CORDELIM.

- Se estima que los ingresos anuales por la venta de certificados de emisiones reducidas en MDL durante la vida útil del proyecto a partir del año 6 serán de aproximadamente $ 19833.18, tomando como precio referencial 10 $/on CO2 según el CORDELIM.

- Se estima que los ingresos anuales totales para el proyecto eólico San Cristóbal serán de aproximadamente $ 475.976,25 durante los primeros 5 años de vida útil del proyecto, considerándose como fijo este valor para el periodo señalado.

- Se estima que los ingresos anuales totales para el proyecto eólico San Cristóbal durante el periodo de los años 6 al 12 disminuirán y serán de aproximadamente $ 466.059,66, considerándose como fijo este valor para el periodo señalado.

Conclusiones



- Se estima que los ingresos anuales totales para el proyecto eólico San Cristóbal durante la vida útil del proyecto a partir del año 13 sufrirán otra baja con respecto al periodo anterior y serán de aproximadamente $ 233473.02, considerándose como fijo este valor para el periodo señalado.

- Se obtuvo un VAN en el análisis financiero de -$ 2461459.04 basado en la suma de los beneficios actualizados y la suma total de los costos de inversión, a un costo de oportunidad establecido para la inversión del 8%, el resultado fue negativo, por lo que se puede concluir que este proyecto a largo plazo no es rentable.

- La TIR no es posible obtenerla, debido a las fluctuaciones de los valores del flujo de caja del proyecto, estos han salido positivos y negativos, por lo que no es posible obtener un valor representativo de la Tasa Interna de Retorno.

- El costo de producción del Kwh para la central es de 33.92 cUSD/Kwh, este valor es mucho mayor que el costo promedio de un parque Eólico en Europa el cuál fluctúa alrededor de 5 cUSD/Kwh, sin embargo este indicador es riesgoso ya que el costo de producción en el Ecuador es menor que el precio de venta de energía regulado por el CONELEC de 12.21 cUSD/Kwh, por lo cual se puede concluir que el proyecto no es económicamente factible.

GRACIAS
POR SU
ATENCIÓN