

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE
VALPARAÍSO**

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Eléctrica

**Aplicación de Energía Eólica Para Generar Energía
Eléctrica en Isla de Pascua**

Tesis Para Optar al Título de Ingeniero Eléctrico

Por:

René Pakarati Icka

Profesor Guía: Paulino Alonso Rivas

Junio, 2000

DEDICATORIA

A mis padres por la confianza y

apoyo incondicional brindad y

a todos los que hicieron posible

este proyecto.

A Horeka y John Makih...

RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo determinar la factibilidad y rentabilidad técnico económico de instalar una planta de generación eoloeléctrica, en la provincia de Isla de Pascua, como apoyo a la generación diesel tradicional.

Lo anterior tiene como origen la necesidad de apoyar y/o reemplazar el actual sistema de generación eléctrica, en base a motogeneradoras diesel, por uno menos costoso, de bajo requerimiento de mantención y operación, de mayor confiabilidad debido al aislamiento del lugar y que opere en base a algún tipo de energía renovable no contaminante.

El desarrollo de esta memoria se divide en nueve capítulos, en los cuales se presentan los estudios específicos de variables que involucran en el análisis del proyecto y sobre esta base se concluye la viabilidad del mismo.

INTRODUCCION

La búsqueda de energías renovables, producidas a través de tecnologías limpias, es una de las preocupaciones del momento a escala mundial. Isla de Pascua no está ajena a esta necesidad de suministro de energía no convencional, por ello se estudiará y se investigará la posibilidad de implementar sistema de generación a través de la energía eólica.

Debido a que hoy más que nunca en la región es necesario realizar un estudio de las fuentes no convencionales de producción de esta energía; se lleva a cabo esta tesis basada en el uso de la energía eólica para convertir a energía eléctrica en la provincia de Isla de Pascua, lugar que por su lejanía y por su difícil acceso, su abastecimiento de combustible para los generadores térmicos existentes es de muy alto costo, tanto para los isleños como para el Gobierno regional y por ende al Presupuesto Nacional. Por otro lado, el crecimiento paulatino de la población de Rapa-Nui ha repercutido notablemente en la necesidad de aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica. Si bien, esto podría ser solucionado con la instalación de un nuevo generador térmico a partir de petróleo, existe la posibilidad y tal vez la factibilidad de usar energía no convencional; renovable, pura, limpia, propia e inagotable, como es la energía eólica que tiene como elemento principal el viento. Por ello, es de importancia realizar un estudio, aunque sea someramente, sobre el origen, comportamiento y las variables que las caracterizan, tales como, velocidad y dirección.

La investigación realizada en relación con los vientos estudiados en Isla de Pascua permitirán tomar algunas conclusiones sobre los aspectos específicos y relevantes de los lugares en que sería factible instalar la central eólica.

Por lo tanto, la instalación de una turbina eólica comienza con el estudio de la calidad de los vientos en los lugares en la cual, podría utilizarse el aerogenerador, para luego determinar el punto exacto de ubicación de la central eólica.

El registro de velocidades del viento procesadas en este informe fue facilitada por el Servicio Nacional de Meteorología de Santiago de Chile, el cual recibe información periódica climatológica desde el centro meteorológico de Isla de Pascua ubicado en Mataveri Otai.

Las empresas constructoras de aerogeneradores en el ámbito mundial, estén trabajando día a día en nuevos diseños de sistema de generación, con ello pretenden crear e innovar en equipos de generación con sofisticados sistemas de orientación, control, autonomía, con el propósito de optimizar el aprovechamiento de la energía disponible contenida en el viento. En el mercado, en general se pueden encontrar dos tipos de aerogeneradores más comunes y que estén caracterizados según la disposición de su eje central de orientación, que es definida en relación con la rotación del aeromotor y la dirección del viento. Estos son: aeromotor de Eje Vertical y aeromotor de Eje Horizontal.

Se plantearán las principales características y las diferencias entre estos tipos de máquinas, en especial aspectos tales como rendimiento, coeficiente potencial, tamaño y mantención requerida.

Se consideró en la evaluación económica el ahorro por gasto de petróleo que proviene del reemplazo de la fuente primaria de energía ocupada actualmente por energía de generación eólica.

Este trabajo se realizó en paralelo con la memoria de Sr. David Cruz Connell que investigó sobre la etapa de transferencia de energía a la red de consumo de Isla de Pascua [16].

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN AL PROYECTO

1.1 ANTECEDENTES GENERALES DE ISLA DE PASCUA

Isla de Pascua esta situada en el Océano Pacífico, en los 27° 08' de latitud sur y 109° 25' de longitud oeste, cuatro grados al sur del Trópico de Capricornio, en el comienzo de la zona subtropical. Grandes distancias las separan del continente y de los grupos insulares del Pacífico Sur.

Dista cerca de 3600 Kilómetros de Chile continental y alrededor de 3700 Kilómetros de la Polinesia Francesa.

La isla tiene una forma triangular y en cuyos vértices sobresalen los cráteres volcánicos, Rano Kau, Rano Aroi y Rano Raraku, con un perímetro aproximado de 56 Kilómetros. La hipotenusa, que constituye la costa sur mide 24 kilómetros, 17 kilómetros la costa noroeste y 15 kilómetros la noreste. La superficie total es de 180 kilómetros cuadrados.

La topografía es de característica de las islas de origen volcánicos. La mayor elevación la constituye el cerro Maunga-Tere-Vaka que se alza en la parte norte a 600 metros sobre el nivel del mar, le sigue el cerro Poike en el extremo Este con 400 metros y el volcán Rano-Kau en el oeste con 300 metros de altura sobre el nivel del mar.

Isla de Pascua o Rapa-Nui es de clima Subtropical Lluvioso, con características de invierno moderado con lluvias durante todo el año, siendo mayo el mes de más alta pluviosidad y septiembre el más seco [11].

Figura 1-1 Fotografía panorámica de la playa de Anakena [17]



1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL EN ISLA DE PASCUA

El actual servicio eléctrico, es suministrado por la Sociedad Agrícola y de Servicios Isla de Pascua Limitada, SASIPA, filial CORFO.

La central eléctrica ubicada en Mataverí, cuenta con 1200 kW de potencia instalada en generadoras Diesel [10]. El combustible requerido por las motogeneradoras Diesel es llevado en barcos petroleros dos veces al año aproximadamente desde Valparaíso. Por esta razón, el costo por kWh generada de energía en la provincia es muy elevado. Esto afecta considerablemente a la producción en las actividades diaria de la comunidad isleña y el turismo en general. Debido a lo anterior, se ha planteado la necesidad de estudiar alternativas que minimice los costos de producción de electricidad en la provincia de Isla de Pascua, así evitar el consumo de combustible fósil como fuente primaria de generación.

1.3 FUENTE ENERGÉTICA

El viento como fuente energética, tiene todas las facilidades y ninguno de los inconvenientes que a menudo presentan otras formas de energía: Es gratuito (de libre disponibilidad), limpio (no residual) y de bajo mantenimiento.

El viento es un subproducto de la energía solar. Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente un 2% del total de la energía solar ($2,2 \cdot 10^{12}$ KWH), aunque en la práctica solo se utiliza una pequeña parte de esta cantidad.

El viento está caracterizado por dos grandes variables con relación al tiempo:

La velocidad del viento.

La dirección del viento.

La utilización de la energía eólica necesita una elección muy juiciosa del sitio en función, entre variables, de ciertos fenómenos de variación de la velocidad del viento y de su dirección.

La velocidad es la que afecta en forma más directa a una estación eólica y ésta se mide según la escala Beaufort, como se dará a conocer más adelante.

La energía cinética teóricamente recuperable, contenida entre los 5 y 100 metros de altitud es, según algunas hipótesis, entre 3 y $30 \cdot 10^{20}$ joule por año, es decir, 2 a 20 veces la energía mundial consumida. Esta cantidad, debido a problemas de acumulación de energía y problema de otra índole, como tecnológico y/o económico no es aprovechable en un 100 %, pero las cualidades específicas de esta forma de energía dan un aporte potencial importante para zonas de bajas estructuras energéticas [1].

CAPITULO 2: RECURSO EÓLICO

2.1 DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía del viento se deriva del calentamiento diferencial de la atmósfera por el sol, y las irregularidades de la superficie terrestre. Aunque sólo una pequeña parte de la energía solar que llega a la tierra se convierte en energía cinética del viento, la cantidad total es enorme.

La potencia de los sistemas conversores de energía eólica es proporcional al cubo de la velocidad del viento, por lo que la velocidad promedio del viento y su distribución en un sitio dado son factores muy importantes en la economía de los sistemas.

El recurso energético eólico es muy variable tanto en el tiempo como en su localización. La variación con el tiempo ocurre en intervalos de segundos y minutos (rachas), horas (ciclos diarios), y meses (variaciones estacionales). Esta variación implica que los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica se pueden operar mejor en tres situaciones.

Interconectados con otras plantas de generación, desde una pequeña planta diesel hasta la red de distribución eléctrica. En este caso, la potencia generada por el Aerogenerador de hecho permite ahorrar combustibles convencionales.

Utilizados en conjunto con sistemas de almacenamiento de energía tales como baterías o sistemas de bombeo.

Utilizados en aplicaciones donde el uso de la energía sea relativamente independiente del tiempo, tenga una constante de tiempo que absorba las variaciones del viento, o donde se pueda almacenar el producto final, como en algunos tipos de irrigación, bombeo y desalinización de agua.

Debido a efectos del terreno, pueden ocurrir variaciones relativamente grandes de la velocidad del viento en distancias cortas. Estas variaciones sobre el terreno

presentan la ventaja de que si se localizan áreas con buenos vientos, se pueden utilizar sitios con relativamente alta densidad energética, resultando en un aumento significativo de la energía capturada, y por tanto en la economía del sistema. Se tiene en consecuencia el reto de localizar los mejores sitios posibles y de determinar el recurso aprovechable en forma práctica de sitios particulares.

A pesar de que la necesidad de sitios con buenos vientos es importante desde el punto de vista económico, no se deberá sobre enfatizar fuera de contexto con las aplicaciones particulares; se podrá requerir de un sitio con vientos fuertes (por ejemplo más de 5 m/s de velocidad media anual) para competir con la generación eléctrica convencional cerca de una central eléctrica, mientras que para regiones remotas pueden ser adecuados sitios con menores velocidades (por ejemplo 3 m/s para aplicaciones de bombeo de agua y otras).

La capacidad de generación eléctrica instalada actualmente con Aerogeneradores llega al 3.000.000 kW, la mayor parte en el estado de California, en los Estados Unidos. La energía se genera a costos competitivos con los de sistemas convencionales.

Algunas de las características de los sistemas conversores de energía eólica a energía útil son las siguientes:

Es factible construir sistemas con capacidades de unos cuantos watts hasta 1.000 kW o más, estando comercialmente disponibles sistemas hasta 500 kW. Para mayores potencias se integran tantas unidades como sea necesario en las llamadas “granjas eólicas” o centrales Eoloeléctricas.

La potencia en la flecha de un Aerogenerador se puede utilizar con una gran variedad de propósitos, incluyendo generación de electricidad en corriente directa y alterna, bombeo directo de agua, trabajo mecánico, etc., aunque el diseño del sistema será diferente para las varias aplicaciones.

Las estaciones meteorológicas donde se registran datos de viento no fueron concebidas desde su inicio pensando en el viento como un recurso energético, por lo que es necesario llevar a cabo la prospección y caracterización de sitios

con potencial energético eólico. En la actualidad se estudia la preparación de un Atlas Eólico Nacional que proporcionará una idea general de las regiones del país con buen potencial, tales como la zona de La Ventosa, las costas del Pacífico y las Islas o Penínsulas aislada de la red eléctrica interconectadas. Con base a esta información general, se deberá llevar a cabo una evaluación del recurso en una escala geográfica compatible con la aplicación y la región consideradas.

Los sistemas de generación eléctrica basados en energía eólica de pequeña y mediana capacidad, serán económicamente viables en escala significativa dentro de los próximos cinco años; de hecho, muchas comunidades aisladas podrían aprovechar esta tecnología en un futuro inmediato.

Como se indicó al inicio, la potencia desarrollada por los Aerogeneradores depende fuertemente de la velocidad del viento. Es por lo tanto pertinente señalar que muchos de los Aerogeneradores que se encuentran disponibles en el mercado fueron en general diseñados para las condiciones de viento prevalecientes en sus países de origen. En estos países, casi todos situados al norte del trópico, la intensidad de los vientos es muy superior a la que se presenta en el hemisferio sur, por lo que los diseños no se adaptan a nuestras condiciones, y la energía entregada por los sistemas es considerablemente menor que la especificada.

Por todo lo anterior, es recomendable establecer las bases para lograr el apoyo al desarrollo tecnológico de los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica, respaldado por la infraestructura correspondiente de fabricación instalación y financiamiento, con objeto de que la energía eólica contribuya de manera significativa a la oferta energética del futuro Ref.[17].

CAPITULO 3: FACTORES CONDICIONANTES DEL VIENTO

3.1 CONCEPTO Y ORIGEN DEL VIENTO

El viento es el producto del desplazamiento de masa de aire debido a diferencias de presión atmosférica, provocadas en la mayoría de las veces por variaciones de temperatura. Su intensidad se calcula en grados Beaufort, en [m/seg] o en [Km/Hrs] [9].

La energía eólica es un derivado o subproducto de la transformación de la energía solar. La radiación solar es absorbida de manera diferente en los polos y el Ecuador, debido a la redondez de la tierra. La energía absorbida en el Ecuador es superior a la absorbida en los polos. Estas variaciones de temperaturas provocan diferencias en las densidades de las masas de aire causando su desplazamiento de una latitud a otra, ósea, desde las altas presiones atmosféricas hacia las zonas de bajas presiones.

Las áreas que tienen una presión inferior a la normal constituyen áreas ciclónicas; las que tienen presión superior a la normal son anticiclónicas. El aire no se encuentra nunca en perfecta calma, porque en las áreas ciclónicas ocurre como si se hubiese formado un vacío a colmar, al cual afluyen masas de aire de las zonas vecinas que están a presión más alta; estos movimientos de masa de aire son los vientos.

Se establece así un cierto equilibrio por la transferencia de energía hacia las zonas de temperaturas extremas, sin la cual no sería posible la vida. Estos desplazamientos son bastante influenciados por la fuerza Coriolis que se ejerce perpendicularmente a la dirección del movimiento.

Estas leyes definen los movimientos generales de las masas de aire. Es posible prever los vientos dominantes en la mayor parte del globo con cierta certeza.

Sobre la dirección ejerce una influencia decisiva la rotación terrestre, cuando se forma un área ciclónica, el aire converge hacia ella con dirección centrípeta, pero en vez de moverse en sentido perpendicular a las líneas isobáricas, se desvía, por efecto de la rotación hacia su derecha en el hemisferio norte y hacia su izquierda en el hemisferio sur, y adapta, por ello, un movimiento en espiral tangencialmente a la isobárica.

Lo contrario ocurre cuando se forma un área anticiclónica, es decir, cuando el aire diverge de ella en dirección centrífuga, pero no perpendicular a las isobaras, sino que se desvía hacia su derecha en el hemisferio norte y hacia su izquierda en el hemisferio sur.

No obstante, estas direcciones únicas son a menudo perturbadas por:

Los obstáculos naturales que modifican la relación de fuerzas de tal suerte que hacia el suelo el aire es menos desviado hacia la derecha que en la altura, y que los obstáculos elevados modifican en forma notable la circulación general de las masas de aire.

Las depresiones ciclónicas que, pueden desplazarse en cualquier dirección pero que, de hecho, tiendan a llevar ciertas direcciones estables que se superponen al sistema general de la presión atmosférica.

Las tempestades que perturban la dirección dominante, bien que durante éstas pueden aparecer como direcciones continuas.

3.2 VARIACIONES DE LA VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO

El viento está caracterizado por dos grandes variables con relación al tiempo, que son: La **velocidad** y La **dirección** del viento.

Tabla 3-1 Escala de los vientos Beaufort

Escala de los vientos o de Beaufort					
GRAD O	NOMBRE	NUDOS De- Hasta		ASPECTOS DE LA MAR	SIMBOL OS MAPAS
0	Calma	< 1		La mar está como un espejo.	
1	Ventolina	1	3	Empieza a rizarse la mar.	
2	Flojito (brisa muy débil)	4	6	Pequeñas olas, sin llegar a romper.	
3	Flojo (brisa débil)	7	10	Olas algo mayores cuyas crestas empiezan a romper con algunos borreguillos dispersos.	
4	Bonancible (brisa moderada)	11	16	Olas moderadas de forma alargada, se forman muchos borreguillos.	
5	Fresquito (brisa fresca)	17	21	Olas moderadas, más alargadas. Gran abundancia de borreguillos. Algunos rociones.	
6	Fresco (brisa fuerte)	22	27	La mar empieza a amontonarse y la espuma se extiende. Aumentan los rociones.	
7	Frescachón (viento fuerte)	28	33	La espuma es arrastrada en la dirección del viento. El agua dificulta la visibilidad.	
8	Temporal	34	40	Olas altas con rompientes. La espuma va en grandes masas en la dirección del viento.	
9	Temporal fuerte	41	47	Olas muy grandes, la espuma es arrastrada. Los rociones dificultan la visibilidad.	
10	Temporal duro	48	56	Olas con grandes crestas. La mar aparece blanca. La visibilidad se reduce.	
11	Temporal muy duro	57	63	Olas excepcionalmente grandes. Se reduce la visibilidad. Mar completamente blanca.	
12	Temporal huracanado	> 64		El aire está lleno de espuma y de rociones. Visibilidad prácticamente nula.	

Tanto la intensidad de velocidad como la dirección del viento, pueden causar grandes fenómenos en la naturaleza y algunas de estas consecuencias se detallan en la escala de Beaufort.

La velocidad es la que afecta en forma más directa a la capacidad de potencia que pueda obtenerse de una estación eólica y la dirección a la eficiencia. La medición de la intensidad de velocidad se realiza mediante un instrumento denominado Anemómetro.

Para la elección juiciosa del sitio de la central eólica, se debe conjugar en función entre estas dos variables.

Algunos fenómenos de la velocidad del viento y de su dirección más importantes son:

Las ráfagas: Fenómeno instantáneo que es bastante difícil de caracterizar. Se debe tener en cuenta en el momento de diseñar el aeromotor.

Variación de la velocidad con la altitud: Depende esencialmente del terreno en el cual se propagan las masas de aire. Se recomienda sitio sin accidentes considerables, para los cuales la velocidad sea permanente y su valor no varíe en demasía.

Las turbulencias: Causadas por la variación brusca de dirección. Estas variaciones instantáneas deben ser tomadas en cuenta porque ellas imponen severas condiciones a todas las máquinas de eje horizontal.

Los fenómenos diarios, mensuales, anuales y estacionales son bastantes predecibles cuando se tiene información meteorológica anuales de la región. Estos fenómenos son repetitivos y se pueden cuantificar con buena precisión la energía recuperable en el lugar prospectado.

3.3 ENERGÍA CINÉTICA DEL VIENTO

La energía cinética del viento es resultado del efecto térmico del sol. La parte de éste efecto térmico, convertido en viento, puede ser estimada en un 2% del efecto total. Basado en ello, se puede decir que la cantidad de ésta reserva sería del orden del $7 \cdot 10^{20}$ J/día. El tiempo necesario para renovar esta energía es de, aproximadamente, tres días.

La energía cinética prácticamente recuperable puede ser evaluada de 3 a $30 \cdot 10^{17}$ J/año, 0,2 a 2% del consumo mundial. Ello debido a problema de orden económico, acumulación de energía, calidad de los sitios y otros. La cantidad mencionada puede parecer muy exigua, pero las cualidades específicas de ésta forma de energía dan un aporte potencial importante para zonas de baja estructuras energéticas, en general zonas aisladas.

3.4 DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA CINÉTICA RECUPERABLES

La conversión de la energía desde su forma eólica a su forma cinética-mecánica, se realiza interceptando el movimiento del fluido mediante el obstáculo representado por el plano en el cual giran las aspas de un molino, disminuyendo así la velocidad del fluido desde un valor V_1 , velocidad antes del rotor a un valor V_2 , velocidad después del rotor.

Si m es la masa de aire que atraviesa el rotor por unidad de tiempo, la cantidad de movimiento que transporta el viento cambia a una medida dada por $m(V_1 - V_2)$, la cual es igual al empuje ejercido sobre el rotor. Si definimos y , velocidad del viento en el rotor mismo, se tiene que la energía absorbida por el eje es $m(V_1 - V_2)$ **(3-1)**

Por otra parte, la energía cinética de las velocidades de aire, en movimiento es:

$$E_{\text{cinética}} = \frac{1}{2} mV^2$$

con V velocidad del viento.

Luego las energías cinéticas para velocidad del viento antes rotor y después del rotor, valen respectivamente:

$$E_{c1} = \frac{1}{2} mV_1^2 \text{ y } E_{c2} = \frac{1}{2} mV_2^2;$$

La razón de cambio de la energía cinética por influencia del rotor es, por lo tanto:

$$E_c = E_{c1} - E_{c2} = \frac{1}{2} m(V_1^2 - V_2^2); \text{ **(3-2)**}$$

Como las expresiones (Ecuación 3-1) y (Ecuación 3-2) deben ser equivalentes, se obtiene:

$$\begin{aligned} m(V_1 - V_2)V &= \frac{1}{2} m(V_1^2 - V_2^2); \\ V &= \frac{1}{2} (V_1 + V_2); \end{aligned} \quad (3-3)$$

Es decir, que la variación de velocidad del viento antes del rotor es igual a la variación después de él. A esta conclusión se le conoce como teorema de Betz en aerodinámica.

Se debe señalar también, que por consideraciones de continuidad, para una masa de fluido constante, se debe cumplir que:

$$\begin{aligned} mD_1V_1 &= mD_2V_2; \\ D_1V_1 &= D_2V_2; \end{aligned}$$

Donde:

D_1 := superficie del disco de fluido antes del rotor.

D_2 := superficie del disco de fluido después del rotor.

D_3 := superficie del disco de fluido en el rotor.

Como $V_2 < V_1$, se tiene que $D_2 > D_1$, lo cual significa que la perturbación aplicada por el rotor al fluido aumenta su radio de influencia detrás de este.

Se puede demostrar, además que $D_2 = 1,3 D_3$.

3.5 POTENCIA MÁXIMA RECUPERABLE DEL VIENTO

La potencia que transporta el viento debido a su energía cinética intrínseca es:

$$P = \frac{1}{2} (\varphi S V^3) \cdot (V^2) = \frac{1}{2} \varphi S (V^5), \quad (3-4)$$

Donde S representa la sección transversal de un cilindro de diámetro igual al diámetro de las aspas del rotor (D), es decir:

$$S = (\pi \cdot D^2 / 4);$$

y φ , masa específica del aire, que puede determinar por la ley de los gases perfectos:

$$V_p = m RT; \text{ lo que implica } \varphi = m / V = P / RT.$$

Donde:

P, presión; 1,012 bar ó $1,012 \cdot 10^5$ Pa;

T, temperatura; 10° C ó 283° K;

R, constante de los gases; 287 J/Kg/°K;

Se tiene, entonces, $\varphi = 1,246$ Kg/m³.

$$P = K_1 S V^2 \text{ ó } P = K_2 D^2 V^3;$$

Con K_1 y K_2 constantes que dependen del sistema de unidades elegido.

Por ejemplo, con P (KW), S (m²), D (m), V (m/s) y $\varphi = 1,246$ Kg/m³, las constantes valen:

$$K_1 = 6,23 \cdot 10^{-4} \text{ Kg/m}^3;$$

$$K_2 = 4,90 \cdot 10^{-4} \text{ Kg/m}^3;$$

De la ecuación 3-4 se observa que las variables que influyen directamente en la potencia extractable del viento son el diámetro del rotor D, y la velocidad del viento al cubo tomada en el lugar situado inmediatamente delante del rotor, es decir, V_1^3 .

Según lo observado, al pasar el viento por el rotor sufre un cambio de momentum $m(V_1 - V_2)$ o bien $\varphi(V_1 - V_2)$, con lo cual la potencia extraída del viento es:

$$P = \varphi S V^2 (V_1 - V_2);$$

Pero, $V = \frac{1}{2} (V_1 - V_2)$ de la ecuación 3-2;

$$\text{Por tanto } P = \varphi S (V_1 - V_2)^2 \cdot (V_1 - V_2) / 4;$$

Desarrollando, se tiene:

$$P = \varphi S/4 V_1^3 (1 - V_2^2/V_1^2 + V_2 + V_2^3 / V_1^3);$$

Se define,

$$a = V_2/V_1; \quad (a < 1)$$

con lo cual

$$P_{\text{máx}} = \varphi S/4 V_1^3 \cdot (1 + a) \cdot (1 - a^2);$$

Esta expresión se hace máxima para $a_1 = -1$. Como con $a_2 = -1$ implica $P=0$ no tiene valor práctico

Del valor máximo

$$a = 1/3 = V_2/V_1;$$

Se tiene

$$V_2 = V_1 / 3;$$

O sea, la potencia máxima recuperable existe para una velocidad del viento detrás del rotor igual al tercio de la velocidad del viento antes del rotor. También se tiene:

$$P_{\text{máx}} = \varphi S/4 V_1^3 (1 + 1/3) (1 - 1/9);$$

$$P_{\text{máx}} = 8/27 \varphi S V_1^3;$$

Si esta expresión se compara con la potencia total transportada por el viento para una igual sección S , cuyo valor es:

$$P = 1/2 \varphi S V_1^3;$$

Se aprecia que una turbina eólica, trabajando sin pérdidas, a lo sumo podría extraer una fracción de esa potencia igual a:

$$[8/27 \varphi S V_1^3] / [1/2 \varphi S V_1^3] = 16/27 = 0.5927; \text{ (3-5)}$$

A este valor se le conoce como límite de Betz. Por lo tanto, no se puede obtener más allá de un 59,27% de la potencia existente en el viento. Es a partir de tal cantidad que se debe calcular el rendimiento efectivo de un Aerogenerador [1].

CAPITULO 4: CARACTERISTICAS GENERALES DE ISLA DE PASCUA

4.1 SITUACIÓN GEOGRÁFICA Y TOPOGRÁFICA

Isla de Pascua esta situada en el Océano Pacífico, en los 27° 08' de latitud sur y 109° 25' de longitud oeste, cuatro grados al sur del Trópico de Capricornio, en el comienzo de la zona subtropical. Grandes distancias la separa del continente y de los grupos insulares del Pacífico Sur.

Dista cerca de 3600 Kilómetros de Chile continental y alrededor de 3700 Kilómetros de la Polinesia Francesa. La isla tiene una forma triangular y en cuyos vértices sobresalen los cráteres volcánicos, Rano Kau, Rano Aroi y Rano Raraku, con un perímetro aproximado de 56 Kilómetros. La hipotenusa, que constituye la costa sur mide 24 kilómetros, 17 kilómetros la costa noroeste y 15 kilómetros en noreste. La superficie total es de 180 kilómetros cuadrados.

La topografía es de característica de las islas de origen volcánicos. La mayor elevación la constituye el cerro Maunga-Tere-Vaka que se alza en la parte norte a 600 metros sobre el nivel del mar, le sigue el cerro Poike en el extremo Este con 400 metros y el volcán Rano-Kau en el Oeste con 300 metros de altura sobre el nivel del mar [11].

4.2 CLIMA

De acuerdo a la clasificación de Köeppen, modificada por Glenn T. Trewarha, a Isla de Pascua, corresponde clasificarla como de clima Subtropical Lluvioso, con la característica de invierno moderado con lluvias durante todo el año, siendo mayo el mes más alta pluviosidad y enero el más seco. Las precipitaciones durante el verano habitualmente son de corta duración y de gran intensidad

producto de la mayor actividad convectiva. Durante el invierno por lo general, son más continuas y con menor grado de intensidad debido a que estén asociadas a sistemas frontales provenientes del oeste.

La humedad Relativa es alta durante todo el año y el aire posee un alto grado de salinidad lo que produce una rápida oxidación en las estructuras metálicas.

La temperatura fluctúa, en termino medio, entre 25⁰C en la época más calurosa y de 1700 en la temporada más fría, existiendo una amplitud térmica diaria, más bien pequeñas debido a la acción moderadora del mar [2].

4.3 CLIMATOLOGÍA SINÓPTICA

El desplazamiento del Anticiclón Subtropical Semipermanente del Pacífico, parece ser la clave del comportamiento Sinóptico de Isla de Pascua y su entorno. Durante los meses más fríos se desplaza hacia el Norte, dejando paso a que incursionen y se desarrollen los típicos sistemas frontales generados por el encuentro de las masas de aire polar y tropical marítimo. En los meses más cálidos, se mueve hacia el Sur, modificando significativamente el comportamiento sinóptico de la isla y sus alrededores, por lo general, desvía el flujo del Oeste, desviando los sistemas frontales hacia latitudes más altas, ejerciendo en ocasiones, un efecto importante como bloqueo al desplazamiento de los sistemas frontales, estacionándolos primero y luego haciendo que pierdan gran parte de su energía hasta desactivarlos [2].

4.4 LUGAR EMPLAZAMIENTO DEL INSTRUMENTAL

El Aeropuerto Mataveri fue construido en una gran extensión plana entre el volcán Rano Kau y el cerro Orito.

La Estación Meteorológica se encuentra en su interior, al costado norte de la pista y al este de la plataforma principal.

El instrumento utilizado para medir y registrar la dirección e intensidad del viento, se encuentra ubicado a 10 metros de altura sobre la plataforma principal, en un sector sin obstáculos de tal forma que el viento circula libremente.

4.5 DATOS REGISTRADOS EN LA ESTACIÓN MATAVERI

En la Estación Meteorológica Mataveri existe suficiente información con respecto a los vientos, realizada por varios años en forma continua, que permite determinar la densidad de potencia eólica de este lugar. Para realizar el estudio preliminar del potencial eólico en Isla de Pascua, se recopiló la información para un periodo de diez años (1987 a 1998), tiempo suficiente y recomendado para un estudio estadístico.

Las mediciones registradas en el sector Mataveri, se emplearán para determinar el potencial energético existente en otros sectores de la isla, debido a que solo se tiene registros parciales de ella, esto se obtiene usando correlaciones de datos.

CAPITULO 5: REGISTROS DE DATOS METEOROLOGICOS

5.1 MÉTODOS Y MATERIALES

El dato básico de viento, presión y temperatura, se validó tomando en cuenta su consistencia y veracidad, es decir, se consideraron todos los datos que no presentaban corrección o algún signo específico, que indicara que el dato no fuera confiable.

Se diseñaron formularios adecuados para agrupar de acuerdo a la dirección e intensidad del viento, temperatura y presión.

Para la dirección del viento se establece el siguiente rango de grados geográficos para cada punto cardinal correspondiente.

N(340-020), **NE**(030-060), **E**(070-110), **SE**(120-150),

S(160-200), **SO**(210-240), **O**(250-290), **NO**(300-330).

Para la intensidad del viento se establecen los intervalos cada tres nudos hasta 21 y de 4 hasta 41 nudos.

Se confeccionaron diferentes tablas de frecuencias relativas de la dirección e intensidad de viento y los gráficos correspondientes.

El valor medio de la rapidez del viento, se calculó usando la media aritmética para datos tabulados y para la temperatura y presión, la media aritmética para variable continua.

Los valores obtenidos anteriormente permiten calcular la densidad de potencial eólica.

Se emplearon los datos registrados en la estación meteorológica del aeropuerto de Mataverí de isla de Pascua. Estos datos corresponden a información sinóptica cada tres horas (00-03-06-09-12-15-18-21), procesando un total de 29.208 datos.

5.2 DIRECCIÓN DEL VIENTO

El procesamiento de la dirección del viento, se realizó usando una rosa de viento de ocho direcciones, a la que se agregaron los vientos calma. Se determinó de esta forma, la distribución total y los ciclos estacionales y diarios de frecuencia para las distintas direcciones.

Distribución Total y Estacional

La determinación de estos ciclos estacionales y diarios ayudará a definir la necesidad de adoptar algún sistema orientador en la unidad captadora de la aeroturbina.

El mayor predominio se observa en los vientos de dirección Este y Sudeste que representan en forma conjunta más del 50% de las ocurrencias, siendo su mayor incidencia en los meses de verano. Las componentes Norte y Noroeste, siguen en importancia con un total aproximado al 20% de los casos.

En relación con el viento calma se aprecia que alcanza en su totalidad un porcentaje aproximado del 5% con valores porcentuales mayores en las estaciones del verano y primavera.

Ciclos de Frecuencia de Dirección del Viento

En las Tablas 5-2,3,4,5 se entregaran los datos cada tres horas de la distribuciones de frecuencia de ocurrencia de las cuatro direcciones predominantes de los vientos en Isla de Pascua, considerando el viento calma, para cada estación del año.

Tabla 5-1 Distribución de frecuencia porcentual total y estacional para las distintas direcciones del viento

	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA	TOTAL
N	6,07	8,77	11,22	9,66	8,92
NE	3,76	4,55	5,64	7,55	5,39
E	37	25,29	17,45	32,51	28,06
SE	29,85	19,97	19,19	25,19	23,55
S	2,85	8,34	10,96	5,14	6,83
SO	1,97	5,07	6,79	2,24	4,02
O	4,49	8,64	10,09	3,6	6,71
NO	8,11	13,75	14,3	8,34	11,13
CALMA	5,89	5,65	4,35	5,76	5,41

Figura 5-1 Gráfica ciclo anual de frecuencia (%) de ocurrencia de las principales direcciones considerando el viento calma

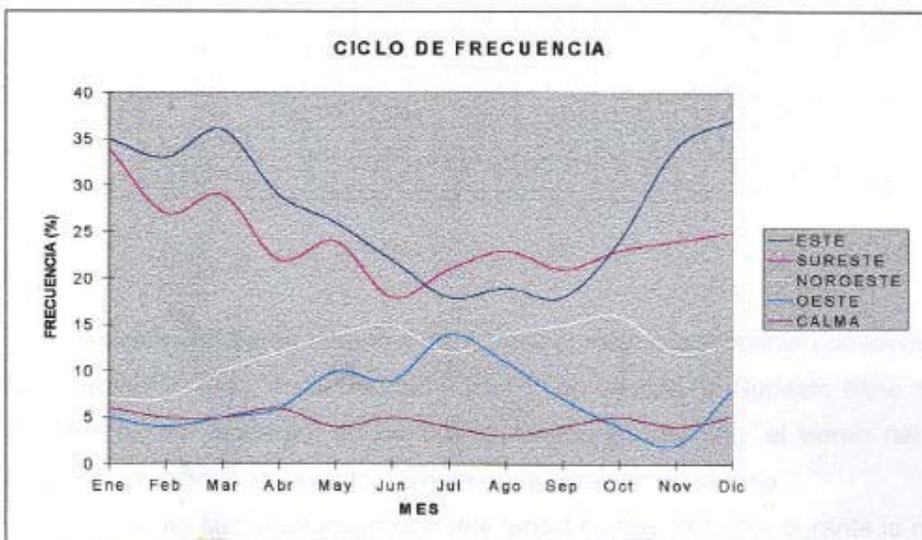


Tabla 5-2 Frecuencia en porcentajes de las direcciones del viento para el período estacional de verano considerando el viento calma

VERANO								
Hora local	00	03	06	09	12	15	18	21
N	3,66	2,99	3,77	7,1	8,54	9,98	7,32	5,21
E	43,35	27,8	38,03	41,35	32,26	30,04	31,71	41,46
SE	28,94	29,6	39,93	24,72	31,37	30,93	32,37	28,94
NO	4,88	5,32	5,76	7,32	11,64	11,53	11,31	7,1
CALMA	10,09	13,08	10,2	5,65	0,78	0,89	1	5,43
TOTAL	90,92	88,79	89,69	86,14	84,59	83,37	83,71	88,14

Tabla 5-3 Frecuencia en porcentajes de las direcciones del viento para el período estacional de otoño considerando el viento calma

OTOÑO								
Hora local	00	03	06	09	12	15	18	21
N	7,32	7,21	6,76	7,54	12,31	12,64	10,64	5,88
E	29,27	27,49	25,83	27,27	23,39	20,51	22,06	27,83
SE	19,84	21,21	21,29	18,18	18,51	19,96	20,29	21,84
NO	11,97	11,64	12,97	11,64	15,85	17,41	16,41	13,08
CALMA	8,2	8,98	8,43	9,42	1,22	0,78	1,33	7,32
TOTAL	76,6	76,61	75,28	74,05	71,28	71,3	70,33	75,95

Durante el día en verano y primavera el mayor predominio corresponde a la componente Este, en el período nocturno en cambio, la Sudeste tiene mayor predominio, sin embargo, en las cuatro estaciones del año, el viento del Este tiene mayor incidencia, siendo máxima en la estación de verano.

El viento calma adquiere una relevancia no despreciable durante la noche en primavera y verano.

Tabla 5-4 Frecuencia en porcentajes de las direcciones del viento para el período estacional de invierno considerando el viento calma

INVIERNO								
Hora local	00	03	06	09	12	15	18	21
N	8,78	7,78	8,35	9,31	14,86	15,84	14,52	8,87
E	20,73	20,4	18,83	20,07	16,52	13,64	14,52	19,73
SE	20,82	19,07	19,73	17,74	17,18	20,51	19,18	19,62
NO	13,75	12,42	13,53	14,75	16,08	17,3	16,08	14,97
CALMA	6,54	7,78	5,99	6,76	1,33	0,11	1,44	6,32
TOTAL	70,4	87,41	66,53	68,83	65,97	66,41	65,74	69,51

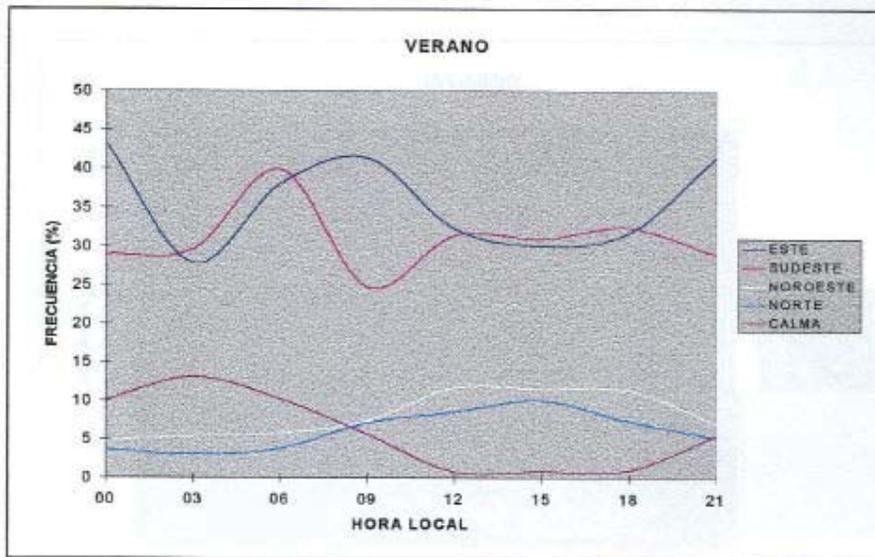
Tabla 5-5 Frecuencia en porcentajes de las direcciones del viento para el período estacional de primavera considerando el viento calma

PRIMAVERA								
Hora local	00	03	06	09	12	15	18	21
N	6,36	7,1	5,65	11,09	13,08	14,52	12,53	8,09
E	39,8	34,26	34,7	34,59	26,72	25,94	27,61	41,69
SE	22,06	24,06	27,72	25,17	28,49	28,27	27,81	22,17
NO	6,54	7,32	6,21	8,76	10,98	10,42	11,21	6,69
CALMA	10,98	12,42	10,53	2,77	0,67	1,01	1,22	7,43
TOTAL	86,14	85,16	84,81	82,38	79,94	80,15	80,17	86,07

La incidencia de estos vientos predominantes en cualquier instante varía entre un 65% y 91%. Lo demás queda construido por las otras direcciones.

En la figura 5-2, se muestran los ciclos diarios de la frecuencia de ocurrencia de las direcciones del viento predominante, para una situación típica de verano e invierno.

Figura 5-2 Ciclos diarios de la frecuencia de ocurrencia de las principales direcciones del viento durante la estación de verano



5.3 INTENSIDAD DEL VIENTO

El proceso de la intensidad del viento, fue realizado en forma similar a la dirección, estableciéndose ciclos de ocurrencia de distintas intensidades de viento en períodos diarios y anuales.

Se determinaron también, frecuencias acumuladas para conocer la disponibilidad de velocidades umbrales mínimas. Para el proceso se utilizó como unidad de medida el nudo.

5.3.1 Distribución Estacional y Total.

La distribución de frecuencia porcentual de ocurrencia para cada intensidad de viento considerando las calmas, en ciclos estacionales totales y rapidez media, que es el promedio escalar de todos los datos de vientos independiente de la dirección. Los valores obtenidos, están en la tabla 5-6 y su respectiva gráfica representada en la figura 5-4.

Figura 5-3 Ciclos diarios de la frecuencia de ocurrencia de las principales direcciones del viento durante la estación de invierno

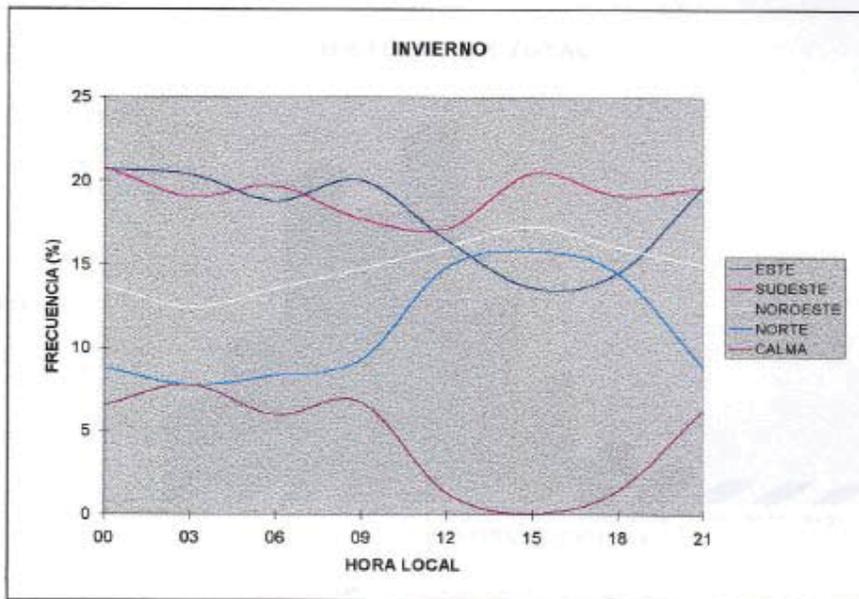
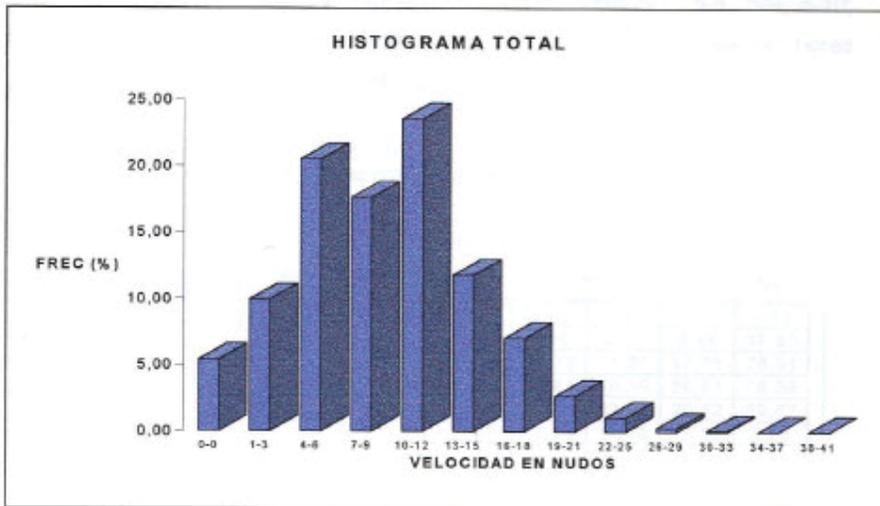


Tabla 5-6 Ciclo Estacionales de la frecuencia (%) de ocurrencia de Distintas Intensidades del Viento, y rapidez media del viento

INTENSIDADES DEL VIENTO EN NUDOS														
	CALMA	1-3	4-6	7-9	10-12	13-15	16-18	19-21	22-25	26-29	30-33	34-37	38-41	MEDIA
VERANO	5,86	12,20	22,33	17,25	23,21	10,99	5,88	1,97	0,43	0,11	0,01	-	-	8,26
OTOÑO	5,58	9,97	21,58	17,97	22,03	11,29	6,98	2,68	1,37	0,23	0,08	-	-	9,23
INVERNO	4,53	8,32	18,27	17,23	24,33	12,55	8,20	3,71	2,07	0,54	0,16	0,01	0,04	9,74
PRIMAVERA	5,61	9,32	19,93	18,07	24,74	12,40	7,09	2,30	0,46	0,18	0,01	-	-	8,88
TOTAL	5,40	9,95	20,53	17,63	23,58	11,81	7,04	2,67	1,07	0,27	0,07	0,00	0,01	9,03

Figura 5-4 Histograma total de frecuencias para distintas intensidades de viento



Se observa que durante todo el año del período en estudio, predominó la intensidad entre 10 y 12 nudos, siendo el mayor porcentaje cercano al 25% en primavera. Es importante destacar que entre 4 y 6 nudos se concentran ocurrencias de vientos relevantes que la ubican en segundo lugar de importancia.

5.3.2 Ciclos Diarios de Velocidad del Viento.

Estos ciclos fueron definidos, determinando primeramente la frecuencia con que se registran vientos de distintas intensidades en las diferentes horas de observación y en cada mes del año. Posteriormente, estos fueron agrupados en períodos estacionales, correspondiendo al verano los meses de enero a marzo otoño, abril a junio; a invierno los meses de junio a septiembre y a primavera los meses de octubre a diciembre.

Las estaciones del año representado en la tabla 5-7, 5-8, 5-9, 5-10; muestran la distribución porcentual de los valores de ocurrencia cada tres horas para cada rango de rapidez del viento establecido previamente.

Tabla 5-7 Distribución de frecuencias porcentual en ciclos diarios de la ocurrencia de vientos en la Estación de Verano

VERANO								
HORA LOCAL	00	03	06	09	12	15	18	21
CALMA	9,98	13,19	10,20	15,95	0,78	0,99	1,00	5,43
1-3	2073	17,85	20,95	11,53	2,66	2,55	3,44	17,85
4-6	26,61	28,82	29,05	29,94	12,75	11,31	17,18	26,94
7-9	13,94	14,19	15,41	19,18	19,84	16,35	20,51	16,08
10-12	17,85	16,74	15,30	21,40	32,15	33,59	29,52	19,62
13-15	5,88	6,10	5,99	9,98	18,29	17,26	16,52	8,76
16-18	3,55	2,33	2,33	4,56	9,76	12,08	8,43	3,88
19-21	1,00	0,33	0,55	1,55	3,86	4,66	2,88	1,11
22-25	0,54	0,44	0,22	-	0,55	0,67	1,00	0,11
26-29	-	-	-	0,11	0,11	0,33	-	0,22
30-33	-	-	-	-	0,11	-	-	-
34-37	-	-	-	-	-	-	-	-
38-40	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5-8 Distribución de frecuencias porcentual en ciclos diarios de la ocurrencia de vientos en la Estación de Otoño

OTOÑO								
HORA LOCAL	00	03	06	09	12	15	18	21
CALMA	8,24	8,9	8,20	9,12	1,21	0,77	1,23	7,15
1-3	13,30	14,07	14,95	13,30	3,30	2,20	8,15	13,07
4-6	27,80	23,52	24,41	21,76	16,37	13,63	21,21	24,94
7-9	14,84	16,70	16,15	17,91	21,21	18,57	21,21	17,15
10-12	18,35	17,36	19,86	18,13	16,70	29,34	27,15	19,62
13-15	7,91	9,12	8,69	9,12	15,27	19,34	11,98	10,00
16-18	5,60	6,81	5,38	6,92	9,89	9,12	7,04	5,05
19-21	2,31	2,20	2,42	2,20	3,85	4,29	2,58	1,65
22-25	1,32	1,21	0,66	0,99	1,87	2,20	1,35	1,43
26-29	0,11	0,11	0,44	0,44	0,22	0,44	0,11	0,43
30-33	0,22	-	-	0,11	0,11	0,11	0,11	-
34-37	-	-	-	-	-	-	-	-
38-40	-	-	-	0,11	-	-	-	-

Tabla 5-9 Distribución de frecuencias porcentual en ciclos diarios de la ocurrencia de vientos en la Estación de Invierno

INVIERNO								
HORA LOCAL	00	03	06	09	12	15	18	21
CALMA	6,31	8,60	6,53	6,53	1,31	0,11	1,41	5,44
1-3	12,92	12,84	10,55	11,23	1,96	1,96	3,26	11,75
4-6	22,20	19,80	23,94	21,33	12,84	9,03	14,04	22,96
7-9	15,67	15,34	16,55	16,76	18,28	17,30	21,76	16,10
10-12	20,78	20,67	19,59	29,65	28,51	32,43	29,38	21,68
13-15	11,21	10,23	10,12	13,13	17,89	16,97	13,71	10,88
16-18	5,22	6,89	8,96	5,77	12,51	12,84	9,36	5,98
19-21	3,59	2,18	2,87	3,16	4,45	8,51	4,46	3,26
22-25	1,09	2,39	1,96	2,50	2,65	2,50	1,85	1,20
26-29	0,87	0,65	0,65	0,33	0,22	0,54	0,33	0,76
30-33	0,11	0,11	0,11	0,22	0,22	0,11	0,44	-
34-37	-	-	0,11	-	-	-	-	-
38-40	-	0,11	-	0,11	-	-	-	-

Tabla 5-10 Distribución de frecuencias porcentual en ciclos diarios de la ocurrencia de vientos en la Estación de Primavera

PRIMAVERA								
HORA LOCAL	00	03	06	09	12	15	18	21
CALMA	10,65	11,30	10,33	2,72	0,54	0,87	1,20	7,28
1-3	15,43	15,33	15,87	7,39	2,07	1,85	2,17	14,46
4-6	30,11	27,61	28,69	18,91	8,91	9,67	10,65	26,63
7-9	17,39	17,83	16,96	21,18	15,65	13,05	23,04	18,80
10-12	16,09	18,15	18,15	27,93	31,74	32,61	32,61	20,65
13-15	6,63	0,22	7,39	12,28	31,74	22,17	16,96	1,17
16-18	2,72	3,37	3,28	6,20	21,41	14,24	9,51	3,37
19-21	0,76	0,98	0,78	2,05	14,02	4,57	3,16	1,41
22-25	0,22	0,22	0,11	0,22	4,24	0,98	0,65	0,22
26-29	-	-	0,11	-	1,09	-	-	0,76
30-33	-	-	0,11	-	0,33	-	-	-
34-37	-	-	0,11	-	-	-	-	-
38-40	-	-	-	-	-	-	-	-

Un ciclo típico de intensidad del viento, en verano del período considerado, muestra que durante la noche y en la mañana predominan los vientos ubicados en el rango de 4 a 6 nudos y durante la tarde es más frecuente el intervalo de 10 a 12 nudos. Esta situación se manifiesta en todas las estaciones del año. La mayor persistencia de intensidades de viento durante el día se encuentra a las 15 horas en verano y ésta alcanza un valor cercano al 34% con vientos entre 10 y 12 nudos.

Por la noche la máxima frecuencia ocurre a las tres horas con un valor aproximado al 29% con vientos entre 4 y 6 nudos.

En relación con el viento calma se aprecia que el período nocturno concentra sus mayores incidencias de ocurrencia, cuyos porcentajes fluctúan entre un 55 y 13%.

5.3.3 Distribución Diaria de la Disponibilidad de Viento

La información entregada por los ciclos diarios de velocidad del viento, se acumuló hacia valores menores, confeccionando así tablas de disponibilidad de intensidades de viento mínimo.

La información acumulada se entrega en las tablas 5-11 al 5-14 y en forma gráfica en la figura 5-5 y 5-6 para las estaciones de verano e invierno respectivamente.

La utilidad de estas tablas de frecuencia acumuladas hacia valores inferiores, radica en que entregan la probabilidad de encontrar vientos iguales o superiores a determinado nivel de intensidad, en cualquier momento del día y del año, información que es de vital importancia para el dimensionamiento de la infraestructura eólica que podría emplazarse en el lugar de interés.

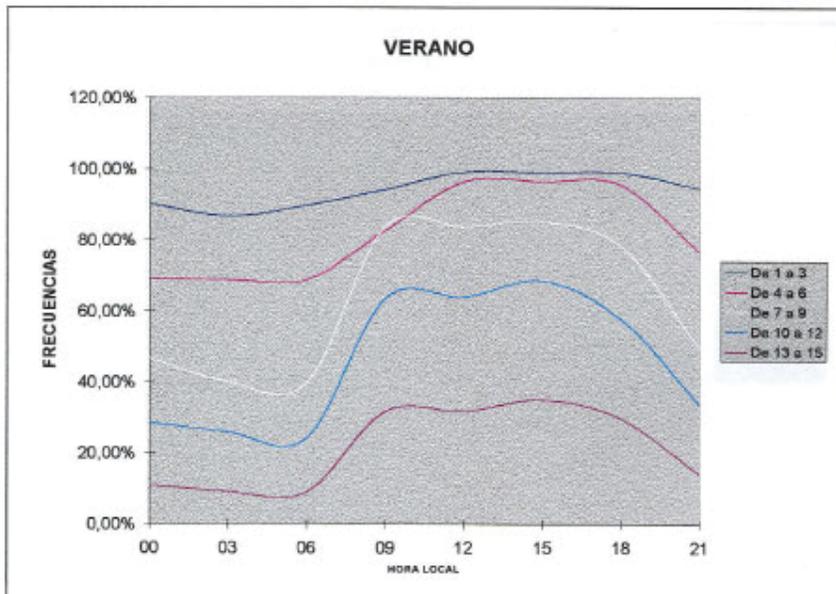
En las siguientes cuatro tablas se muestran la distribución diaria de la disponibilidad de vientos iguales o mayores a determinados valores en las diferentes estaciones.

Tabla 5-11 Cuadro de Frecuencias de Intensidades de viento, Verano

Tabla 5-14 Cuadro de Frecuencias de Intensidades de viento, Primavera

PRIMAVERA								
HORA LOCAL	00	03	06	09	12	15	18	21
CALMA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
3	89,35	88,70	89,67	97,28	99,46	99,13	98,80	92,72
6	73,92	73,37	73,80	89,89	97,39	97,28	96,63	78,26
9	43,81	45,76	46,84	70,98	88,48	87,61	85,98	51,63
12	26,42	27,83	29,88	49,13	73,25	74,15	62,94	32,83
15	10,33	9,78	11,73	21,20	41,09	41,96	30,33	12,18
18	3,70	4,56	4,34	8,92	19,68	19,73	13,37	5,09
21	0,93	1,19	1,08	2,76	5,66	5,59	3,80	1,64
25	0,22	0,22	0,32	0,22	1,42	0,98	0,65	0,22
29	-	-	0,21	-	0,33	-	-	-
33	-	-	0,21	-	-	-	-	-
37	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	-	-	-	-	-	-	-

Figura 5-5 Ciclos Diarios de la Frecuencia Acumulada Hacia Valores Menores de las Distintas Velocidades del Viento Verano

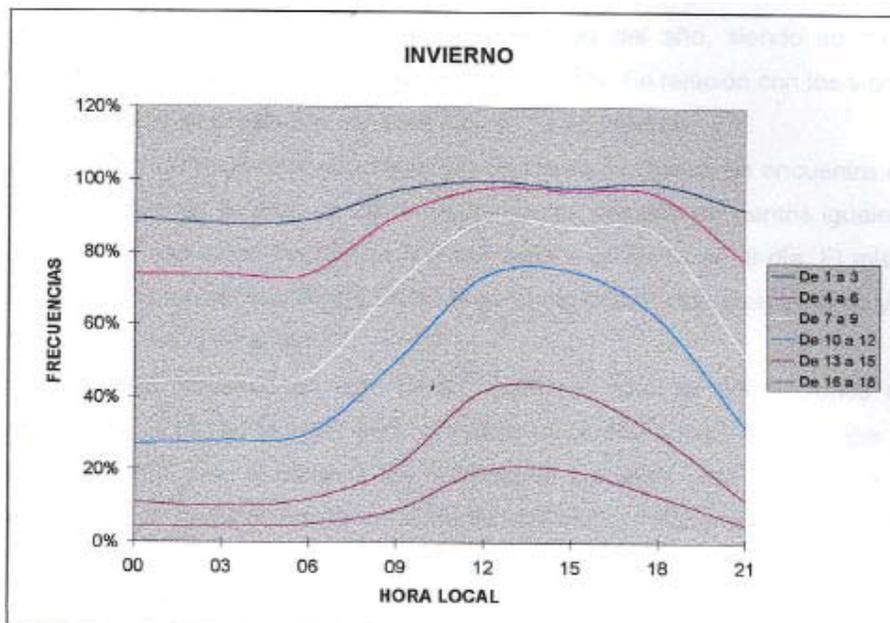


Se observa que en verano a las 03 horas, el 68 % del tiempo la intensidad del viento es igual o superior a 6 nudos aumentando su probabilidad al 96 % en el

día. Del mismo modo vientos con intensidades de 12 y 18 nudos o superiores pueden alcanzar un 68 % y un 18% respectivamente durante la tarde.

En invierno, la intensidad de 3 nudos o superiores, durante todo el día se presentan con frecuencia similar al verano, alcanzando por las tardes de invierno un máximo del 99%. Vientos de 15 nudos o superiores, en las noches representan el 22 % del tiempo ascendiendo esta frecuencia hasta el 40 % en las tardes.

Figura 5-6 Ciclos Diarios de la Frecuencia Acumulada Hacia Valores Menores de las Distintas Velocidades del Viento Invierno



5.4 CONCLUSIONES SOBRE EL VIENTO EN EL SECTOR MATAVERI

El viento predominante en el sector es del Este (070° a 100°), es el de mayor frecuencia con una incidencia total superior al 28%, siendo mayor en verano con un 37 % y mínima en invierno con un 17 % de ocurrencia. Es importante también destacar al viento del Sudeste, cuya incidencia total es cercana al 24 %.

En relación con el viento calma, su incidencia entre las 12 y 18 horas en todo el año no sobrepasa al 2 %, su mayor frecuencia se presenta en verano en el período nocturno con un porcentaje aproximado al 13 %.

La intensidad de viento más frecuente observada se concentra en el rango de 10 a 12 nudos durante las cuatro estaciones del año, siendo su mayor frecuencia en primavera con un valor cercano al 25%. En relación con los vientos mayores, estos se presentan con más incidencia en invierno.

Utilizando un umbral de intensidad de viento 12 nudos, se encuentra que por las noches de verano, un 28 % del tiempo se dispone de vientos iguales o superiores a ese valor, frecuencia que aumenta a un 69 % en el día. El mismo umbral se encuentra que ocurre un 43 % en el período nocturno en invierno y un 72 % de los casos en el día.

El análisis realizado en este sector, permitirá efectuar correlaciones con respecto al sector en la cual, será instalada la central eólica. En el lugar de emplazamiento y de acuerdo a las mediciones parciales obtenidas en ella, se determinará la distribución de velocidades del viento, diariamente durante un año.

CAPITULO 6: LUGARES ESTUDIADOS PARA LA INSTALACION

6.1 LUGAR Y SU POTENCIAL EÓLICO

Uno de los factores de mayor importancia para el uso de la energía, es el sitio donde se ubicará la máquina que transformará esta energía. En el caso de los Aerogeneradores de baja potencia, el número de sitios adecuados es sensiblemente menor que para motores de gran potencia (sobre 100 KW); debido a los obstáculos desfavorables que se presenta al ser esta de torre de baja altura.

Es indudable que la evaluación de la energía recuperable en un lugar determinado y su relación con el costo de la instalación son factores determinantes en la elección de un sitio. Se debe de estar seguro de recuperar la energía que necesita y que el costo sea proporcional al servicio rendido.

6.2 ELEMENTOS FAVORABLES Y DESFAVORABLES

Una vez determinada la factibilidad en cuanto a potencial y costos, se deben tomar en cuenta situaciones circundantes desfavorables y favorables pueda presentar el lugar al momento de seleccionar.

Los obstáculos pueden ser naturales o artificiales. Pueden constituirse en “pantallas eventuales”, principalmente en la dirección de los vientos dominantes.

Se deben tener en consideración los accidentes del terreno, como ser pendientes mayores a 45° o acantilados, ya que dan origen a perturbaciones en el desplazamiento del viento. Estas perturbaciones o turbulencias provocan variaciones en la velocidad y dirección del viento en espacios limitados, que afecta negativamente a la máquina, y puede ocasionar destrucción a corto o mediano plazo

Elementos favorables para la instalación de la central eólica, pueden ser la cercanía o proximidad al centro de consumo o la red de distribución. Vegetación lo más escasa

posible, relieve del terreno que permita una aceleración del viento, por ejemplo, colinas de suave pendientes, suelo lo más apto para el anclaje del soporte de la torre, acceso a las maquinarias destinadas a la construcción y/o mantención de la estación eólica, etc.

6.3 POSIBLES LUGARES PARA LA UBICACIÓN DE LA CENTRAL EÓLICA

En los lugares posibles analizados han sido efectuadas mediciones de velocidad del viento, para ello se consideraron características del sector como: proximidad al centro de consumo, obstáculos naturales y acceso al lugar de construcción.

Los lugares propuestos son los siguientes:

Mataveri:

En este lugar se encuentra precisamente la Estación Meteorológica de Isla de Pascua, la cual se encuentra a 17 metros sobre el nivel del mar, además está ubicada la central Diesel que actualmente suministra energía a la población isleña. Este punto tiene todas las características de ser un lugar adecuado para la instalación de la central eólica, excepto por el inconveniente de la proximidad a la pista de aterrizaje del Aeropuerto Mataveri Otai. Sin embargo, las mediciones efectuadas en este sector se usaran para obtener una correlación con el potencial energético de otros lugares.

Maunga Tere Vaka:

Se encuentra en el cerro más alta de la isla, a una altura de 507 metros sobre el nivel del mar, pero las mediciones fueron efectuadas en el cerro “Kuma” a 458 metros sobre el nivel del mar, se tienen mediciones que permiten estimar el valor de la velocidad media anual en 11 metros por segundo, pero tiene la desventaja de ser un sector de difícil acceso, aunque parece ser el lugar de mayor potencial eólico.

Puna Pau:

Se encuentra ubicado hacia el Sudeste, a una altura de 205 metros sobre el nivel del mar, lugar que por su proximidad y acceso hace que esta sea un lugar apropiado para llevar a cabo la instalación de la planta eólica. Este lugar es conocido por los nativos isleños como “Mana-Vai-Tokerau”, que significa “Nido de Vientos”.

Rano Kau:

Volcán ubicada en la parte sur de la provincia y está a una altura de 220 metros sobre el nivel del mar. En este lugar fueron realizadas mediciones parciales, obteniéndose los valores faltantes a partir de una correlación con respecto a la velocidad de Mataveri Otai.

Maunga Orito:

Cerro muy próximo a la Estación Mataveri con 210 metros de altura sobre el nivel del mar, también las mediciones realizadas son parciales, obteniéndose los valores faltantes a partir de una correlación.

Los Maunga Pu’i, Poike, Puha y Rano Raraku son de características que los hacen apropiados para la instalación de Centro Generación Distribuidas a sectores aisladas del gran poblado, debido a su potencial eólico. Son apropiados para instalar máquinas para bombeo de agua.

Se puede apreciar que en general, las velocidades de vientos en la provincia isleña son homogéneas, es decir, las mediciones obtenidas en casi todos sectores son aproximadamente iguales.

Figura 6-1 Lugares de medición de velocidad del viento en Isla de Pascua

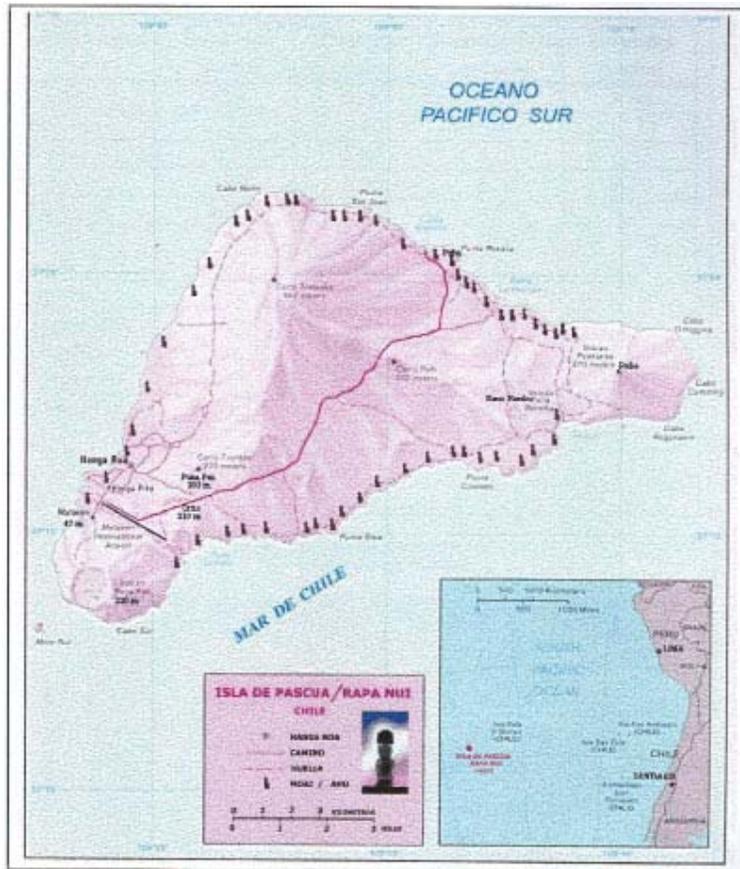
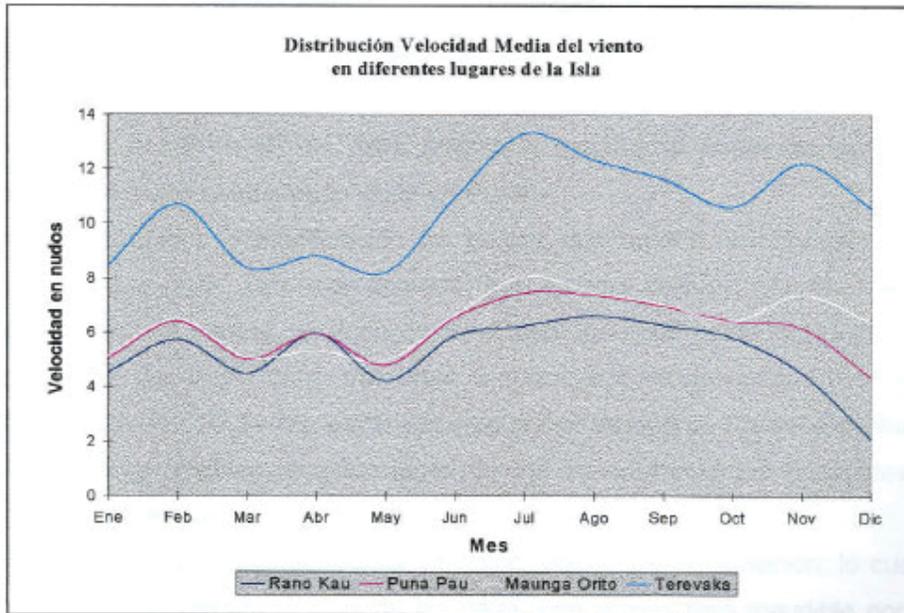


Tabla 6-1 Distribución mensual de la velocidad del viento, medidas parcialmente en los lugares de interés

Mes \ lugar	Rano Kau [nudos]	Puna Pau [nudos]	Maunga Orito [nudos]	Terevaka [nudos]
Enero	4,54	5,06	5,13	8,46
Febrero	5,74	6,40	6,49	10,71
Marzo	4,5	5,01	5,07	8,37
Abril	5,98	5,95	5,33	8,79
Mayo	4,22	4,81	4,97	8,20
Junio	5,88	6,55	6,64	10,96
Julio	6,24	7,46	8,06	13,30
Agosto	6,62	7,38	7,47	12,33
Septiembre	6,27	6,97	7,05	11,63
Octubre	5,82	6,42	6,43	10,61
Noviembre	4,51	6,18	7,4	12,21
Diciembre	2,12	4,37	6,41	10,58

Figura 6-2 Distribución velocidad media del viento en diferentes escenarios en la Isla de Pascua.



6.4 SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL LUGAR

Evidentemente, Maunga Terevaka parece ser el lugar con mayor potencial eólico, con una estimación de velocidad media anual en 10,51 [m/s], sin embargo, tiene la desventaja de ser de difícil acceso, pues está ubicado a gran altura. Además de encontrarse a gran distancia de la red eléctrica y por ende de la población Rapa Nui.

Entre los lugares propuestos para la instalación de la planta eólica, se determinó que el más apropiado para este fin, es el faldeo de Maunga Puna Pau (Mana-Vai Tokerau), debido a que este lugar presenta una continuidad y condición de velocidad promedio aceptable, además de encontrarse muy próximo con la red de energía eléctrica de la ciudad Hanga Roa, donde se centra todo el consumo energético de la población.

Un punto que se debe tomar en cuenta de este sector, es su característica topográfica, en especial lo constituye el perfil de velocidades en función de la

altura de la torre con respecto al suelo, los obstáculos presentes y rozamientos que disminuyen la intensidad del viento y distorsiona la dirección de esta. Sin embargo, el sistema que se instalará es de alta potencia eólica, lo cual, tendrá que ser de gran altura, suficiente como para evitar la existencia de obstáculos menores, a pesar de ello se debe analizar y estudiar la existencia de alguna elevación suave o pequeños lomajes en el valle.

En cuanto a la modificación del paisaje que tendría la instalación de la planta en este lugar, se puede aseverar que no será de mayor impacto visual, debido a que la central se encontraría al otro lado del poblado Hanga Roa, ocultándose detrás del cerro Vai Ohao, sin embargo se desconoce el impacto sobre la avifauna del sector, especialmente por el choque de las aves contra las palas y sobre posibles modificaciones de los comportamientos habituales de migración y anidación.

El lugar se encuentra suficientemente alejado de la población, lo cual el impacto sonoro, debido al roce de las palas con el aire será inaudible por las casas más próximas a la central.

El punto más sensible de este sector, es la posibilidad de zonas altamente arqueológicas, ya que se encuentra próximo al volcán de los sombreros de escoria roja, la cual es visitada continuamente por centenares de turistas.

Las características meteorológicas de Rapa-Nui en general, son de régimen de vientos permanentes y regulares, sin variaciones estacionales importantes, con una media anual del orden de los 8 [m/s].

Con relación al comportamiento diario, las condiciones eólicas permiten la generación, en promedio, de una cantidad significativa de energía durante 20 horas diariamente, sin considerar las restricciones propias del Aerogenerador a instalar.

Puna Pau, se encuentra en el sector sudeste de la isla, su ubicación la hace privilegiada para la instalación de equipo eólico, no solo debido a su proximidad y acceso, sino además de poseer flujos de vientos de característica de tipo laminar y la existencia de ciertas direcciones flujos de vientos predominantes (Este y Sudeste).

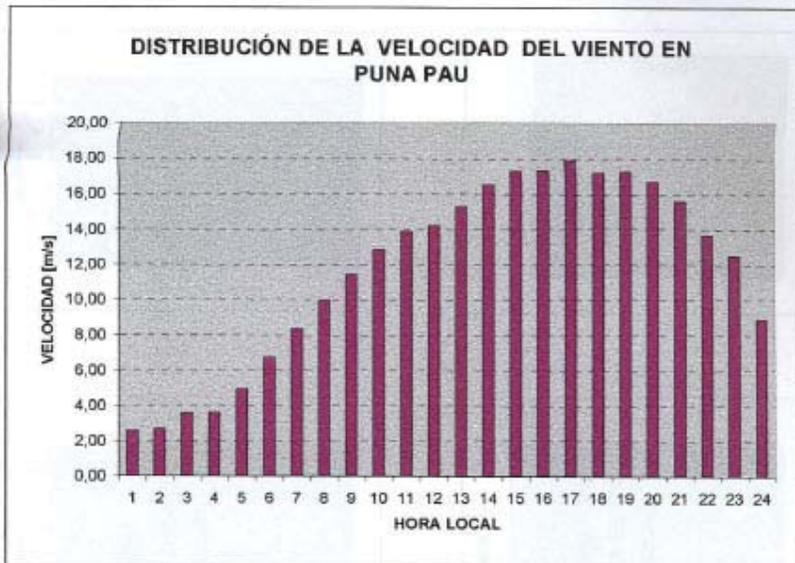
6.5 CARACTERÍSTICAS METEOROLÓGICAS DE FUNA PAU

Las características meteorológicas de Puna Pau son en general igual a la encontrada en Mataveri Otai, son de régimen de vientos permanentes y regulares, sin variaciones estacionales importantes. En Funa Pau la media diaria es del orden de los 8 [m/s].

Con relación al comportamiento diario, las condiciones eólicas permiten la generación, en promedio, de una cantidad significativa de energía durante aproximadamente de 21 horas diarias, esto es sin considerar las restricciones propias de autonomía del aerogenerador a instalar, es decir las velocidades máximas y mínimas de funcionamiento.

Se muestra a continuación en la figura 6-3, a través de correlaciones realizadas por Matthes, K., la distribución promedio diaria de velocidad de viento en Puna Pau.

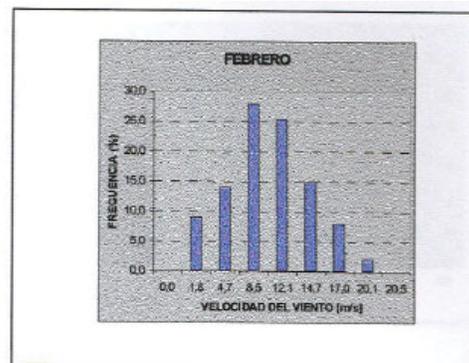
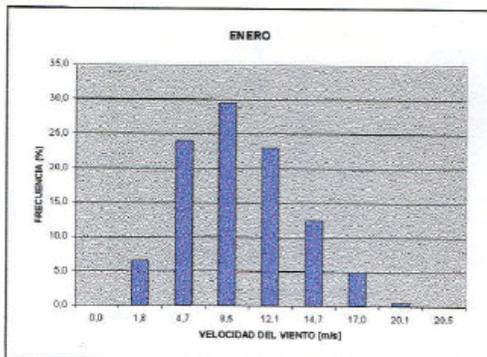
Figura 6-3 Distribución Promedio de Velocidad Viento Diario en Puna Pau [m/s]

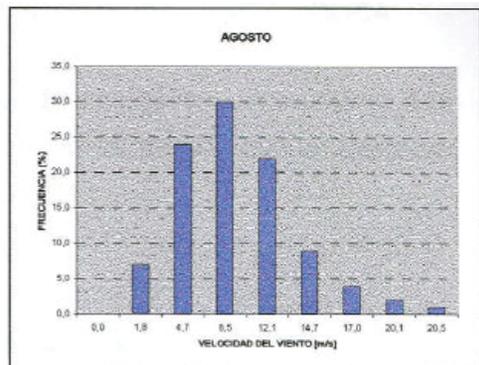
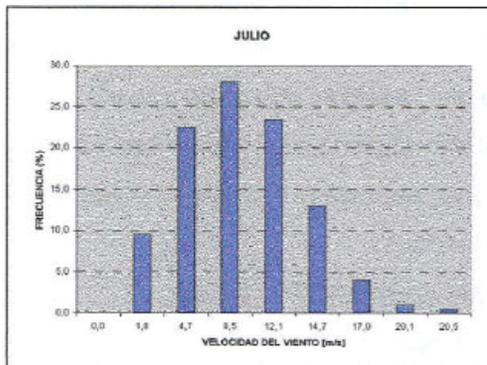
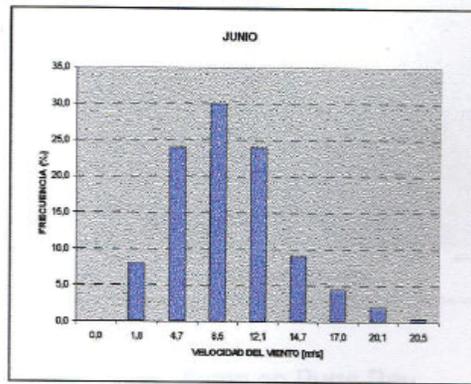
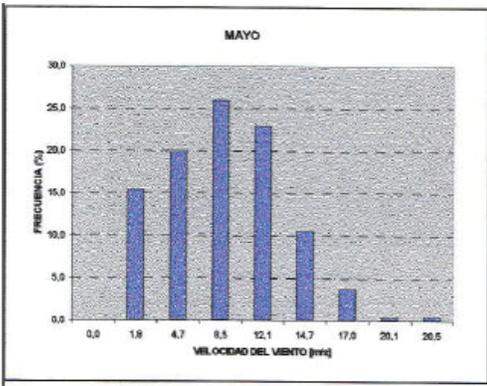
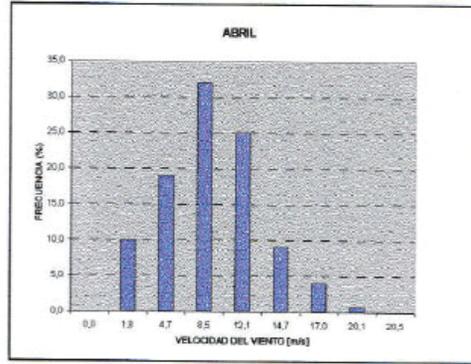
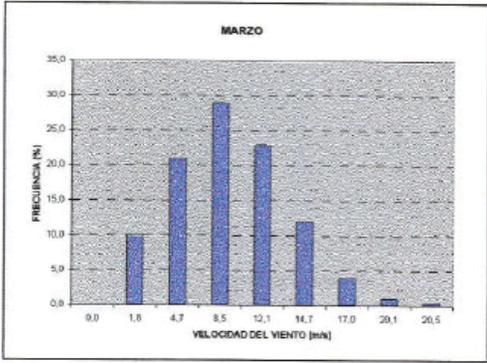


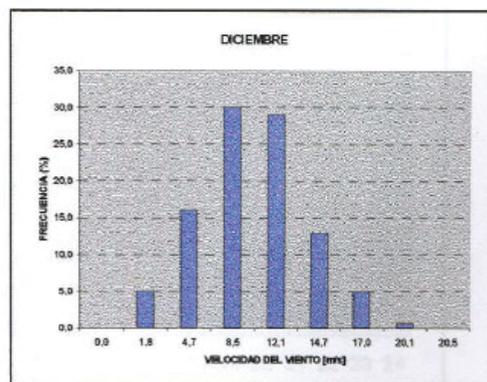
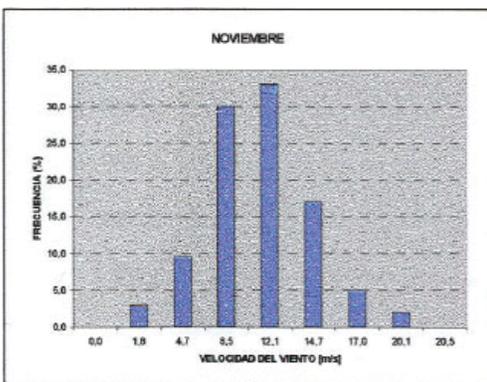
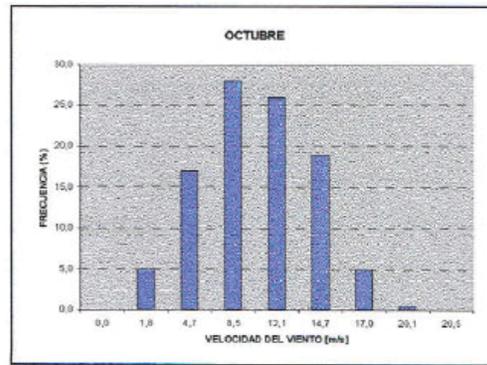
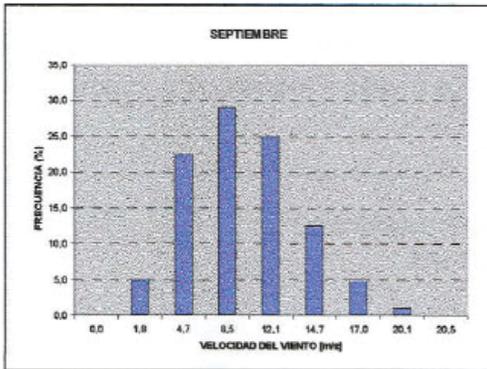
La distribución de velocidad media de viento mensual, se encuentra en APENDICE B-1.

A continuación se muestran la distribución de frecuencias para los distintos meses del año con relación a la velocidad media del viento en Puna Pau.

Figura 6-4 Distribución de Media de Velocidad del Viento en Puna Pau







6.6 DISTRIBUCIÓN TEMPORAL DE LA DENSIDAD DE POTENCIA EÓLICA

Desde un punto práctico, es el contenido energético del viento lo que interesa aprovechar. La energía cinética de una masa de aire que se desplaza viene determinada por la llamada “Ley del cubo” [1].

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad (6-1)$$

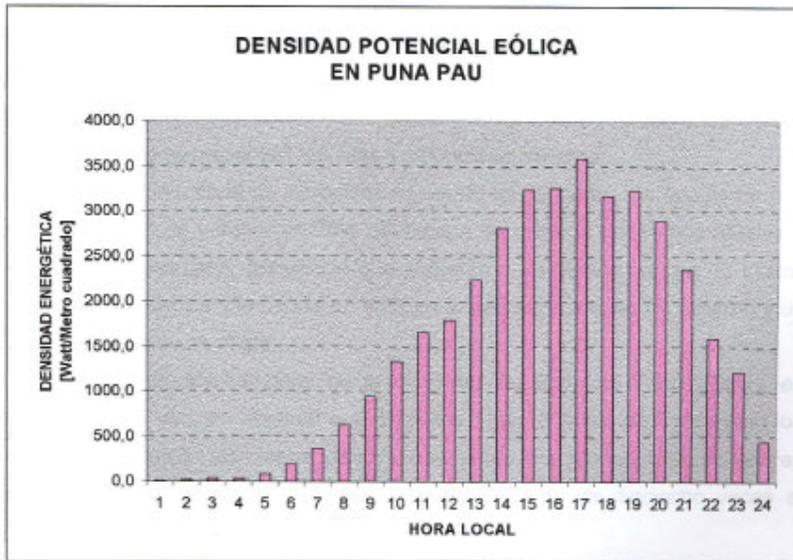
Donde: P: Potencia, [W];

ρ : Densidad del aire, (1,246 [Kg/m³]);

A: Area interceptada por la máquina eólica, [m²].

El contenido energético del viento depende de la densidad del aire y de su velocidad. Como en cualquier gas, la densidad del aire varía con la temperatura y la presión, y ésta, a su vez, con la altura sobre el nivel del mar.

Figura 6-5 Muestra la distribución del potencial eólico diario en Puna Pau dado en $[W/m^2]$, según correlación efectuada



6.7 CONCLUSIONES SOBRE ESTUDIO METEOROLÓGICO DE PUNA PAU

Isla de Pascua, tiene características meteorológicas, en general, de régimen de vientos permanentes y regulares, sin variaciones estacionales importantes, con una media anual del orden de los 8 [m/s].

El viento en el sector seleccionado para la instalación del sistema de generación eólica, es decir en Puna Pau es, predominantemente, de dirección Este (070° a 100°), con frecuencia de incidencia total superior al 28%, siendo mayor en verano con un 37% y mínima en invierno con un 17% de ocurrencia. Es importante, también destacar al viento procedente del Sudeste, cuya incidencia

total es cercana al 24%. Con relación al viento calma, su incidencia entre las 12 y 18 horas en todo el año no sobrepasa al 2%, su mayor frecuencia se presenta en verano en el período nocturno con un porcentaje aproximado al 13%.

La intensidad de viento más frecuente observada, se concentra en el rango de 10 a 12 nudos durante las cuatro estaciones del año, siendo mayor frecuencia en primavera, con un valor cercano al 25%. Con relación a los vientos mayores, estos se presentan con más incidencia en invierno.

Utilizando un umbral de intensidad de viento de 12 nudos, se encuentra que por las noches de verano, un 28% del tiempo se dispone de vientos iguales o superiores a ese valor, frecuencia que aumenta a un 69% en el día. El mismo umbral se encuentra que ocurre un 43% en el período nocturno en invierno y un 72% de los casos en el día.

En la distribución temporal de la Densidad de Potencia Eólica (DPE), en transcurso del año, se observó que entre las 12 y 18 horas se concentran los máximos valores en los meses de invierno y primavera. De los mayores valores encontrados, el valor más alto diurno supera en más de dieciocho veces al mínimo obtenido durante la noche.

Con relación al comportamiento diario, las condiciones eólicas permiten la generación, en promedio, de una cantidad significativa de energía durante 20 horas diariamente, sin considerar las restricciones propias del Aerogenerador a instalar.

De acuerdo a lo anteriormente destacado y a los resultados obtenidos de la prospección preliminar del viento, es factible el funcionamiento de Aerogeneradores, porque el recurso viento está disponible en gran parte del año y su intensidad está dentro de los rangos requeridos.

Se puede señalar que los valores de Densidad Potencial Eólica determinados indican que existe la factibilidad de explotación del potencial eólico especialmente en el período diurno durante todo el año.

Considerando todos los puntos, anteriormente expuestos, se concluye que la perspectiva de explotación de la energía eólica en Maunga Puna Pau, es posible de realizar.

CAPITULO 7: SITUACION ACTUAL AREA ELECTRICA

7.1 CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y GENERACIÓN ACTUAL

El actual servicio eléctrico, es responsabilidad de la Sociedad Agrícola y de Servicios Isla de Pascua Ltda, SASIPA, filial CORFO. La central eléctrica Mataveri, cuenta con 1660 [kW] instalados en generadores Diesel. La demanda máxima de la isla es alrededor de los 700 [kW].

La central está conformada por 4 motogeneradores Diesel turbosobrealimentados, marca White Superior. Se encuentran ubicados en el recinto FACH, al costado suboriental del aeródromo Mataveri, en una casa de máquinas junto a tres grupos Caterpillar, dos de 200 [kW] nominales cada uno y un tercero de 640 [kW]. El estado actual de los motores White puede definirse como operativo. La fabricación de ellos ha sido discontinuada por lo que existen dificultades en la adquisición de repuestos. Los Caterpillar de 200, han estado detenidos por varios años, desconociéndose el estado en que se encuentran actualmente.

Frente a la casa de máquinas se encuentra la subestación donde se transforma la tensión a 6600 [V], usados en la distribución [10].

7.2 DISTRIBUCIÓN

La energía eléctrica se distribuye en alta tensión, mediante un sistema de 6,6 [kV] de 30 [km] de longitud. En baja tensión se emplean 40 [km] de línea de 400 [V]. Existen además 2.250 [kVA] de potencia instalada en transformadores. La línea se lleva por postes de eucalipto obtenidos e impregnados en la isla (tienen

una duración inferior a 10 años). Actualmente se están realizando postaciones internadas desde el continente con el fin de reforzar y cambiar las más antiguas.

Las características urbanísticas de Hanga Roa, hacen que el tendido de línea, sea muy extenso para la potencia transmitida.

Existen problemas con la distribución actual ya que parte de la red, se encuentra en estado deficiente. Ello significa interrupciones del servicio especialmente en épocas de mal tiempo. Actualmente se está reponiendo la postación a razón de 180 postes por año, existiendo aproximadamente 700 postes en total.

7.3 CONSUMOS

El servicio eléctrico atiende a 1386 usuarios. Ellos se distribuyen en:

Grandes Consumidores: Hotel, FACH, Aeropuerto, CORFO, Hospital y Municipalidad.

Medianos Consumidores: Residenciales, negocios y panaderías

Pequeños Consumidores: Hogares, pequeños negocios.
--

7.3.1 Los Grandes Consumidores

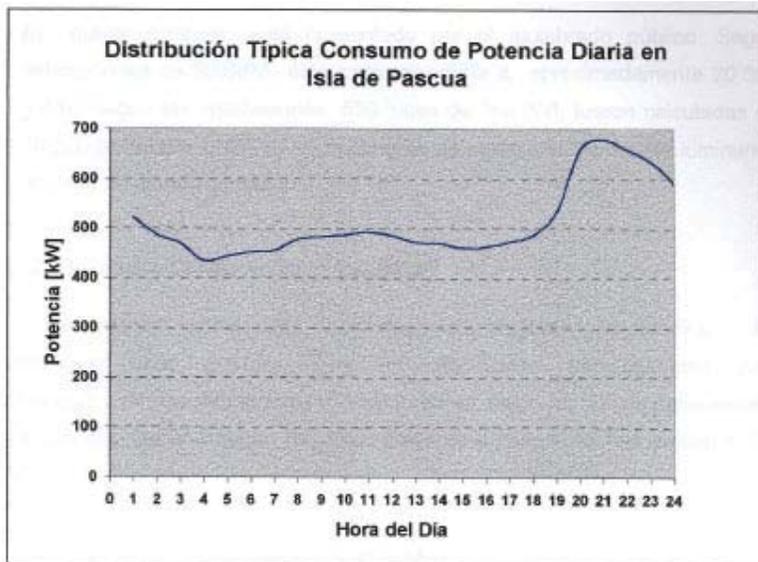
a) Hotel Hanga Roa:

Consume aproximadamente 15.000 [kWh] al mes. Emplea electricidad para cocinar, calentar agua para las piezas, calentar agua para la lavandería y para iluminación.

b) Hospital:

Consume entre 8.000 y 10.000 [kWh] al mes. Emplea electricidad para cocinar, calentar agua, para la operación de tres cámaras frigoríficas, esterilización y alumbrado.

Figura 7-1 Consumo de potencia según hora del día



c) CORFO (Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua). SASIPA:

Consume electricidad para el recinto portuario, Hanga Pico, personal CORFO, Maestranza, Central eléctrica y para el bombeo de agua. La energía media mensual es de 50.000 corresponden al bombeo de agua. La energía media mensual es de 50000[kWh], de la cual 35000 [kWh] corresponden al bombeo de agua.

d) FACH, Servicio Aeropuerto:

Consume aproximadamente 55.000 [kWh] mensuales.

e) Municipalidad:

El mayor consumo está presentado por el alumbrado público. Según estimaciones de SASIPA, ésta correspondería a aproximadamente 20.000 [kWh]; según las instalaciones, 550 luces de 160 [W], fueron calculadas en 30.000 [kWh] por ENDESA. Actualmente se están cambiando las luminarias por uno de menos consumo.

7.3.2 Medianos Consumidores(>500 [kWh])

Se cuentan entre ellos: Los negocios mayores, panaderías y las residenciales más grandes. Emplean electricidad principalmente para refrigeración vitrinas refrigeradas y refrigeradores; calor: hornos de panaderías y agua caliente. Generalmente, negocios mayores y panaderías consumen 1.500 [kwh].

7.3.3 Pequeños Consumidores (<500 [kWh])

Son en general hogares con consumos entre 10 y 260 [kWh], pequeños negocios, Radio Manukena (280 [kWh]) y Televisión Nacional (300 [kWh]).

7.3.4 Tabla y Gráfica del Consumo Mensual

El consumo actual en Isla de Pascua se ha visto incrementado notablemente debido a dos razones fundamentales, que son: la transmisión en directo del canal chilena Televisión Nacional” y la creciente confluencias del turismo internacional.

A continuación, se entregará la tabla 7-1 de consumo mensual y los promedios de los meses desde los años 1989 y 1998

Tabla 7-1 Tabla de Consumo energético Mensuales entre 1989 y 1998 en la Provincia Isleña

Consumo Cliente [MWh]										
Mes/Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Enero	156	151	141	151	172	195	199	222	229	266
Febrero	156	150	151	145	156	184	192	226	252	241
Marzo	128	141	141	145	176	166	188	190	219	207
Abril	123	140	155	152	172	171	212	228	246	285
Mayo	144	141	132	125	221	184	184	209	212	296
Junio	133	128	140	146	174	178	176	218	237	248
Julio	137	129	139	136	197	176	204	192	218	251
Agosto	122	125	139	140	179	187	184	226	217	267
Septiembre	138	123	146	157	170	175	179	185	227	235
Octubre	120	128	122	140	180	183	196	204	223	255
Noviembre	140	133	133	162	158	167	191	209	228	247
Diciembre	140	146	143	140	180	179	223	236	229	292

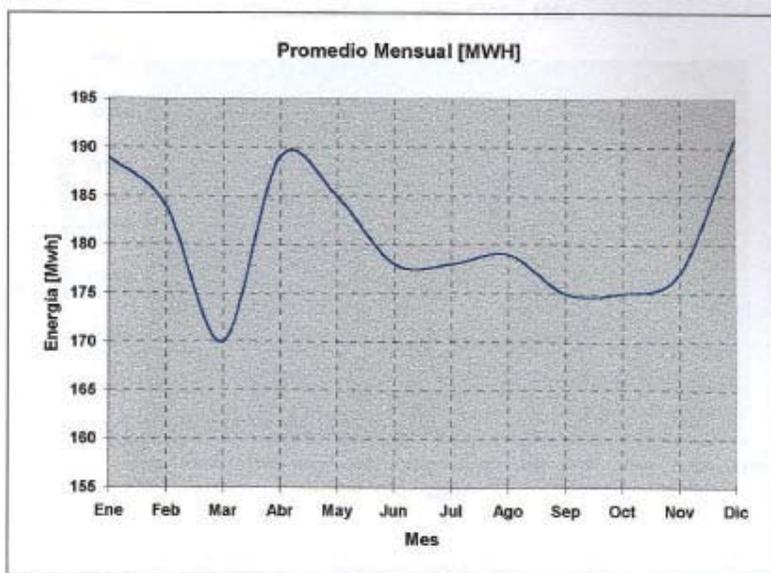
Figura 7-2 Tabla de Consumo Promedio energético entre los años 1989 y 1998

Promedio Mensual [MWh]											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
189	184	170	189	185	178	178	179	175	175	177	191

Como se puede apreciar, los meses de verano son los que presentan mayor consumo promedio de electricidad en [MWh] durante el periodo comprendido de 1989 y 1998, esto es consecuencia de las festividades que desarrollan en la comunidad, lo cual atrae a miles de turistas.

Se muestra a continuación la gráfica (Fig. 7-2) del consumo promedio mensual para el período establecido entre 1989 y 1998.

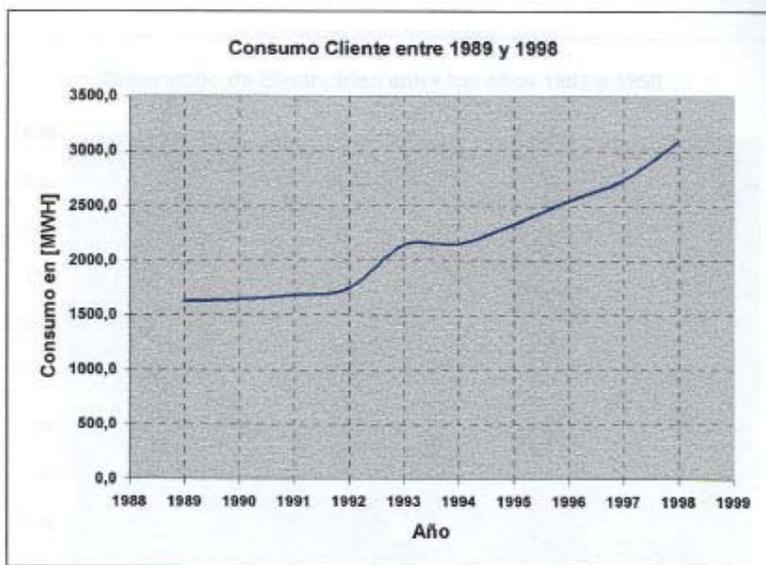
Figura 7-2 Gráfica consumo de potencia promedio mensual entre 1989 y 1998



Se aprecia en la figura 7-2, que durante el mes de marzo el consumo es el más bajo, alcanzando una disminución en promedio de 170 [MWh], los meses septiembre, octubre y noviembre se mantuvo un promedio de 175 [MWh]. La temporada de verano es la que se aprecia de mayor consumo, esto es debido a la demanda requerida por la afluencia del turismo a la zona.

Por esta razón, la empresa de servicios SASIPA instaló 2 generadores adicionales de 200 kW cada uno en la planta Mataveri con el fin de suplir la deficiencia ocasionada por los peaks de consumo en la temporada de verano, pudiendo ésta sobrepasar los 1200 kW que es la capacidad instalada en máquinas generadoras, de paso mejorar el rendimiento de la central.

Figura 7-3 Consumo energético entre los años 1989 y 1998 en Isla de Pascua



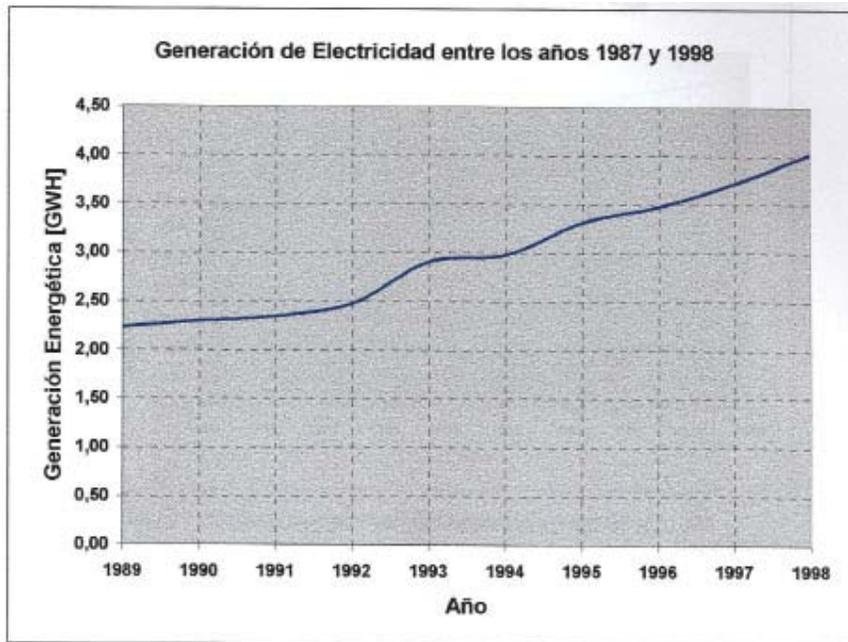
7.4 GENERACIÓN

Estudiando el consumo de energía eléctrica, entre los años 1989 y 1998, se determinó que este tuvo un aumento de un 89% aproximadamente. Para efectos de cálculo se supuso un aumento lineal en el consumo de energía.

Con respecto al consumo de petróleo, éste ha tenido fluctuaciones originadas por el funcionamiento inconstante de la central, finalmente lo anterior se traduce en un comportamiento irregular del rendimiento de la actual central Diesel, aunque con tendencia a mejorar, como se muestra en la gráfica 7-6.

El mejoramiento del rendimiento del consumo del petróleo, es debido básicamente a la distribución efectiva de las capacidades de los generadores existentes en la planta de SASIPA.

Figura 7-4 Generación de energía eléctrica entre 1989 y 1998



El rendimiento entre 1989 y 1998 de la central Mataveri en promedio a sido de 0,300 [litro/kWh], observándose una mejoría en los últimos años (en 0,278), originada por una readecuación del sistema eléctrico de la isla, que incluye la incorporación de un grupo generador de 200 [kW] para satisfacer la demanda de energía en las horas de bajo consumo, eliminación de algunos transformadores y racionalización del tendido eléctrico.

El crecimiento de números de clientes ha sido lineal en estos 10 años, alcanzando un promedio de 60%. En 1998, cifra fue de 1386 clientes. En la figura 7-7 se aprecia esta tendencia.

Figura 7-5 Consumo de Petróleo entre los años 1989 y 1998

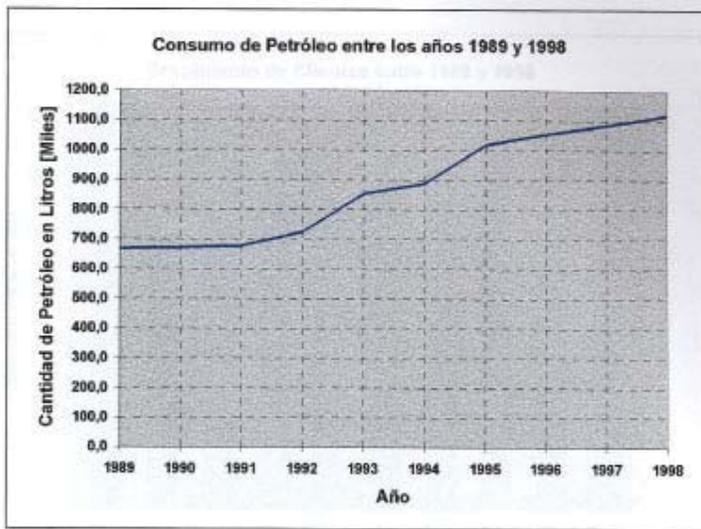


Figura 7-6 Rendimiento Potencia Generada y Consumida [kWh/lit]

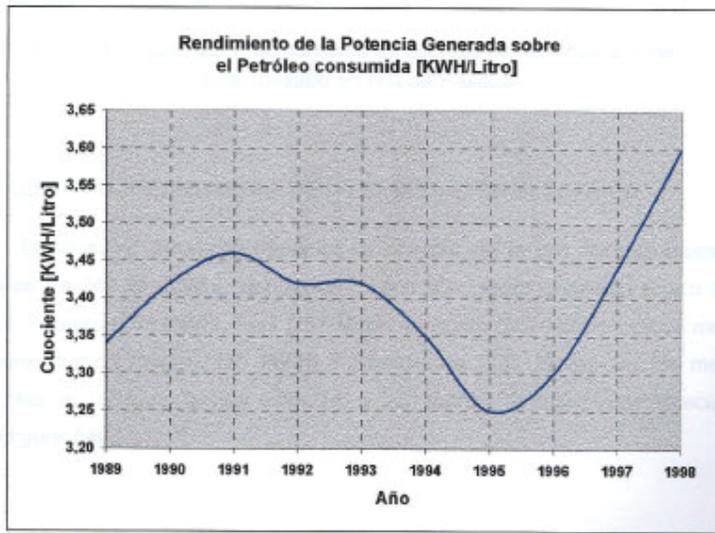
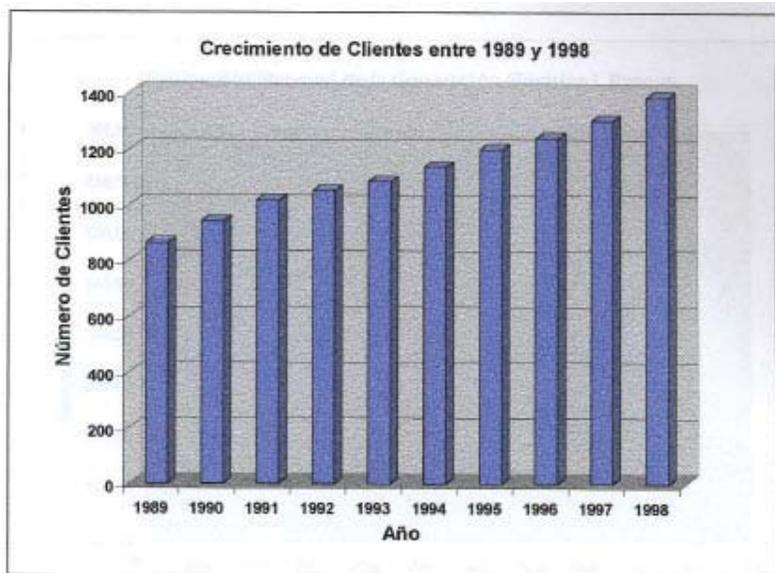


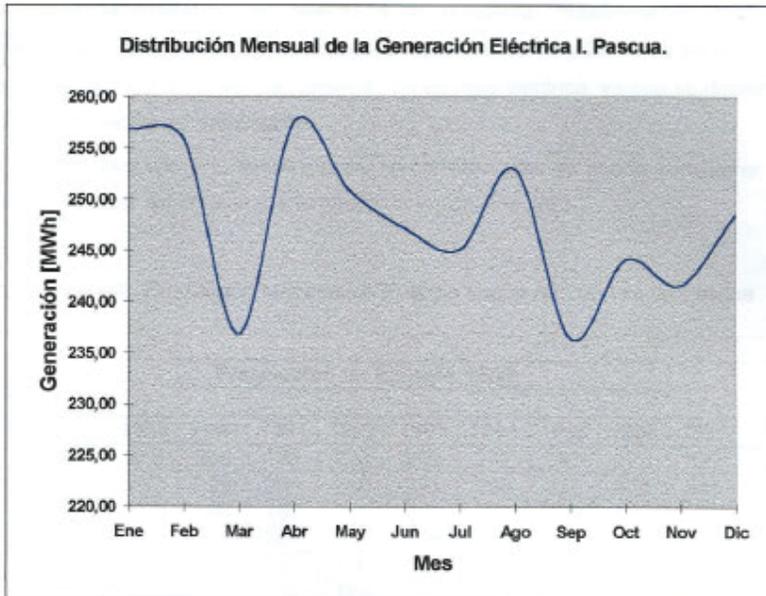
Figura 7-7 Ilustración de números de clientes conectados a la red de suministro en Isla de Pascua



7.5 DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El consumo promedio mensual de energía en la isla durante estos 10 años es de 247,85 [MWh], siendo los meses con mayor consumo Enero (256 MWh), Febrero (255 MWh), Abril (257 MWh) y Agosto (252 MWh). Los de menor consumo fueron marzo (236 MWh) y Septiembre (236 MWh). En los meses restantes, el consumo fluctúa entre 241 y 250 [MWh], lo cual puede apreciarse en la figura 7-8.

Figura 7-8 Distribución Mensual de Energía Eléctrica Generada, La curva ilustrada, se obtuvo promediando los consumos mensuales de los años 1989 a 1998, obtenidos según tabla de SASIPA



7.6 PROYECCION DEL CONSUMO FUTURO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En términos generales, el consumo de energía eléctrica en la isla, ha tenido un crecimiento de un 10% en promedio anualmente en los últimos años analizados, originado por el natural desarrollo de la población y la internación de equipos electrónicos, tales como: Televisor, Hielera, lavadora, Máquinas de uso mecánico, etc.

Hay que tomar en consideración, que la transmisión del canal nacional se transmite actualmente, en directo a la provincia, anteriormente solo se programaba a través de transmisión diferida entre las 18 y 24 horas de la tarde. Esto ha repercutido en mayor demanda de energía eléctrica ya que se disponen de mayor tiempo de transmisión.

Sin perjuicio a la tendencia del crecimiento real, se puede considerar un aumento lineal del consumo energético en los últimos años.

Tabla 7-3 Producción Mensual de Energía según Año en Isla de Pascua

Producción de Energía MWh										
Mes/Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Enero	225	205	198	223	232	272	287	270	329	328
Febrero	182	209	204	210	221	260	277	328	345	322
Marzo	171	199	187	209	247	223	270	252	301	310
Abril	179	189	224	212	239	236	304	327	316	350
Mayo	196	222	182	180	309	231	258	281	308	343
Junio	178	176	195	198	232	256	262	317	310	348
Julio	189	188	191	207	268	229	306	259	291	324
Agosto	175	179	190	196	248	293	261	321	301	366
Septiembre	184	179	210	221	228	234	248	255	300	304
Octubre	166	183	174	203	261	256	281	292	297	328
Noviembre	194	185	200	222	217	240	245	284	315	316
Diciembre	190	178	189	197	203	248	308	290	305	377

7.7 DISTRIBUCIÓN DIARIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El consumo energético durante el día, fluctúa respecto de la media, con variaciones del orden de un 24,60% con la potencia máxima y 17,70% con la potencia mínima, lo anterior es producto de que en general, durante la mayor parte del día, no se registran peaks en el consumo de energía, salvo en el período comprendido entre las 19:00 [h] y 23:30 [h], en que se sobrepasa los 600 [kW], (Ver figura 7-8).

7.8 SITUACIÓN TARIFARIAS ELÉCTRICAS EN ISLA DE PASCUA

Las tarifas eléctricas son fijadas por el Ministerio de la Economía, habiéndose establecido una fórmula de indexación que consiste en reajustar cada cuatro meses todos los cargos tarifarios, de acuerdo a la variación de los siguientes índices: 72% precio del petróleo, 10% IPC y 18% 155. (Según CNE, Mayo de 1990).

Tabla 7-4 Tarifas Vigentes en Isla de Pascua Enero de 1999

Tarifas Vigentes según Facturación por Tramo (Reajustado a partir de enero de 1999)	
Tramo	Precio
0 –10 kWh	\$ 38,04
11 – 75 kWh	\$ 85,76
Sobre 75 kWh	\$ 142,52
Tarifa Industrial	\$ 124,75
Consumo Mínimo	\$ 962,07

En la tabla 7-4, se muestran los precios de acuerdo a los tramos establecidos según consumo y clasificación del usuario. El valor por concepto de arriendo de medidor, se fijó en \$ 771,92 [10]

CAPITULO 8: INGENIERIA DEL PROYECTO

8.1 INTRODUCCIÓN

Las primeras instalaciones eólicas aparecieron alrededor de los últimos años del siglo XIX, en los cuales se contaba con reserva en bancos de baterías, reguladores de velocidad y embrague. En 1920 ya sumaban 300 constructores de Aerogeneradores, principalmente en Estados Unidos y Dinamarca. En la actualidad, existen miles de centrales eólicas dispersas en diferentes continentes, especialmente, aquellos que se encuentran en los países nórdicos. Dinamarca lidera como el principal fabricante de las turbinas eólicas. El 5% de su consumo energético proviene de centrales eólicas. A nivel mundial, el 60% de las turbinas instaladas son de fabricación Danesa [17].

8.2 ANÁLISIS DE MÁQUINAS

En el campo de las máquinas eólicas, se nota una tendencia al desarrollo de las máquinas de potencia intermedia, es decir, las que se encuentran en el rango de potencia entre 50 y 250 [kW].

Dentro de este tipo de máquinas, se han elaborado modelos tanto de eje horizontal como vertical, aunque éstas últimas se encuentran aún en etapa de desarrollo.

Para el presente estudio se han considerado máquinas eólicas de eje horizontal, equipadas con generador de corriente alterna y potencia efectiva en el rango de los 250 [kW].

Se requiere, adicionalmente, que estas máquinas cuenten con un generador sincrónico, de modo que, durante los períodos en que sea factible generar el

100% de los requerimientos energéticos de la Isla, la central Diesel deje de operar y la planta eólica pueda operar en forma independiente.

Adicionalmente la variabilidad del régimen de vientos en el lugar de emplazamiento de la planta eólica, impone la necesidad de adoptar sistema de regulación y control de los álabes, de modo de optimizar el funcionamiento de ésta y operar satisfactoriamente bajo condiciones de operación diferentes a las de diseño.

Básicamente estos sistemas consisten en protección y control de paso de los álabes. Junto con lo anterior los Aerogeneradores deben contar con sistemas de orientación, monitoreo de condiciones meteorológicas adversas y condiciones operacionales de la red [12].

8.3 TIPOS DE MÁQUINAS EÓLICAS

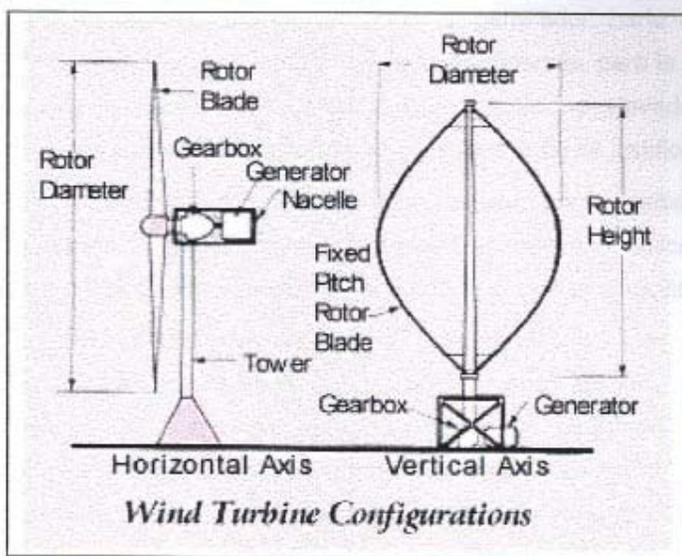
Las máquinas eólicas pueden ser clasificadas en diferentes categorías, definidas ya sea por la posición del eje, velocidad de giro y dirección en la cual enfrentan el viento.

Dentro de las Máquinas más comunes se encuentran, básicamente, las Máquinas de Eje Horizontal y de Eje Vertical

La vida de diseño de los Aeromotores modernos fluctúa entre 20 a 25 años, pudiendo durar 30 años según condiciones de viento (turbulencia y temporal) y otros tipos de desgaste por agentes exógeno a las turbinas.

Los factores que determinan el rendimiento de cada máquina y su funcionalidad se describen en las siguientes páginas.

Figura 8-1 Esquema general de las partes que conforman los diferentes tipos de Aeromotores



8.3.1 Máquinas de Eje Horizontal

Estos tipos de equipo, son los que tienen el uso más difundido en la actualidad. Básicamente, se diferencian por el número de álabes que poseen, lo cual permite clasificarlos en rotores lentos y rotores rápidos.

Los rotores lentos poseen un gran número de álabes, generalmente entre 16 y 32, aunque también se encuentran en este grupo los de 4 a 6 álabes. Este tipo de rotores se caracteriza por su baja velocidad de diseño, lo cual permite obtener ángulos de paso bastante altos. No poseen álabes con un perfil aerodinámico óptimo, por lo cual su eficiencia es baja.

Se caracterizan por su alto torque de partida, lo cual los hace aptos para el accionamiento de bomba o compresores de émbolo.

Normalmente no se considera el uso de este tipo de rotores para generar electricidad, ya sea en forma aislada o en conexión a la red, ya que la diferencia entre las velocidades de giro del rotor y el generador haría necesarias reducciones muy grandes y por ende muy costosas. Además, para la generación eléctrica no son necesarias las características de torque elevado y mayor robustez en los álabes, por lo cual su uso en este campo no se justifica.

Los rotores rápidos son aquellos que poseen pocos álabes. El bajo número de álabes de estos rotores permite que sean más económicos modelos de gran diámetro y álabes moldeados de acuerdo a un perfil aerodinámico.

Por su mayor velocidad de rotación son aptos para ser usados en conexión con generadores de electricidad. Debido al alto valor del λ , velocidad específica de giro, este tipo de máquinas posee un ángulo de paso muy pequeño. Lo anterior tiene como contrapartida un bajo momento de partida y un mal funcionamiento a bajas velocidades de viento. Para superar esta dificultad, se equipa el rotor con un sistema de regulación del ángulo de paso del álabe, de modo que cuando el rotor esté detenido o girando a baja velocidad el paso es bastante grande operando en esta etapa con valores bajos de λ . A medida que el rotor aumenta de velocidad, el valor de λ aumenta y se disminuye el ángulo de paso mediante un sistema de control, hasta llegar a la velocidad de giro nominal, con el valor de λ correspondiente según la velocidad del viento y el ángulo de paso determinado por el control.

8.3.2 Máquinas de Eje Vertical

Este tipo de máquina eólica es de diseño más moderno que aquellas de eje horizontal, a diferencia de éstas no requiere de dispositivos mecánicos o electromecánicos de orientación respecto a la dirección imperante del viento.

En general, son de diseño más simple que las de eje horizontal, asimismo no requieren ser instaladas en torres de gran altura. Tienen el inconveniente que al moverse alguna de sus superficies en dirección contraria a la velocidad del viento, se produce una pérdida de potencia. Aunque se le ha tratado de encontrar solución a este problema no se han obtenido rendimientos cercanos al valor teórico máximo de 33%.

Las máquinas de eje vertical se caracterizan además por tener una velocidad de rotación baja. Existen dos tipos de máquinas o rotores de eje vertical: el rotor Savonius y el rotor Darrieus.

8.3.2.1 Rotor Savonius

Su diseño se caracteriza por una gran simplicidad de construcción. Consiste en dos alas curvadas desplazadas en 180°.

La presión del viento sobre la parte cóncava domina a la presión sobre la parte convexa y de esta forma se consigue hacer girar el eje de a máquina.

El rotor Savonius es auto partidor, es decir, entrega un alto momento de partida, sin embargo su eficiencia es baja.

8.3.2.2 Rotor Darrieus

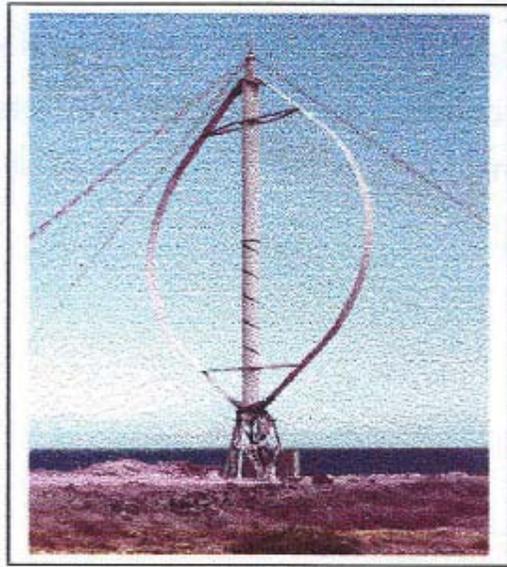
Este tipo de rotor, inventado en 1926, se caracteriza por su alta eficiencia y gran simplicidad. Su principal problema radica en su baja capacidad de partida; esta deficiencia es suplida, en el diseño, combinando este rotor con uno o varios rotores Savonius, los cuales hacen las veces de motores de partida.

8.4 COEFICIENTE DE POTENCIA C_p

La eficiencia para una máquina eólica, esta definida por la potencia mecánica real disponible en el eje del rotor y la potencia teórica contenida en el flujo de aire incidente sobre el rotor.

Para considerar el efecto de todos los factores que inciden en la obtención de una potencia disponible menor que la teórica, como: rozamiento interferencia,

Figura 8-2 Aerogenerador del tipo Darrieus, instalada a ras de suelo, lo que ofrecen ciertas ventajas de mantención de los generadores



formación de remolinos, etc., Betz introdujo el Coeficiente de potencia C_p en vez de utilizar rendimientos.

$$C_p = \frac{P_e}{P_v} \quad (8-1)$$

Donde:

P_e : Potencia de salida en el eje.

P_v : Potencia total contenida en el viento.

Se ha demostrado que el valor máximo teórico alcanzable por C_p , en una máquina ideal, es de 59,26%. Sin embargo en la realidad existen otras pérdidas, por lo cual los rendimientos varían, dependiendo del tipo de rotor, entre 30 y 45% del valor teórico de la energía disponible.

En la práctica el valor de C_p es función de la razón entre la velocidad del extremo del aspa y la velocidad del viento incidente.

Con el objeto de normalizar el rendimiento de una familia de rotores, independiente de su tamaño se define el parámetro λ , denominado velocidad específica de giro.

$$\lambda = \frac{\omega * r}{V_v} \quad (8-2)$$

Donde:

ω : Velocidad de giro del rotor.

r : Radio del rotor.

V_v : Velocidad del viento.

8.5 ALTURA DE LA TORRE SOPORTE

La altura del mástil de soporte es, generalmente, el único parámetro que se puede variar. La altura dependerá esencialmente de los obstáculos del medio y de la variación de la velocidad del viento en función de la altura. Debido al roce entre el flujo del aire y la superficie de la tierra, la velocidad del viento disminuye cerca de la superficie.

Para extrapolar resultados obtenidos a una cierta altura a otro superior, se puede usar la siguiente fórmula de carácter empírica [1].

$$V_a = V * \left(\frac{H_o}{H}\right)^\alpha \quad (8-3)$$

Donde:

V_0 : Rapidez medida a la altura de referencia H_0 .

V : Rapidez medida a la altura de referencia H .

α : Coeficiente que depende del terreno.

Otra forma de obtener la velocidad del viento en función de la altura está dada por la tabla 8-1, también de carácter empírico.

Tabla 8-1 Relaciones empíricas entre Velocidad del viento en función de la altura

Rugosidad de la superficie	Altura en metros							
	6	12	18	24	30	36	42	48
Superficie suave: mar, arena	0,94	1,04	1,10	1,15	1,18	1,21	1,24	1,26
Pasto bajo o tierra llana	0,94	1,05	1,12	1,17	1,21	1,25	1,28	1,31
Pasto alto o Matorrales	0,93	1,05	1,13	1,19	1,24	1,28	1,32	1,35
Bosques bajos	0,92	1,06	1,16	1,23	1,29	1,34	1,38	1,42
Bosques altos	0,89	1,08	1,21	1,32	1,40	1,47	1,54	1,60
Suburbios o Pueblillos	0,82	1,15	1,39	1,60	1,78	1,95	2,09	2,23

Para utilizar esta tabla 8-1, se debe tomar en consideración algunos criterios:

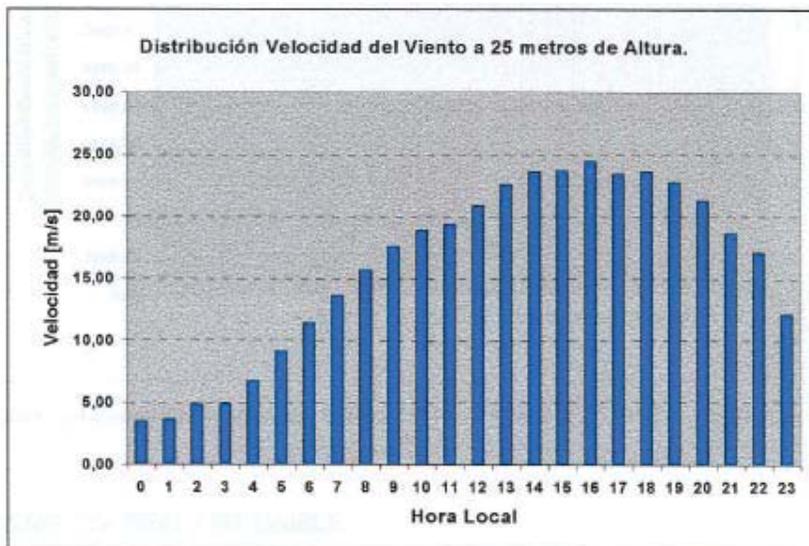
Para los sitios favorables una altura mínima de 6 metros.

Para los sitios desfavorables se colocará la máquina a la mayor altura posible, en el caso de Aerogeneradores de alta potencia, se considera sobre los 15 metros de altura, de acuerdo a posibilidades de costo y del carácter de las turbulencias.

Independiente de los puntos mencionados, se puede asegurar un buen desempeño del sistema eólico en lugares de mayor energía anual, sin que den muchos problemas tecnológicos son aquellos cuya velocidad del viento promedio es de seis a ocho metros por segundo.

En el sector de Puna Pau, la rigurosidad de la superficie se encuentra entre Pasto alto o Matorrales y Bosques bajos, por lo que se tendría que promediar el coeficiente multiplicador k . La nueva velocidad será $V=V_0*k$; donde V_0 es la velocidad de referencia (o de superficie). Si consideramos que la torre está entre 20 a 25 metros de altura, entonces el promedio de k será 1,21 (ANEXO B-2).

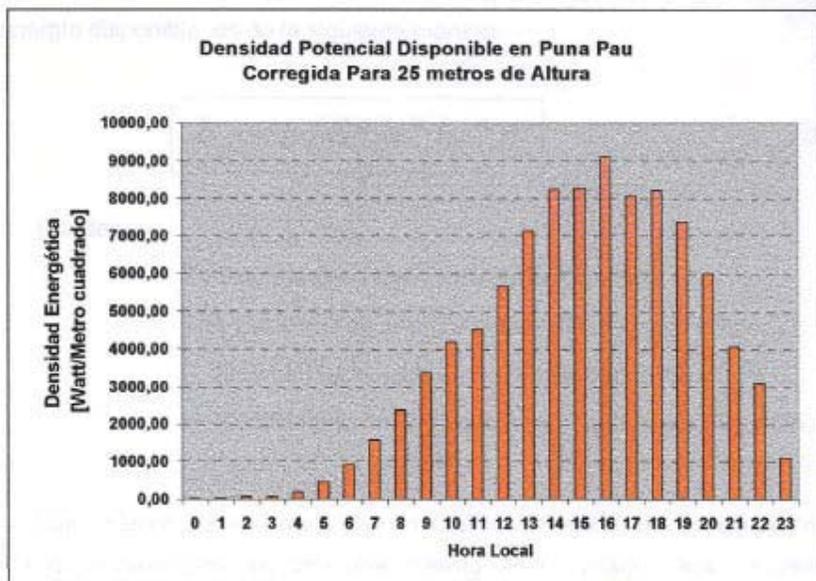
Figura 8-3 Distribución Diaria típica de Velocidad del Viento en el sector de Puna Pau, corregida para una altura de 25 metros aproximadamente



En la figura 8-3 y figura 8-4 se muestra la distribución de Velocidad y la densidad eólica, considerando el factor empírico a 25 metros de altura.

Se debe tener en cuenta que las densidades de viento para una cierta altura entre un lugar y otro varían de acuerdo a la longitud de rigurosidad del sitio, es decir a la clase de rigurosidad, que en el caso de Puna Pau es de clase 1 a 2, que corresponde a sitios de arbóreas de tamaño mediano en una longitud de 10 kilómetros aproximadamente.

Figura 8-4 Densidad Potencial al evaluar los vientos a 25 metros de altura



8.6 ENERGÍA REAL DISPONIBLE

Ya se ha visto anteriormente que la recuperación de energía máximo en un lugar, no puede ser superior al 59,27% de la energía disponible (límite de Betz). Pero debido a pérdidas de conversión, característica de la máquina y otros factores; es necesario determinar efectivamente la energía que recupera un Aerogenerador específico en un sitio determinado.

Una forma de calcular la Energía Potencialmente Generable es a través de programa que utiliza, fundamentalmente, la curva característica de la máquina y curva de distribución de potencia del lugar en estudio. Para esto se desarrolló un programa simple en Excel, que permitirá variar los parámetros del aerogenerador.

El cálculo de La energía potencialmente generable, a partir de la densidad de energía disponible, es de la siguiente manera:

$$E_p = E/S * S * l_B * \eta \quad (8-4)$$

Donde:

E_p : Energía potencialmente generable (kW).

E/S : Densidad de energía potencial disponible (kW/m²).

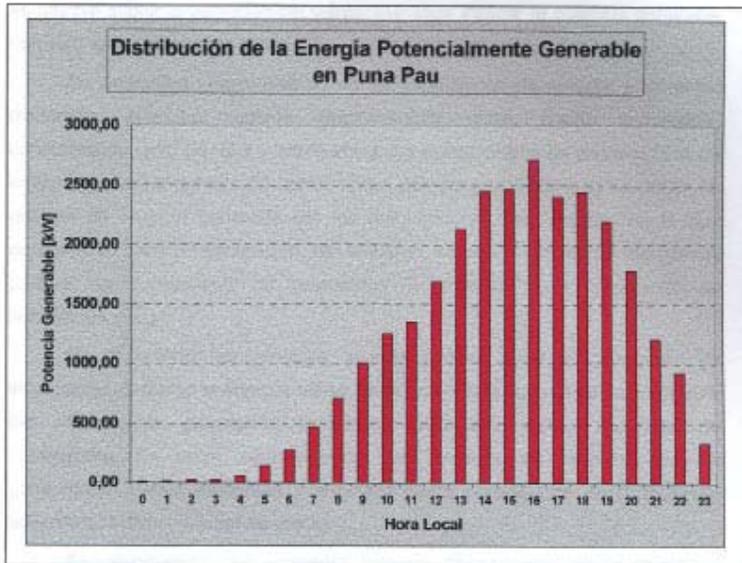
S : Área barrida por las aspas del aerogenerador (m²).

η : Rendimiento de la máquina (estimada entre 35 y 45%).

Este método, puede realizarse manualmente, tiene el inconveniente de que produce resultados optimista. Por lo tanto, de ser usado, debe tomarse en cuenta este factor al evaluar la energía generable efectivamente. Ej: un 10% menos del resultado obtenido en el cálculo de la energía potencialmente generable.

Distribución de energía potencialmente generable en Puna Pau mostrada en la figura 8-5, se obtuvo a partir de la ecuación 8-4, y densidad de energía disponible, obtenida a 25 metros de altura, además se consideró una turbina de eje horizontal de 20 metros de radio, con una torre de soporte de 25 metros y un motor de 40% de rendimiento de conversión. Se aprecia una media aritmética de 1170 [kW]. Tomando en cuenta un 10% menos de potencia por factor de incertidumbre, se llega a un nuevo valor promedio de 1053 [kW].

Figura 8-5 Distribución de energía potencialmente generable en Puna Pau



8.7 SELECCIÓN DE MÁQUINAS

8.7.1 Recomendaciones

Sobre el Tipo de Aerogenerador, los aerogeneradores de velocidad de tipo eje horizontal son los que presenta mayor capacidad potencial, ¡os complejos controles electrónicos permiten que el rotor opere eficientemente en un amplio rango de velocidades y en condiciones de vientos críticos, incrementando así la captura de la energía. El uso de torre más alta ha logrado incrementar la cantidad de energía capturada. Los estudios han demostrado que es posible doblar la velocidad del viento, por ende triplicar la potencia generable con solo variar la variable altura.

Se determina con el análisis de las condiciones de energía y densidad disponible, que un sistema aerogenerador único, podría suministrar, considerando radio de rotor y altura sobre los veinte metros de altura el 60% de energía requerida durante 13 horas diarias aproximadamente y en un 100% de entrega de energía generada por las máquinas, lo que favorece en lo que concierne al costo de generación. Sin embargo, se deben estudiarse alternativas para el

aprovechamiento de excedentes (Bombeo de agua, generación de hidrógenos, etc.)

De lo anterior se concluye, que el sistema para la generación de electricidad mediante la energía eólica, será una planta que reemplazará el 60% del sistema de generación tradicional, trabajando como ahorrador de combustible. Es decir, está previsto para trabajar en paralelo con los generadores Diesel existentes y ahorraría cierta cantidad de combustible de acuerdo a la disponibilidad de viento.

Se recomienda, sin embargo generar la potencia eólica necesaria mediante de una planta compuesta por tres aerogeneradores, para asegurar contingencia y confiabilidad en la red.

8.7.2 Máquina Seleccionada

En los estudios anteriores correspondientes a las distribuciones de densidad de viento, generación y consumo energético y lugar de instalación en Isla de Pascua, se ha planeado evaluar un parque eólico compuesta por tres aerogeneradores en el sector de Puna Pau, con capacidad de generar en total 450 [kW]. Debido a que la potencia de la planta eólica será inferior a la demanda de energía en la Isla, la utilización de ésta sería de un 100% ya que toda la energía generada sería consumida.

Los aerogeneradores considerados en la evaluación del proyecto son los siguientes [3]:

a) Vestas Modelo V20-150.

- Procedencia: Dinamarca.

- Rotor: Tres álabes, 24 metros de diámetro.

- Revolución del rotor: 44 [rpm].

- Torre: Tubular cónica, acero galvanizado, altura 23,4 [m].
- Generador: Sincrónico, 150 [kW], 400 [V], 50 [Hz], Marca AEG.
- Velocidad de partida: 4,0 [m/s].
- Velocidad regulación: 13,0 [m/s]
- Velocidad recogida: 25,0 [m/s].
- Área interceptada: 452 [m²]
- Velocidad específica (λ): 4,25.
- Rendimiento conversión: 37%.

b) Promotor: UNESCO/IDEA/Consejería de Industria

Modelo: ECOTECNIA20/150 ITER.

- Procedencia: España.
- Rotor: Tres álabes, 12 metros de radio c/u.
- Tipo de aerogenerador: Posición de Eje Horizontal.
- Velocidad rotor: 46 [Rpm]
- Torre: Tubular, altura 20 metros.
- Generador: Sincrónico, 4/6 polos, 20/150 [kW], 400 o 600 [V], 50 [Hz].
- Velocidad Partida: 3,0 [m/s].
- Velocidad Regulación: 13,0 [m/s].
- Velocidad Parada: 25,0 [m/s].
- Rendimiento de Conversión: 41%.

- Límite de Betz: 59,27%.

Estudiando las características constructivas, operacionales y alternativas respecto al valor de la inversión, se optó por evaluar el proyecto utilizando la máquina Ecotecnia 20/150.

Esta máquina tiene el siguiente costo, valor Ex-fábrica, vigente hasta al 30 de junio de 2000:

- Ecotecnia 150 [kW], Rotor de 24 [m] de Φ , torre de 20 [m]: US\$ 135.000.-

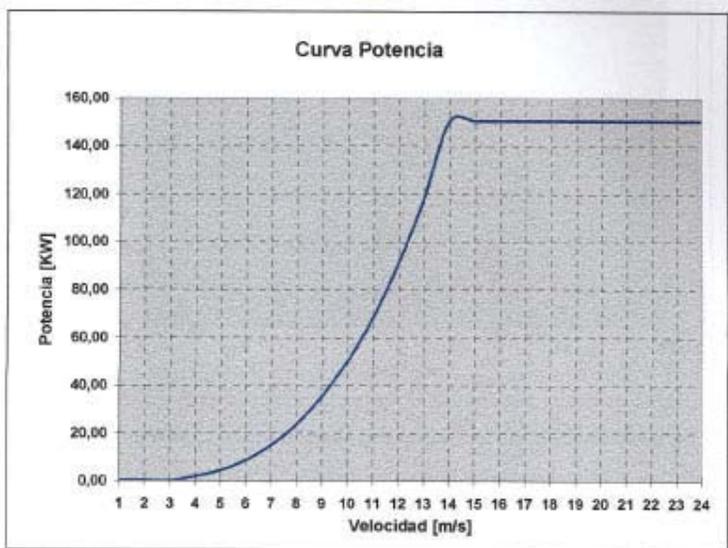
- Está la posibilidad de aumentar la torre, acoplado secciones de 5 metros cada uno, esto tiene un costo adicional de US\$ 10.000.-

La empresa Promotor, garantiza el equipo por dos años y la responsabilidad de su correcto funcionamiento y explotación 20 años, ante una solicitud de más de un equipo, el valor de éstos puede reducirse en un 5%; también se pueden abaratar costos si el cliente asume parte de la construcción, por planos entregados por la empresa.

El equipo está destinado a abastecer energía eléctrica en forma óptima a zonas aislada del suministro convencional, por lo que su funcionamiento puede ser autónomo o conectado con la red.

A continuación se representa la característica de Curva de Potencia del Aerogenerador de ECOTECNIA 20/150 ITER.

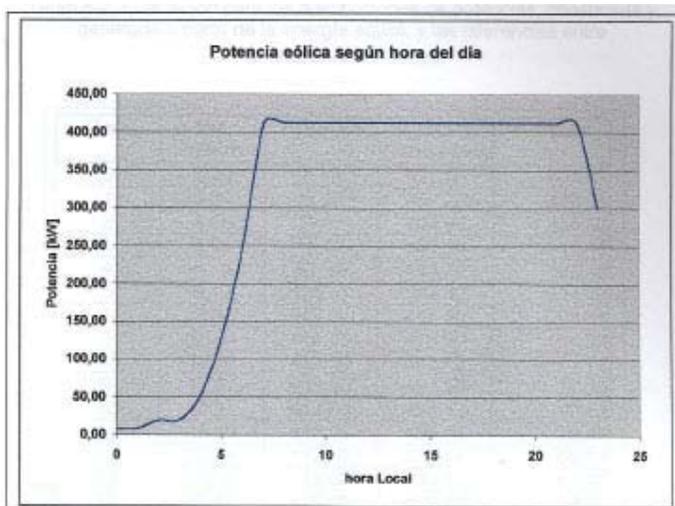
Figura 8-6 Curva Característica del Aerogenerador de 150 [kW]



8.7.3 Superposición de Curvas características y tendencias

Para obtener la gráfica de la distribución de potencia eólica generable diariamente mostrada en la figura 8-7, se requiere evaluar la curva característica del aerogenerador (fig.8-6) con la distribución de velocidad media diaria corregida de acuerdo a la altura de la torre de soporte determinada para el aeromotor.

Figura 8-7 Gráfica de distribución de potencia eólica generable diariamente



Se aprecia en la gráfica siguiente, que es posible generar potencia nominal durante 18 horas aproximadamente, lo que equivaldría, si se consideran las tres máquinas un 60% del consumo total de energía en la provincia.

La diferencia entre el consumo energético y la generación eólica, es el requerimiento de potencia que se debe generar por medio de un sistema de acumuladores o por generación tradicional diesel.

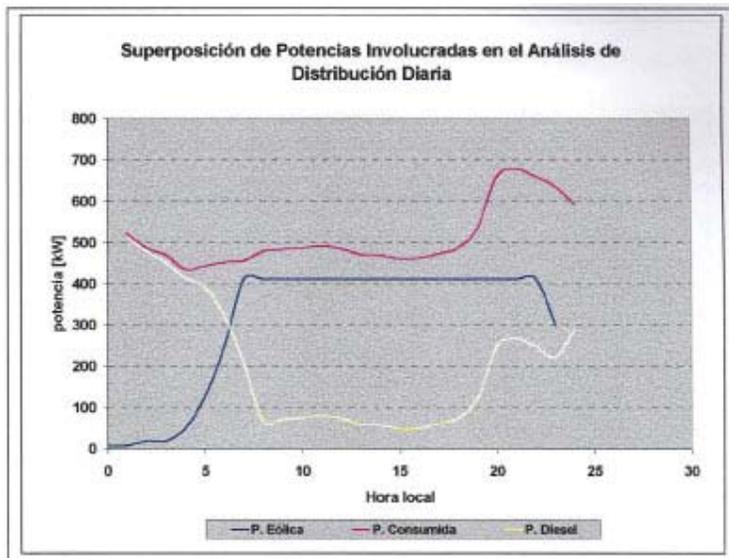
El sistema eólico, debe estar provisto para trabajar en caso necesario independientemente de cualquier sistema acoplada o conectada a la red y operar satisfactoriamente en paralelo con el sistema generación tradicional.

Tabla 8-2 Evaluación para las distribuciones de potencias, consumida y generada a partir de la energía eólica, y las diferencias entre ambas características

Hora	Vel. Viento	P. Eólica	P. Consumida	P. Diesel
0	3,49	7,13	522,00	514,87
1	3,64	8,09	487,20	479,11
2	4,86	19,17	469,80	450,63
3	4,91	19,82	435,00	415,18
4	6,76	51,54	443,70	392,16
5	9,16	128,37	452,40	324,03
6	11,40	247,37	455,88	208,51
7	13,64	412,00	478,50	66,50
8	15,63	412,00	483,72	71,72
9	17,57	412,00	487,20	75,20
10	18,91	412,00	492,42	80,42
11	19,38	412,00	485,46	73,46
12	20,88	412,00	471,54	59,54
13	22,55	412,00	469,80	57,80
14	23,64	412,00	461,10	49,10
15	23,68	412,00	462,84	50,84
16	24,46	412,00	473,28	61,28
17	23,48	412,00	487,20	75,20
18	23,61	412,00	535,92	123,92
19	22,80	412,00	661,20	249,20
20	21,27	412,00	678,60	266,60
21	18,67	412,00	659,46	247,46
22	17,06	412,00	635,10	223,10
23	12,15	299,54	591,80	292,06

El sistema eólico como se muestra en el resultado obtenido de la gráfica de la figura 8-8, será capaz de reemplazar un 64% de la generación por medio del sistema tradicional, trabajando como ahorrador de combustible.

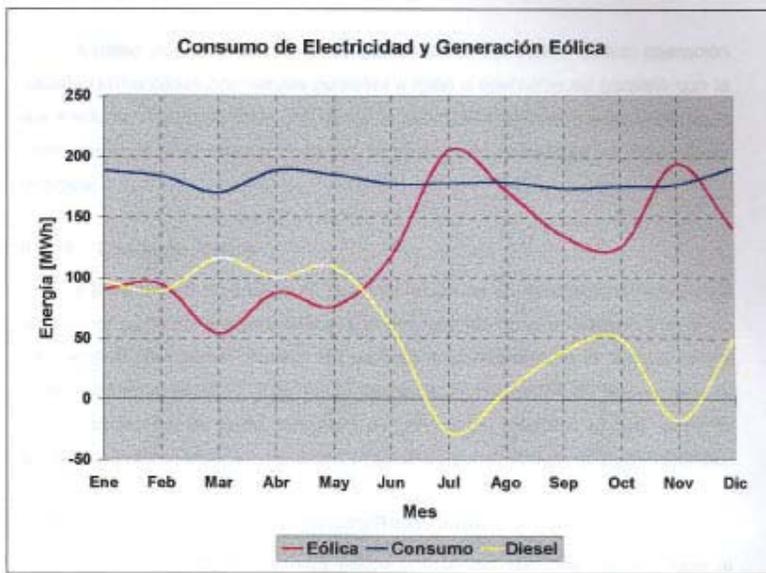
Figura 8-8 Potencia consumida, generación eólica y auxiliar



Se debe hacer notar que la planta para la generación de energía eólica, puede ser factible a partir de varios aerogeneradores de baja potencia, como también la utilización de una sola máquina de mayor potencia, las cuales están disponibles en el mercado mundial.

El tamaño de la turbina depende de gran medida de las condiciones ambientales como es el viento, pero este debe ser calculado de acuerdo a los requisitos del consumidor y las condiciones técnicas de las turbinas. El siguiente estudio, se evaluará una planta compuesta por tres aerogeneradores de 150 [kW] de potencia cada uno.

Figura 8-9 Superposición de Curvas y Tendencias Mensuales de Potencia



8.7.4 Consumo de Electricidad y Generación Eólica según Mes

Durante las horas en que la generación eólica puede satisfacer completamente los requerimientos energéticos de la Isla, los generadores Diesel serían detenidos, ya que la planta eólica está concebida para operar independientemente del actual sistema de generación, la planta estaría provista de generadores sincrónicos. El excedente de energía, parte es destinada a alternativas para el aprovechamiento y parte a almacenamiento en acumuladores o banco de batería.

8.8 CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE LA PLANTA EÓLICA

Existen dos alternativas de operación para una planta eólica: operación aislada (alimentadas con cargas puntales o fijas) u operación en paralelo con la red eléctrica. Dentro de cada una de estas alternativas existen varias opciones o combinaciones posibles; sin embargo se mencionan solamente las alternativas factibles.

8.8.1 Operación Aislada

Esta alternativa consiste en la alimentación de un determinado número de cargas por parte de la planta eólica. Las desventajas de la operación aislada de Aerogeneradores tienen relación con la baja disponibilidad de la energía eólica como recurso energético. Esto hace necesaria la instalación de apoyo, ya que sea de almacenamiento de energía o de generación eléctrica, lo cual aumenta los costos y la complejidad del sistema global de suministro de energía eléctrica.

8.8.2 Operación en Paralelo con una Red Eléctrica

La conexión de una planta eólica con la red eléctrica requiere que la tensión y la frecuencia entregada se encuentren dentro de un estrecho margen de variabilidad, esto implica contar con un sistema de protecciones que monitoree las condiciones de la red, de manera que ante una situación anormal, por ejemplo, una sobrecarga de los circuitos o fluctuaciones en los niveles de tensión de la red, no se produzcan daños en el aerogenerador.

La ventaja de conectar un aerogenerador en paralelo con la red, está en que se prescinde del problema de balanceo y compensación de la potencia variable entregada por estos equipos, ya que cualquier déficit es compensado en forma automática por la energía proveniente de la red.

8.9 SOLUCIÓN PROPUESTA

Tomando en consideración la naturaleza del requerimiento energético que se pretende suplir, es decir alimentación de una red de baja potencia, lo más adecuado en este caso es la operación de la planta eólica en paralelo con la red eléctrica, por cuanto se asegura de esta forma el funcionamiento de las cargas a sus condiciones nominales de operación en cuanto a tensión y frecuencia.

Los aerogeneradores de alta potencia cuentan con sistemas de regulación y control que mantienen la tensión de salida dentro de márgenes relativamente estrechos.

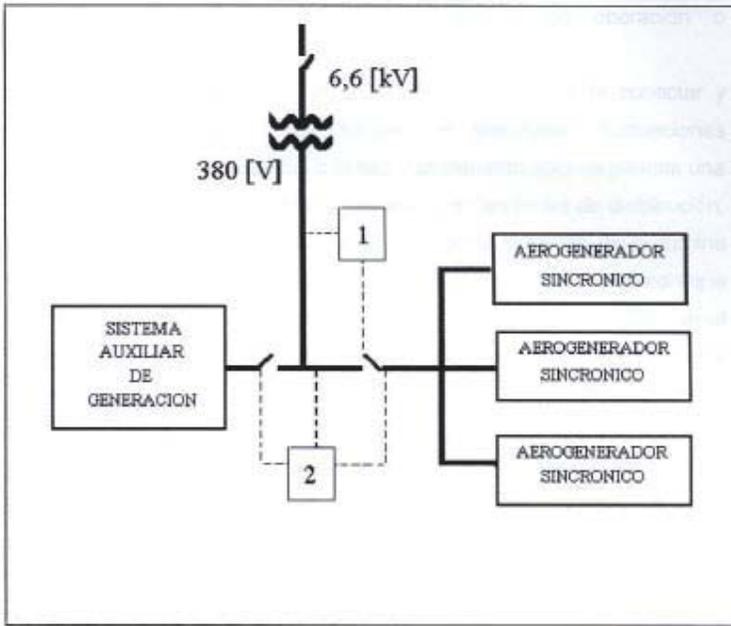
Con respecto al inconveniente existente con la frecuencia, éste se elimina utilizando un generador sincrónico, el cual toma la excitación de la red, entregando de esta forma una tensión cuya frecuencia es exactamente igual a la de la red. Estos equipos deben estar dotados de relevadores de inversión de potencia, por lo cual es imperativo que sean colocados en paralelo en una frecuencia más alta que la del sistema en funcionamiento. Si tal aerogenerador alguna vez comenzara a absorber potencia, se desconectaría de la línea, automáticamente.

Se recomienda además, la instalación de un sistema de control que minimice el consumo de energía proveniente de la red, coordinando la utilización de las cargas en las horas de mayor viento.

Los sistemas adicionales requeridos para el funcionamiento integral del sistema son:

<p>Relé sensor de las condiciones de la red, que actúa sobre el interruptor, desconectando la planta eólica ante una situación insegura de funcionamiento.</p> <p>Sistema de control de las condiciones meteorológicas, que actúa sobre el interruptor, forzando la operación de las cargas a las horas de mayor viento, con el objeto de maximizar el aprovechamiento de la energía eólica.</p>
--

Figura 8-10 Esquema de conexión propuesto para la central eólica



Donde

1: Relé sensor de condiciones de la red.

2: Relé sensor de tensión en L1a red.

8.10 PROBLEMAS TÉCNICOS

Un conjunto de problemas técnicos, se puede agrupar como problemas de conexión y desconexión de los sistemas eólicos, esto pueden producir grandes variaciones de tensión y frecuencia en la red. En la medida que exista energía eólica disponible, es decir que esté constantemente en operación o funcionamiento, se evitaría o se minimizaría este problema.

Estudios realizados, muestran un problema al momento de conectar y desconectar las turbinas eólicas, ya que se producen importantes fluctuaciones en los voltajes y frecuencia entregadas a la red. Actualmente sólo se permite una

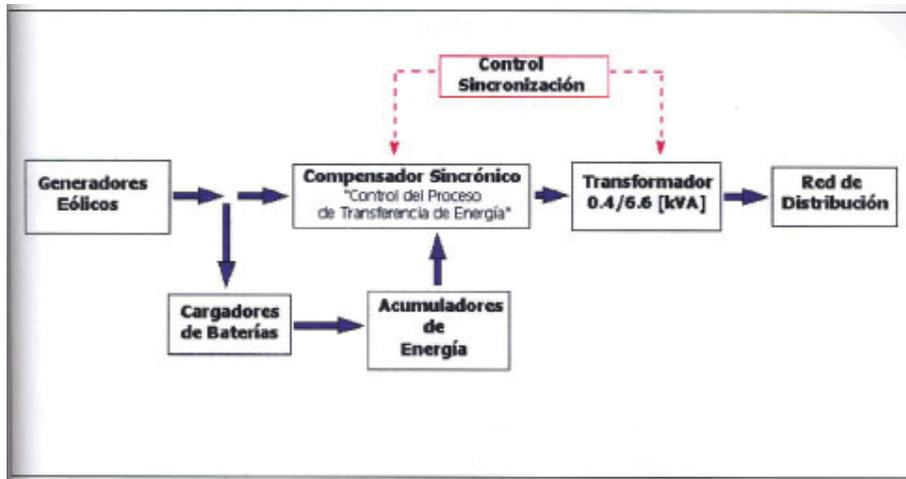
fluctuación del orden del 10% en voltaje y frecuencia en las redes de distribución.

Este fenómeno depende en gran magnitud de la potencia de la turbina eólica utilizada. Modelos que simularon la situación en cuestión, mostraron que para una turbina de 150 [kW], se producen fluctuaciones del orden 20% en el voltaje de la red. Esta fluctuación puede ser absorbida por motores pero, puede producir daños en televisores, computadoras y una serie de aparatos eléctricos. En la actualidad existen reguladores para la conexión de turbinas de gran potencia, que simulan equipos de gran tamaño en varias turbinas de menor potencia con el fin de disminuir las oscilaciones de voltajes.

Por otro lado, existe un problema adicional en la generación eólica. Estos equipos transforman la fuerza del viento en energía eléctrica pero, el voltaje y la frecuencia de la electricidad varían de acuerdo a la velocidad con la que gira el eje del aeromotor. Por esto se requiere de un sistema de compensación sincrónico, que permita el control del proceso de transferencia de energía tanto, la que recibe directamente del equipo eólico y/o de los acumuladores.

Una turbina de 150 [kW], tiene un rotor de un diámetro de 24 metros (5 toneladas), con una torre de 20 metros de altura (12 toneladas) y una góndola de 8,5 toneladas. Estas dimensiones no seria problema en cuanto a montaje y desmontaje, debido a que en la Isla de Pascua está la Grúa de la firma TADANO, que tiene capacidad de levantar 50 toneladas y está compuesto por 3

Figura 8-11 Esquema general en bloques del sistema proyectado para la transferencia de energía desde la planta eólica a la red de suministro.



brazos de 20 metros cada uno, pudiendo levantar hasta una altura efectiva de 75 metros (ángulo mínimo de 45°).

En cuanto al transporte de estos equipos desde el banco al muelle Hanga Pico, se realizaría por medio de Barcaza de la empresa SASIPA que tiene una capacidad de 15 toneladas.

En el cuadro de la figura n°4 se muestra el esquema del sistema del sistema eólico que se pretende adaptar al sistema actual.

CAPITULO 9: EVALUACIÓN ECONÓMICA

9.1 FUNDAMENTOS ECONOMICOS PARA LA EXPLOTACIÓN EÓLICA

La economía de explotación de máquinas eólicas difiere de las máquinas motrices convencionales (térmicas, hidráulicas), fundamentalmente debido a los siguientes factores:

a) La naturaleza propia de la fuente de energía primaria, inagotable pero de carácter aleatorio e incontrolable. Además, su concentración es baja y no es almacenable directamente.

b) La energía eólica se encuentra disponible cerca de la superficie de la f tierra, en caudales dependientes de variables como la temperatura, presión, cota, tiempo, etc.

c) La producción de una máquina convencional está sujeta a decisiones de operación, las cuales generalmente parten de la base de contar con la energía primaria almacenada, lo que permite ajustar la producción de energía a conveniencia. Para una máquina eólica, sin embargo, la potencia disponible no está sujeta a previsión ni decisión alguna.

No obstante, pueden realizarse proyecciones del valor medio que tendrá la potencia dentro de un período de tiempo, ya que por lo general, el

comportamiento del régimen de vientos en un lugar determinado, no presenta variaciones significativas de año en año.

Debido a estos factores, los parámetros económicos que caracterizan o presentan el funcionamiento de las máquinas eólicas, se presentan con valores relativos diferentes a los de una máquina convencional.

9.2 ESTUDIO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LAS PLANTAS EÓLICAS

El tamaño de la máquina condiciona fuertemente los problemas técnicos. En el caso de las grandes plantas eólicas, el objetivo principal es conseguir unidades tan grande como sea posible, con el fin de reducir los costos por kW obtenido, pero las grandes máquinas presentan problemas estructurales que sólo los puede resolver la industria aeronáutica. Para las pequeñas aeroturbinas, el problema es diferente; el objetivo técnico principal es la reducción de su mantenimiento, ya que su aplicación suele estar dirigida a usos en zonas aisladas.

Se observa pues, que el criterio de elección del tamaño de la máquina eólica es su costo, aunque hay que contemplar asimismo su aplicación. Así, si se desea producir energía eléctrica para distribuir a la red, es lógico diseñar una planta eólica mediana o grande, mientras que si se trata de utilizar esta energía de forma aislada, será más adecuado la construcción de máquina más pequeña o utilizar máquina de tamaño mediano como es el caso del presente estudio de proyecto.

Finalmente, el tamaño de la planta eólica determina el nivel de producción, y por tanto, influye en los costos de instalación (costo por kW) y el costo de la energía (costo por kWh).

En las plantas de mediano tamaño el costo de la instalación presenta economía de escala: hasta ciertos límites tecnológicos, cuanto mayor sea la instalación, menor será su costo por kW. Sin embargo, el costo de la energía depende de diferentes

factores variables y de aplicación, lugares aislados donde el costo de la energía de la red es muy superior al costo en los grandes centros de consumo, las plantas de mediano tamaño se justifica plenamente.

En la determinación de la rentabilidad de una planta eólica deben tenerse en cuenta una serie de factores:

El costo unitario de la potencia instalada puede ser mayor que el aceptable para una máquina convencional, ya que va compensado por la anulación del combustible consumido.

Estos equipos, a diferencia de los generadores convencionales, tienen la particularidad de que la energía obtenida se paga por el costo inicial del equipo y no por el gasto en insumos, luego el período de amortización para la inversión inicial, resulta ser una variable fundamental en la evaluación económica.

La vida útil, por lo general en este tipo de máquinas se encuentra en un rango que va de los 15 a los 25 años.

La rentabilidad económica de un proyecto de utilización de energía eólica, debe ser evaluada en una perspectiva de largo plazo, constatando inversión inicial, costos y gastos con el ahorro potencial en la utilización de otras fuentes de energía.

9.3 PRINCIPALES COMPONENTES DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE UNA PLANTA EOLICA

9.3.1 Aerogenerador y Torre

El costo de aerogeneradores eléctricos, al igual que el de las máquinas motrices convencionales, presenta un efecto a escala, es decir a mayor tamaño de planta,

menor será el costo promedio de producción (tendencia a la utilización de unidades grandes).

Estimaciones realizadas en base a catálogos e información de aerogeneradores modernos, permiten establecer que el costo por [kW] de potencia instalada, fluctúa alrededor de los US\$900 [3] [17].

9.3.2 Costos de Internación y Transporte de Equipos

Para obtener una estimación de los valores de los equipos puestos en bodega, se tomaron en cuenta los siguientes factores vigentes actualmente:

Derechos Ad valorem (11%).

Tasa de Verificación de Aforo (0,9%).

Impuesto a las ventas y servicios (18%).

Sin embargo existen franquicias aduaneras para la importación de ciertos bienes de capital, entre los cuales se encuentran los grupos generadores cuya capacidad sea superior a los 50 [kVA].

Estas franquicias (Decreto Ley 1226/75), consisten en diferir los pagos de derechos de internación, ya que los aerogeneradores se pueden acoger a esta franquicia, el costo de capital del proyecto experimentaría una disminución significativa [17].

9.3.3 Obras Civiles

Las labores consideradas son las siguientes:

Preparación del lugar: Costo estimado 2,20 [US\$/m²].

Despeje del terreno: Costo estimado 1,20 [US\$/m²].

Excavaciones: Costo estimado 1,44 [US\$/m³].

Fundaciones: Una fundación típica para una unidad con potencia del orden de los 150 [KW], consiste en un relleno de concreto reforzado de aproximadamente 2 [m] de profundidad por 8 [m] de diámetro. El costo estimado 240 [US\$/m³].

Construcción de conductos: Se estima en 5 [US\$/m].

Erección y posicionamiento de la torre: Arriendo de maquinaria. Costo estimado 100 [US\$/h].

Ensamblaje de partes y piezas (generador, cúpula, rotor, etc.) Costo estimado 10 [US\$/kW].

9.3.4 Interconexión a la Red Eléctrica

Las principales tareas de tipo eléctrico, estén relacionadas con la interconexión de la planta eólica y la red a la cual se entregará la energía generada.

El costo de inversión de la línea de transmisión aérea, entre el cerro Puna Pau y el punto de interconexión (2,0 [Km]) es de US\$ 14.903 (IVA incluido) [16].

El costo de inversión de la Subestación Tipo Patio (Transformador 500 kVA 6600V/400-231V, 3Φ marca RHONA) es de US\$ 22.170 [16].

Las consideraciones generales son las siguientes:

Los aerogeneradores cuentan, como equipamiento estándar, una unidad switchgear. Por lo que cuentan con sistema de protecciones de eventuales anomalías en el sistema (sobretensiones, sobrecorrientes, etc.).

La generación se hará en 380-400 [V].

La Transmisión se hará en 6,6 [kV].

El sistema de conversión, esta equipada con protecciones adicionales en alta como en baja tensión, las cuales protegerá al transformador y al sistema eólico

La eventual instalación será llevada a cabo en el cerro de Puna Pau.

Los costos de interconexión, están dados principalmente por la distancia existente entre la planta eólica y la actual red de energía eléctrica.

Los costos estimados para tendido aéreo, incluyendo subestación, postación, conductores y mano de obra, son 18,53 [US\$/mt].

9.3.5 Asesoría y Consultoría

Los costos de asesoría, consultoría e imprevistos, fueran estimadas en un 10% de costa de los equipos de la planta eólica.

9.3.6 Costos Recurrentes

a) Operación y Mantenimiento

Los aerogeneradores modernos son construidos bajo la premisa de un requerimiento de mantención mínima, lo cual se traduce en la consideración de aspectos, tales como:

- Utilización de materiales de alta tecnología en la construcción de elementos críticos.
- Eliminación de contactos rozantes y escobillas tanto en generadores sincrónicos como de inducción.

Por otra parte, la ubicación remota de estos equipos ha forzado aún más su diseño a un mínimo requerimiento de mantención, lo cual, se traduce en una alta confiabilidad en el funcionamiento. El plan de mantención considerado en este estudio contempla

- Revisión mensual de los circuitos de control y potencia.
- Lubricación y engrase periódico de piezas y accesorios móviles.

- Mantenimiento de stock de repuestos más críticos (Transductores Switchboards, Rodamientos, etc.).

b) Seguro.

c) Pago de intereses y amortización.

d) Otros.

9.4 BENEFICIOS GENERADOS POR EL PROYECTO

Principales beneficios generados por el proyecto:

Ahorro por menor consumo de combustible en la generación eléctrica.
Ahorro por menor frecuencia en viajes para abastecimiento de combustible en la Isla.
Ahorro por costos financieros asociados con el almacenamiento de combustible.

La cuantificación de los puntos expuestos anteriormente se muestra a continuación

a) Ahorro por Menor Consumo de Combustible.

Este ahorro proviene del reemplazo de la fuente primaria de energía ocupada actualmente por energía eólica. La energía generada anualmente por la planta eólica dada por la relación:

$$E = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^6 T * P_j(V) * f_j(V) \quad (9-1)$$

Donde:

- E = Energía generada anualmente.
- T = Número de horas/mes (760).
- $F_j(v)$ = Distribución estadística de velocidad.
- $P_j(v)$ = Potencia entregada por el aerogenerador.

Luego el ahorro estimado anual estará dado por:

$$Ahorro := E * C_c * \eta_c \quad (9-2)$$

Donde:

- E = Energía generada anualmente.
- C_c = Costo del petróleo.
- η_c = Rendimiento de la central Mataveri.

b) Ahorro por Menor Frecuencia en Viajes de Abastecimiento de Combustible en la Isla.

El reemplazo del combustible usado tradicionalmente en la generación de electricidad en las Isla, por energía eólica, permitiría reducir la frecuencia de los embarques y por consiguiente los costos de transporte marítimo y de recepción.

Los costos de transporte marítimo en 1998 fueron de US\$109924, de los cuales US\$99242 fueron debido a los viajes mismos y US\$10630, al derecho de uso del barco. De esta manera, se tiene un costo por viaje de US\$54962.

La periodicidad de los embarques sólo afecta en los costos de recepción en lo que se refiere al uso de buzos para la conexión y desconexión del barco, con lo cual el ahorro proveniente de la disminución en la periodicidad de los embarques sería de US\$1049.

c) Costos Financieros.

La sustitución de combustible Diesel utilizado en la generación por energía eólica tendría dos efectos sobre los costos financieros:

La disminución del consumo Diesel implica también una disminución en el inventario de éste.

La disminución de la frecuencia de los viajes hace aumentar el inventario medio de combustibles.

9.5 RESUMEN DE ANTECEDENTES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

TABLA 9-1 Resumen de Antecedentes de la Evaluación Económica

Tasa de descuento	10%
Inversión inicial	US\$ 836.304
Energía eólica anual	1809 MWh
Ahorro anual	US\$ 154.112
Precio del petróleo Diesel	
Precio CIF Concón	185 US\$/m ³
Rendimiento	0.29 lts/kWh
Valor del kWh Diesel	0.061 US\$/kWh
Valor del kWh eólico	0.013 US\$/kWh

a) Costos de adquisición, internación y transporte (aerogeneradores):

ExFab.: 384.750US\$

Derecho ad valorem (11%): 42.323 US\$

Tasa verificación aforo (0,9%): 3.463 US\$

Impuesto venta servicio (18%): 69.255 US\$

Valor Bruto: 499.791 US\$

CMD (incluido transporte): 549.770 US\$

b) Costos de instalación de los aerogeneradores:

Preparación del terreno: 2,20 US\$/m²

Despeje del terreno: 1,20 US\$/m²

Excavación: 1,44 US\$/m³

Fundaciones: 240 US\$/m³

Arriendo de Maquinarias: 100 US\$/hr.

Flete grúa: 600 US\$.

c) Costos de equipos eléctricos e instalación, Ref. [16]:

Acumuladores (baterías): 43.290 US\$

Cargador de batería: 2.832 US\$

Compensador Sincrónico: 49.790 US\$

Sala de control para acumuladores: 14.652 US\$

Subestación transformadora: 22.170 US\$

Distribución Línea aérea: 14.903 US\$

d) Costos indirectos:

Gastos de asesoría: 5%

Gastos generales: 2%

Imprevisto: 2%

Servicios varios: 1%

e) Costos recurrentes:

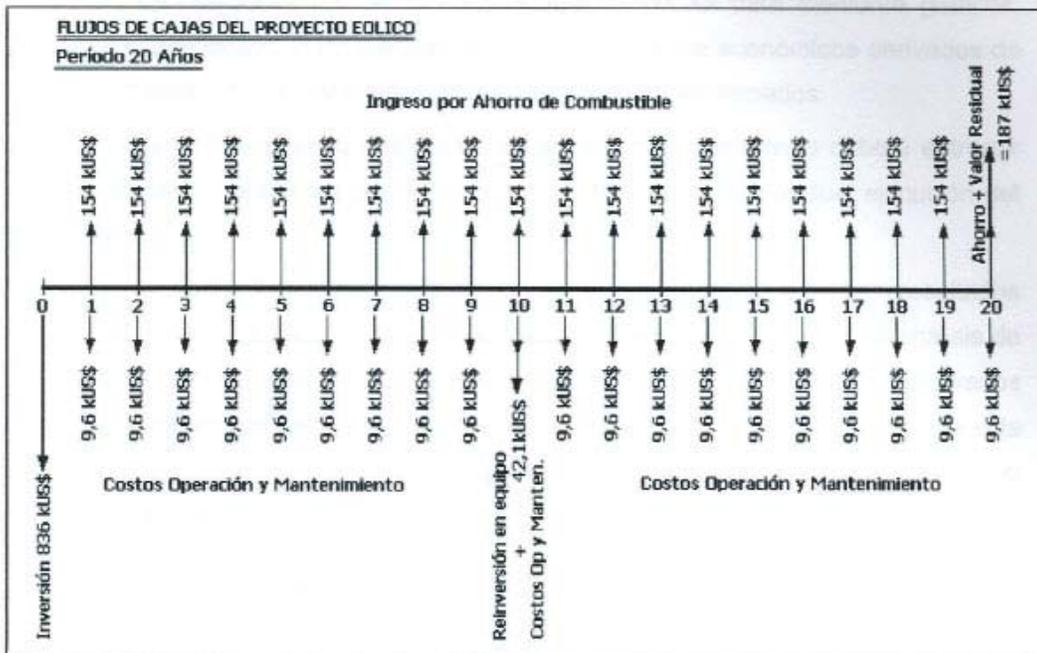
Costos de operación y mantenimiento: 0.96 US\$/kW.

Servicios varios: 1%.

Los costos de operación y mantención estimados son US\$ 0,96 anuales por kW instaladas, lo que calculada al tamaño de la planta eólica, se obtuvieron un costo estimativa anual de US\$432.

El flujo de caja para inversión en el proyecto eólico evaluado en el periodo de 20 años, se detalla en la figura 9-1.

Figura 9-1 Diagrama de Flujo de Caja del proyecto, durante 20 años



9.6 ANÁLISIS DE INDICADORES ECONÓMICO FINANCIEROS

El análisis de factibilidad económica del proyecto se basará en la determinación y el estudio de los indicadores económico financieros Valor Actualizado Neto (VAN) y tasa Interna de Retorno (TIR) [8] de los ahorros netos generados por el proyecto. Estos ahorros netos serán contrastados con la inversión inicial demandada por el proyecto y el valor actualizado de los costos anuales de operación y mantenimiento.

Los parámetros considerados más relevantes en la evaluación del proyecto son:

- Tasa de descuento.
- Potencia instalada.
- Precio del petróleo.

La evaluación de las diferentes alternativas se hará mediante gráficos, permitiendo observar los efectos sobre los indicadores económicos derivados de los distintos valores adoptados por los parámetros mencionados.

La comparación y evaluación de los distintos escenarios deberá entregar las directrices sobre las cuales se deberá desenvolver la eventual ejecución del proyecto.

La sensibilización permite determinar qué tan sensitivos son los resultados finales a cambios introducidos en los valores de los estimativos. En el análisis de sensibilidad se examinó tomando en cuenta los parámetros considerados anteriormente, es decir, las variaciones de tasa de descuento, periodo de vida útil, inversión en potencia instalada y variaciones porcentuales del 10% en el precio del petróleo.

Los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidades, se aprecian en las siguientes figuras.

Figura 9-2 Sensibilidad del VAN en función de la tasa de descuento

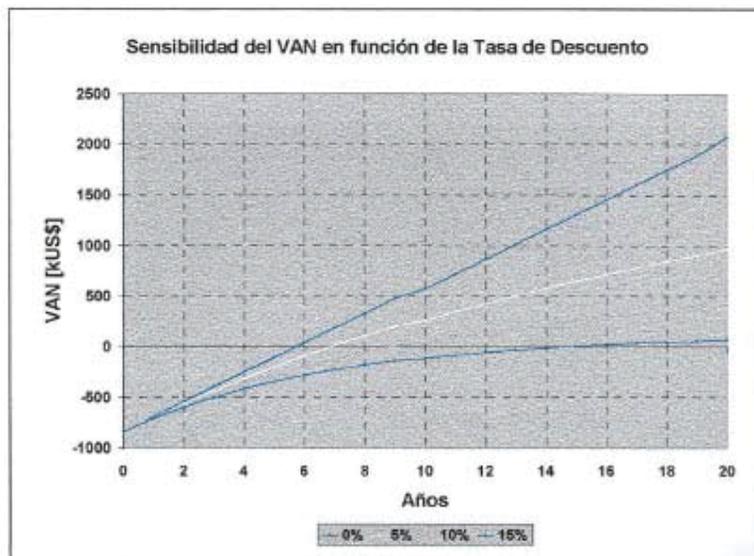


Figura 9-3 Sensibilidad del VAN en función del precio del petróleo

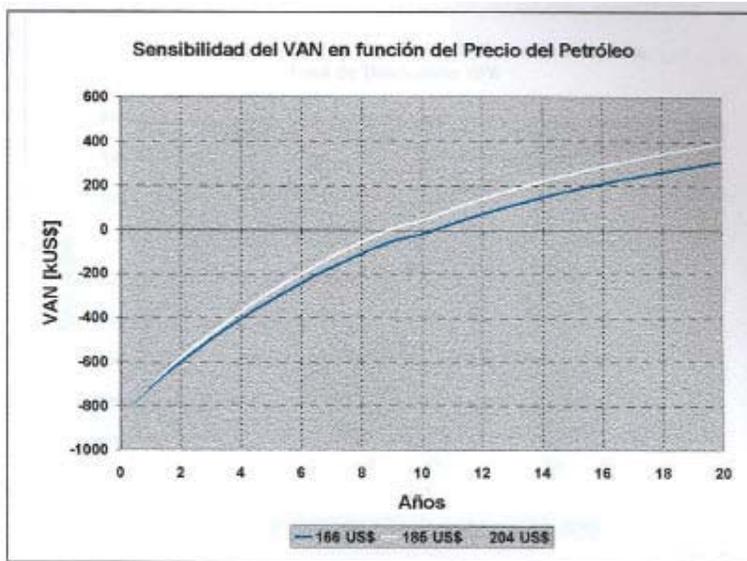


Figura 9-4 Sensibilidades del VAN en función de la potencia instaladas, con tasa de descuento 10%

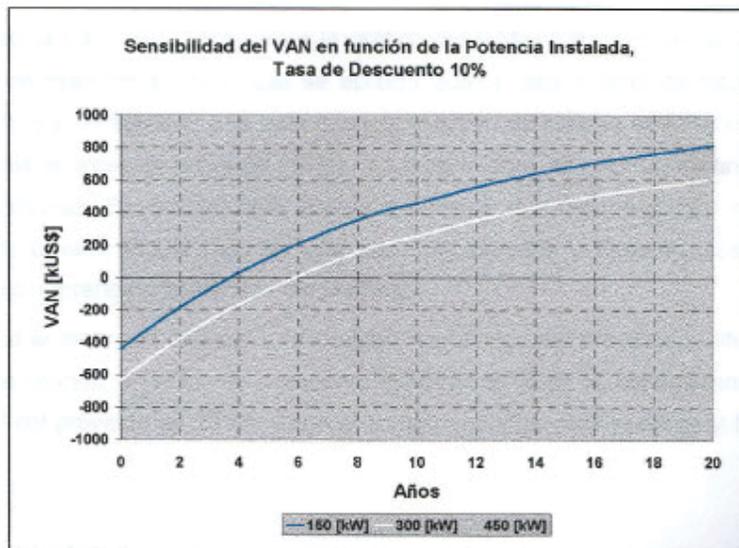
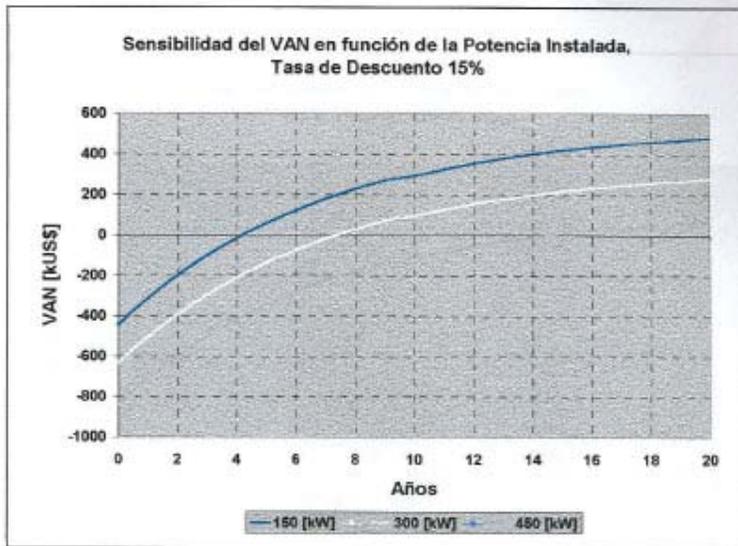


Figura 9-5 Sensibilidad del VAN en función de la potencia instaladas (15%)

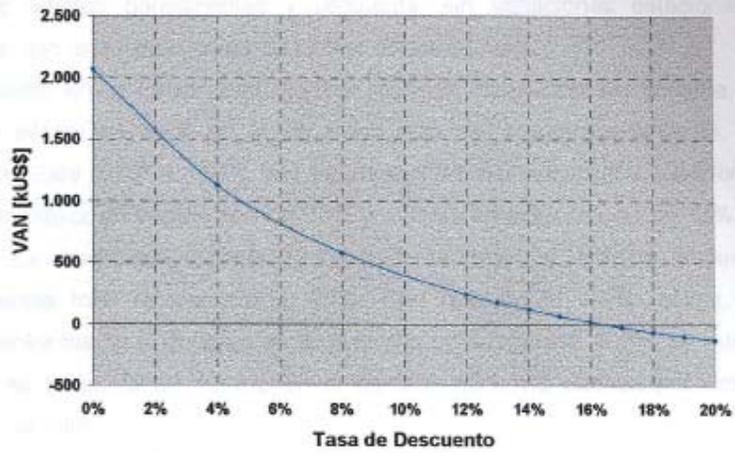


En la figura 9-6, se muestra la gráfica del VAN en función de la tasa de interés de descuento, en el cual se aprecia que la tasa interna de retorno es 16,453% que es superior a la tasa mínima atractivo de retorno establecido para el análisis el presente proyecto (10%). La tasa interna de retorno, es un índice de rentabilidad. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el Valor presente o valor actual neto de una serie de ingresos y desembolsos en el período comprendido como vida del proyecto.

Lo anterior, se deduce la factibilidad económica del proyecto a diferentes tasas de riesgos, en tasas de descuento menores al 16,45%, considerando una vida útil del proyecto de 20 años con el correspondiente valor residual al final de ésta.

Figura 9-6 Gráfica del VAN en función de la tasa de descuento

Van en función de la Tasa de Descuento,
en el Periodo de 20 años



CONCLUSIONES

Isla de Pascua, tiene características meteorológicas, en general, de régimen de vientos permanentes y regulares, sin variaciones estacionales importantes, con una media anual del orden de los 8 [m/s].

El viento en el sector seleccionado para la instalación del sistema de generación eólica, es decir en el de Puna Pau es, predominantemente, de dirección del Este (070° a 100°), con frecuencia de incidencia total superior al 28%, siendo mayor en verano con un 37% y mínima en invierno con un 17% de ocurrencia. Es importante, también destacar el viento procedente del Sudeste, cuya incidencia total es cercana al 24%. Con relación al viento calma, su incidencia entre las 12 y 18 horas en todo el año no sobrepasa al 2%, su mayor, frecuencia se presenta en verano en el período nocturno con un porcentaje aproximado al 13%.

La intensidad de viento más frecuentemente observada, se concentra en el rango de 10 a 12 nudos durante las cuatro estaciones del año, siendo mayor frecuencia en primavera, con un valor cercano al 25%. Con relación a los vientos mayores, estos se presentan con más incidencia en invierno.

Utilizando un umbral de intensidad de viento de 12 nudos, se encuentra que por las noches de verano, un 28% del tiempo se dispone de vientos iguales o superiores a ese valor, frecuencia que aumenta a un 69% en el día. El mismo umbral se encuentra que ocurre un 43% en el periodo nocturno en invierno y un 72% de los casos en el día.

En la distribución temporal de la Densidad de Potencia Eólica (DPE), en el transcurso del año, se observó que entre las 12 y 18 horas se concentran los máximos valores en los meses de invierno y primavera. De los mayores valores encontrados, el valor más alto diurno supera en más de dieciocho veces al mínimo obtenido durante la noche.

En relación al comportamiento diario, las condiciones eólicas permiten la generación, en promedio, de una cantidad significativa de energía durante 20 horas diarias, sin considerar las restricciones propias del Aerogenerador a instalar.

De acuerdo a lo anteriormente destacado y a los resultados obtenidos de la prospección preliminar del viento, es factible el funcionamiento de Aerogeneradores, porque el recurso viento está disponible en gran parte del año y su intensidad está dentro de los rangos requeridos.

Se puede señalar que los valores de Densidad Potencial Eólica determinados indican que existe la factibilidad de explotación del potencial eólico, especialmente en el periodo diurno durante todo el año.

Considerando todos los puntos, anteriormente expuestos, se concluye que la perspectiva de explotación de la energía eólica en Puna Pau, es posible de realizar.

De acuerdo al análisis de los antecedentes mencionados en la parte de ingeniería del proyecto, se desprende que la instalación de una planta eólica en la Isla de Pascua no presenta inconvenientes serios de tipo técnico.

La evaluación del proyecto, se observa un pronóstico favorable respecto a la rentabilidad de la construcción de ésta, principalmente por las siguientes razones

<p>Régimen de vientos favorables para la instalación de máquinas eólicas.</p> <p>Alto costo de [kWh] generado actualmente en la Isla.</p> <p>Gran cantidad de costos asociados a la generación tales como almacenamiento, transporte, etc.</p>
--

La planta eólica, estaría compuesta por tres aerogeneradores de 150 [kW] cada uno, rotor de 24 [m] de diámetro y velocidad nominal del viento de 13 [m/s].

La instalación de dos o más máquinas, permite reducir la frecuencia en los embarques de petróleo a la Isla, lo cual produce un significativo aumento en el ahorro y por consiguiente en el VAN del proyecto.

El sistema de generación en la Isla sería un sistema combinado diesel -eólico, y tanto la central diesel como la eólica podrán operar en forma independiente, esto impone contar con precisos sistemas de regulación de velocidad y un sistema automático de conexión de cargas según prioridades.

Con el sistema mencionado anteriormente se generaría a partir de la energía eólica el 64% de los requerimientos energéticos de la Isla.

La planta eólica estaría instalada en el sector de Puna Pau por su buen régimen de vientos y su proximidad con la red de energía eléctrica.

La generación anual se calculó en 1809 [MWh], siendo el consumo de la isla del orden de 2800 [MWh] promediando los últimos tres años.

La inversión necesaria para la instalación y puesta en funcionamiento de la planta eólica es del orden de US\$ 836000.

Durante los 20 años estimados como vida útil de este tipo de equipos, se generaría un ahorro en energía por US\$ 154112 anuales, descontando gastos de mantención y reparación, lo cual se traduce en un ahorro anual de US\$144514.

El costo de la generación sería de 0,013 [US\$/kWh], siendo el costo actual de 0,061 [US\$/kWh].

El aprovechamiento de la energía eólica generada, de acuerdo al actual régimen diario de consumo, sería de un 100%. Los excesos de generación eólica si la hubiese, se podrían destinar a la producción de hidrógeno mediante la hidrólisis del agua durante las horas de bajo consumo. Este hidrógeno podría ocuparse principalmente en el reemplazo, al menos parcialmente, del gas licuado utilizado actualmente para cocinar, calentar agua, etc.

Se analizó la factibilidad económica del proyecto a diferentes tasas de riego, resultando rentable a tasas de descuento menores que 16,45% que es la TIR del proyecto, considerando una vida útil del proyecto de 20 años y que los equipos tengan valor residual al final de US\$3314.

La rentabilidad, en las condiciones mencionadas anteriormente, es superior al 100%.

Es importante señalar que el costo de inversión de un equipo eólico sincrónico es mayor que uno asincrónico, pero se obtienen beneficios adicionales por el menor consumo de lubricantes y repuestos de los grupos diesel existentes, debido a que éstos dejarían de operar algunas horas del día.

Para el precio del petróleo, factor más relevante en los actuales costos de generación, se realizó una sensibilización, evaluando el proyecto considerando aumento y disminución del 10% en el precio de éste, observándose que aún cuando el precio del petróleo disminuya en un 10% el proyecto resulta rentable, evaluando a una tasa de descuento de 10% y 20 años de vida útil.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Cortés, G., Aprovechamiento de Energía eólica para Dotar de Energía Eléctrica a Poblado Rural, Memoria UCV, Facultad Ingeniería Eléctrica, 1986.
- [2] Mejías, R. Análisis Preliminar del Potencial de Energía Eólica en Isla de Pascua. EIA C. Escuela Técnica Aeronáutica de Chile, 1994.
- [3] Savoia, Savoia Wind Systems, correspondencia, EEUU, 1999. INTERNET, Documentos llegado vía
- [4] EPRI Journal, The Vision of Distributed Generation INTERNET, April/May 1993.
- [5] EPRI Journal, On-site Utility Applications for Photovoltaics, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Informe II *Eh 0/14/2928/01 /F*, Mayo, 1991.
- [6] Revistas, El Desafío de la Electrificación Rural ELECTRICIDAD INTERAMERICANA, Agosto, 1997

[7] Revistas, Energía Eólica: ¿Es Alternativa para Chile? ELECTRICIDAD INTERAMERICANA, Nov,1996

[8] Thuesen, H., Ingeniería Económica,

[9] Golding, E. W. SPON Ed., London, Primera Edición PHH SA. 1986. The Generation of Electricity by Wind Power, 1978 E.& F.N.

[10] SASIPA LTDA., Información Entregada por SASIPA de Isla de Pascua, Documentos 1989-1999,1999

[11] Ramírez, .J, Ministerio de Educación,

[12] Hernandez, F., Cultura Rapa Nui, Departamento de Extensión Cultural del Edición 1988 Factibilidad Técnico Económico de Instalar Equipos de Generación Eólico-Diesel en las Huichas, Tesis Universidad de Chile, 1992

[13] King dr.), J. La Evaluación de Proyectos de Desarrollo Económico, Publicado Para el Banco Mundial por Editorial Tecnos, 1970

[14] Carter, L. W., Técnicas para la Elaboración de los Estudios de Impacto Manual de Evaluación de Impacto Ambiental, 20 Edición Mc GrawHill, 1997

[15) Palma, M. y Cobo, P., Ley N⁰ 19300 Sobre Roles Generales del Medio Ambiente Editorial Jurídica Conosur LTDA., 1997

[16) Cruz, D., Análisis y Evaluación del Almacenamiento y Suministro de un sistema con Generación Eólica para Generar a la Provincia de Isla de Pascua, Memoria Universitaria, UCV, 2000

[17] Internet., Direcciones de la Red Internet:

www.savoia.com

www.made.com

www.vestas.com

www.windpower.com

www.gomera.com

www.fvet.uba.ar/exconder/cyt

www.savoipower.com

www.benkel.cl

www.bonus.dk/uk/profil

www.rotor.fb12.tn-berlin.de

www.cabtfe.es/iter/construction

www.lm.dk/spansk/infoshop

www.solartronic.com/users

www.axp16.iie.org.mx/Fnoc/Quefnce1-7

www.rapanui/cultura

www.eisterisland.cl

w.vweolia.com

www.aerorotor.com

www.AEG.com

www.Siemens.com

www.Ecotecnia.com

www.wind.energy.com

www.unelco/IDAE/consejeri

www.cistia.es

www.GM/energy

APENDICES

APENDICE A: EVALUACION DEL POTENCIAL EOLICO

A.1 EVALUACION EOLICA

Los resultados de una prospección deben ser, obviamente, evaluados a fin de obtener de ellos la información que se requiere para la utilización de la energía.

Esta evaluación puede ser realizada completamente a mano y con métodos simples o bien empleando técnicas modernas y procedimientos estadísticos más elaborados. Estos últimos permiten obtener conclusiones más eficientes y rápidas; además, al facilitar la extrapolación de resultados de períodos cortos a largo disminuyen en forma significativa tiempo, instrumental y costos de prospección y evaluación preliminar [1].

A.1.1 METODOS DE EVALUACION

Se presentan a continuación diferentes métodos de evaluación, seleccionados entre los más confiables o que permiten ocupar diferentes técnicas.

La densidad de potencia promedio por unidad de superficie de un lugar, es:

$$D := 0.5 \rho \int_0^{V_z} f(V) * V^3 dV \quad (A-1)$$

Donde:

V: rapidez del viento.

ρ : densidad del aire (1,246 Kg./m³).

(V): distribución de frecuencias de los valores de V.

V_z : rapidez alta para lo cual, con seguridad, $(V) := 0$.

Los métodos que se explican a continuación difieren, entre otros aspectos, en la forma como evalúan esta integral. Para aplicarlos es necesario o recomendable un histograma frecuencia rapidez cuidadosamente elaborado.

a) Método de Integración Gráfica:

A partir del histograma frecuencia-rapidez, se construye el gráfico rapidez-duración V/t . Como la potencia es directamente proporcional al cubo de la rapidez, a partir de tal gráfico se puede obtener directamente el gráfico potencia-duración.

La superficie encerrada bajo esta curva representa la energía eólica que pasó por el lugar en el período total de registro. Si el gráfico se dibuja cuidadosamente en papel milimetrado, es posible determinar dicha energía total y en consecuencia la potencia promedio al dividirla por el tiempo total del registro, simplemente contando unidades de superficie o mediante el empleo de integradores gráficos. Este método proporciona resultados bastante exactos y está al alcance de cualquier operador.

b) Método de Evaluación Rápida o Tradicional:

Opera directamente con el histograma frecuencia rapidez y evalúa la densidad de potencia como una sumatoria de los valores promedio de rapidez de cada intervalo de clase del histograma, ponderados con su frecuencia relativa de ocurrencia. El valor promedio de rapidez para cada intervalo se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{V}_j = \sqrt[3]{\frac{V_j^3 + V_{j'}^3}{2}} \quad (A-2)$$

Donde:

\bar{V}_j : rapidez promedio del intervalo clase j.

V_f : rapidez final del intervalo.

La densidad de potencia estará dada por:

$$D := 0.5\rho \sum_{j=1}^n f_j V_j^3 ; \quad f_j = \frac{F_j}{T} \quad (\text{A-3})$$

Donde:

F_j : frecuencia absoluta de las densidades comprendidas en el interior j .

F_j : frecuencia relativa de las velocidades comprendidas en el interior j .

T : número total de datos.

Este método proporciona resultados optimistas; sin embargo, es valioso desde el punto de vista práctico, sobre todo para la obtención de resultados preliminares. Mientras menor sea el intervalo, mayor será la exactitud de la densidad calculada.

c) Distribución Weibull 2 Parámetros:

Este método está basado en la aplicación de distribuciones estadísticas (funciones de densidad de probabilidad), como modelo teórico para ajustarlas a curvas experimentales de distribución de frecuencias de rapidez de viento. La distribución Weibull 2 Parámetros tiene como expresión general:

$$P(V) := \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{-K} \quad (\text{A-4})$$

Donde:

K : factor de forma adimensional.

C : factor de escala con dimensión de rapidez.

V : rapidez del viento.

Al aplicar esta distribución a la expresión (**), se obtiene para la densidad de potencia:

$$D := 0.5KC^{-K} \rho \int_0^{V_T} \text{Exp}(-VC)^K V^{K+2} dV \quad (\text{A-5})$$

Esta integral se puede evaluar fácilmente con algún método de integración numérico, si K y O son conocidos.

Para el cálculo de los parámetros K y C se explicarán dos de los métodos que existen. Estos tienen, además, la ventaja de utilizar los datos experimentales para obtenerlos.

i) Máxima Verosimilitud:

Consiste en encontrar los valores de K y C para los cuales la probabilidad de obtener un grupo dado de datos es máxima. La función verosimilitud está definida por:

$$L := \prod_{i=1}^n P(V_i) \quad (\text{A-6})$$

El máximo se obtiene de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial K} (\text{Im } L) = \frac{1}{L} \frac{\partial L}{\partial K} = \frac{\partial}{\partial K} \sum_{i=1}^n \text{Im } p(V_i) = 0 \quad (\text{A-7})$$

$$\frac{\partial}{\partial C} (\text{Im } L) = \frac{1}{L} \frac{\partial L}{\partial C} = \frac{\partial}{\partial C} \sum_{i=1}^n \text{Im } p(V_i) = 0 \quad (\text{A-8})$$

Resultando:

$$C := \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{Vi}{C} \right)^{K-1} Vi = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Vi^K \right)^{\frac{1}{K}} \quad (\text{A-9})$$

De las ecuaciones de máxima verosimilitud se obtiene una expresión en función de K.

$$\left(\sum_{i=1}^n Vi^K \operatorname{Im} Vi \right) \left(\sum_{i=1}^n Vi^K \right)^{-1} - \frac{1}{K} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \operatorname{Im} Vi \quad (\text{A-10})$$

Para hacer más expedita la resolución de estas ecuaciones se puede usar programa de computación.

ii) Fórmulas Empíricas (Desviación Standard):

Justus (1970) define los parámetros de la siguiente forma:

$$K = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1,086} \quad (\text{A-11})$$

$$C = \frac{\bar{V}}{\Gamma \left[\frac{1}{K} + 1 \right]} \quad (\text{A-12})$$

Donde:

\bar{V} : velocidad media del periodo.

σ : desviación standard.

$\Gamma(x)$: función Gamma.

Observación: $\Gamma\left(\frac{1}{K}+1\right) = \frac{1}{K}\Gamma\left(\frac{1}{K}\right)$;

Para calcular el valor de V y σ se puede usar programa computacionales o también, pueden calcularse iterando a mano. La función $F(x)$ se obtiene por tablas.

La distribución de Weibull es la que da resultados más exactos, en la evaluación de potencia, de todos los métodos mencionados aquí. Esta exactitud se acrecentará si se utiliza máxima Verosimilitud para el cálculo de los parámetros K y C , pues ocupa los datos experimentales en su totalidad.

También, si se realiza una prospección registrando solo un mes de cada periodo estacional y se aplica esta metodología, se tendrá un valor para la densidad de potencia que es bastante representativa de la situación anual del lugar [1].

b) Distribución Gauss Inversa:

Es especialmente apropiada para ser aplicada a aquellas distribuciones de viento caracterizadas por la persistencia de vientos de rapidez mediana o alta. También resultan posible ajustar a ella distribuciones a las cuales se les han eliminado previamente los rangos inferiores de rapidez, que contribuyen en muy escasa medida a la densidad de potencia.

Su expresión analítica es:

$$P(V) = \left(\frac{\bar{V}}{2\pi V^3} \right)^{\frac{1}{2}} \exp. (-0.5 \phi V/\bar{V} + \phi - 0.5 \phi \bar{V}/V), \quad V > 0; \bar{V} > 0; \phi > 0.$$

$$\text{Con } \phi = (\bar{V} \bar{Y} - 1)^{-1}$$

Donde:

V : rapidez del viento.

\bar{V} : valor promedio de la rapidez del viento.

\bar{Y} : valor promedio de los valores recíprocos de la rapidez del viento.

ϕ : factor de forma.

Como se puede apreciar, el cálculo de los parámetros de esta distribución, \bar{V} y ϕ , es de gran simplicidad.

El tercer momento de esta distribución, aplicado a la expresión (**), nos entrega la densidad de potencia.

$$D := 0.5 \rho \bar{V}^3 (1 + 3\phi^{-1} + 3\phi^{-2}) \quad (\text{A-13})$$

En aquellos casos en los cuales la distribución de valores bajos de Φ , Gauss Inversa resulta útil para describir distribuciones experimentales con máximos cercanos a la posición $V=0$ y con prolongaciones largas hasta valores crecientes de 4 la rapidez. En tal caso sustituye con ventaja a Weibull 2 parámetros.

Además, esta distribución posee la denominada propiedad reproductiva para la suma, lo que permite evaluar en forma expedita la densidad de potencia cuando los únicos datos corresponden a intervalos largos (por ejemplo cada 4 horas).

APENDICE B: GRAFICAS DE DISTRIBUCION VELOCIDAD Y DENSIDAD POTENCIAL DISTRIBUCION POTENCIALMENTE GENERABLE.

GRAFICAS DE DISTRIBUCION

B.1 DISTRIBUCIÓN MENSUAL VELOCIDAD DEL VIENTO

Se entregará la distribución promedio mensual de la velocidad del viento registrado durante un período de 10 años. Los datos fueron obtenidos de acuerdo a correlaciones realizadas con respecto al centro meteorológico Mataveri Otai, con emplazamiento en Puna Pau a la altura de tres metros aproximadamente.

Tabla B-1 Tabla de Velocidades Medias obtenidas a partir de registro anuales durante 10 años

Velocidad de Viento en Puna Pau			
Mes\Velocidad [m/s]	Altura 3 mts	Factor	Altura 20 mts
Enero	5,44	1,13	6,15
Febrero	6,53	1,13	7,38
Marzo	5,42	1,13	6,12
Abril	6,37	1,13	7,20
Mayo	6,07	1,13	6,86
Junio	7,01	1,13	7,92
Julio	8,44	1,13	9,54
Agosto	7,96	1,13	8,99
Septiembre	7,33	1,13	8,28
Octubre	7,17	1,13	8,10
Noviembre	8,29	1,13	9,37
Diciembre	8,44	1,13	9,54

En la tabla de la tabla B-1, se entregan las distribuciones mensuales de vientos, promediando los datos registrados a 3 y a 20 metros de altura.

Figura B-1 Gráficas de Velocidades de Vientos en Puna Pau, a 3 metros

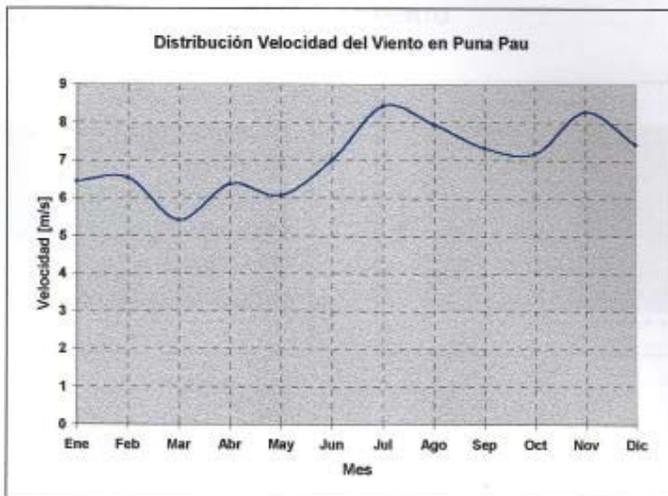
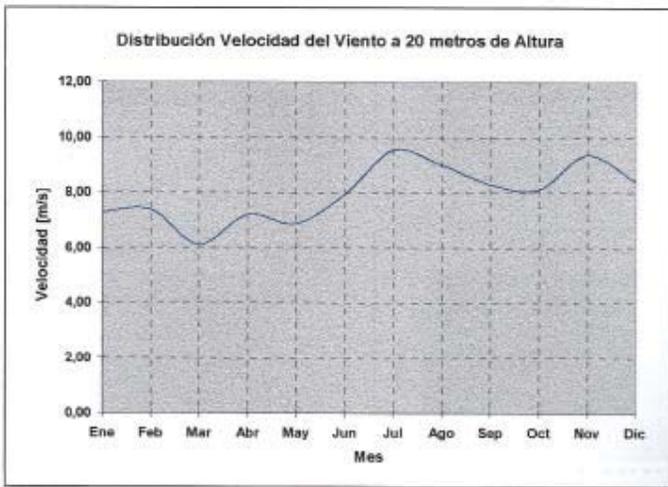
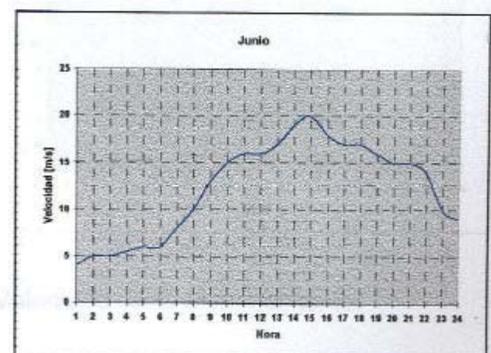
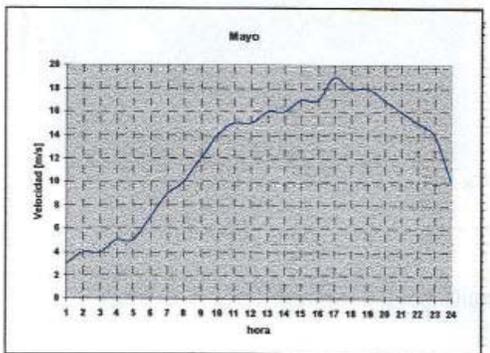
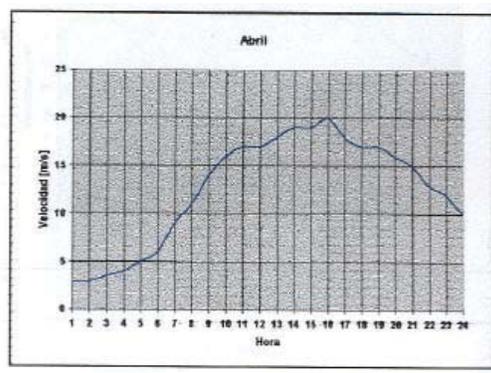
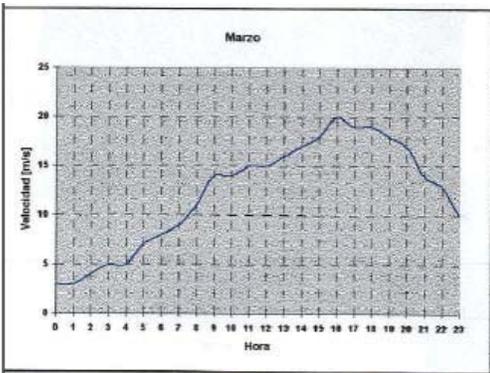
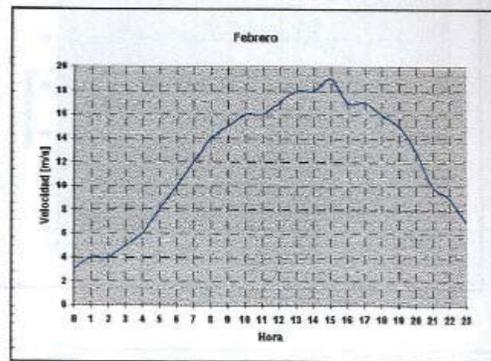
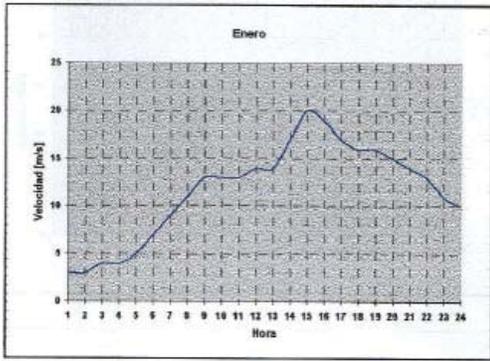


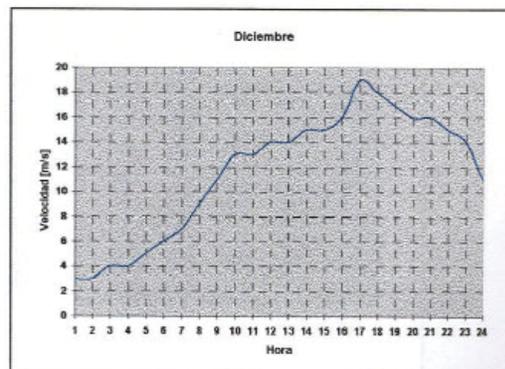
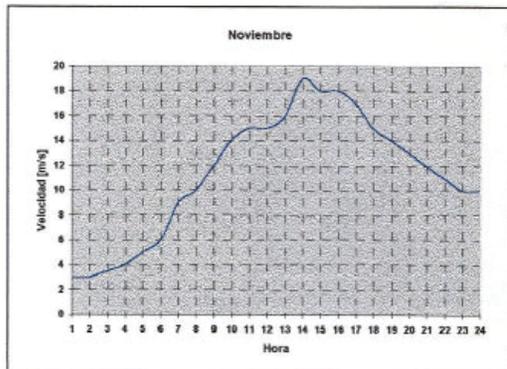
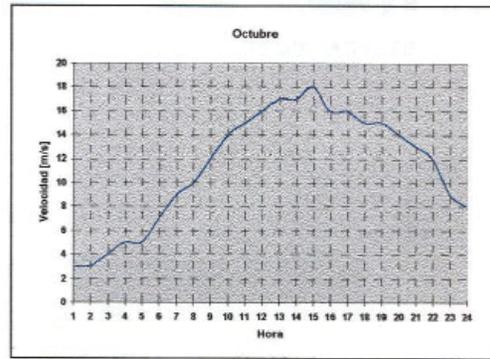
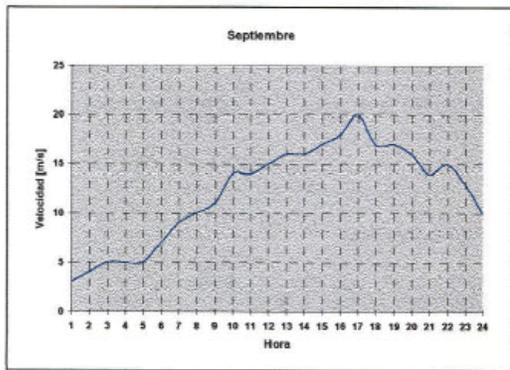
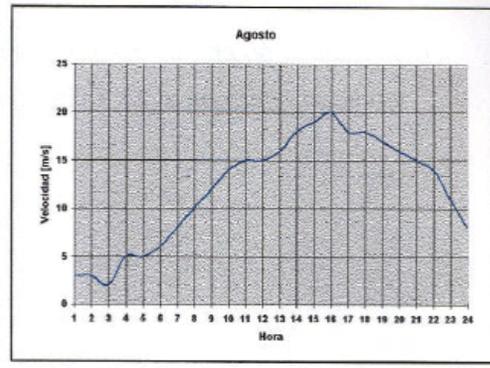
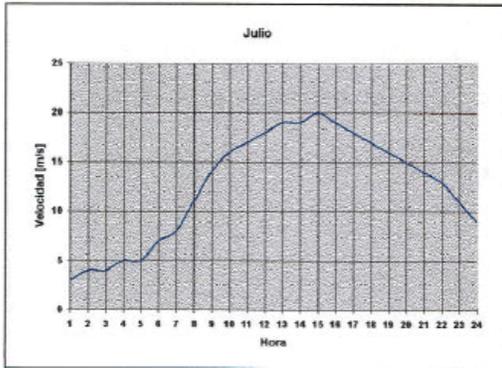
Figura B-2 Gráficas de Velocidades de Vientos en Puna Pau, a 20 metros



B.2 DISTRIBUCION VELOCIDAD MEDIA DE VIENTO

Figura B-3 Distribución Típica Diaria de Velocidad dada Mensualmente.





B.3 DENSIDAD POTENCIAL DISPONIBLE

La distribución potencialmente disponible, es determinada de acuerdo a la distribución de la velocidad de viento de la figura n^o 15 y a la ecuación dada por:

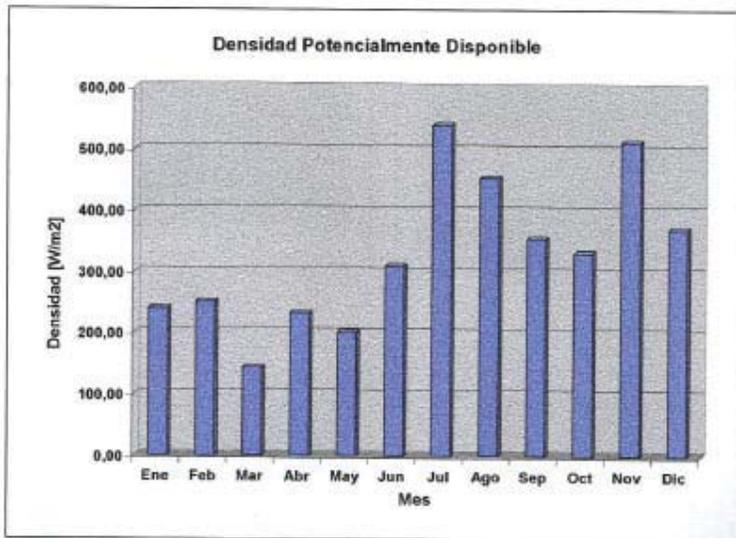
$$D = 1/2 \rho V^3 \quad (B-1)$$

Donde:

D : Densidad Potencialmente disponible [Watt/m²];
 ρ : Densidad del Aire, 1,246 [Kg/m³].

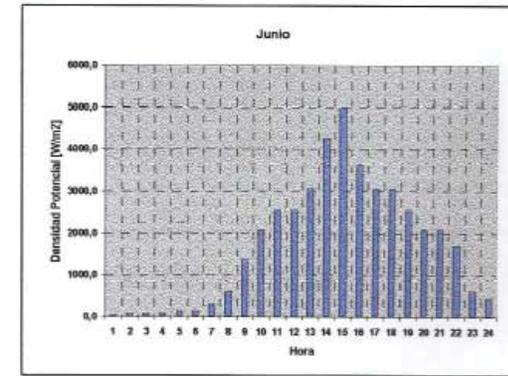
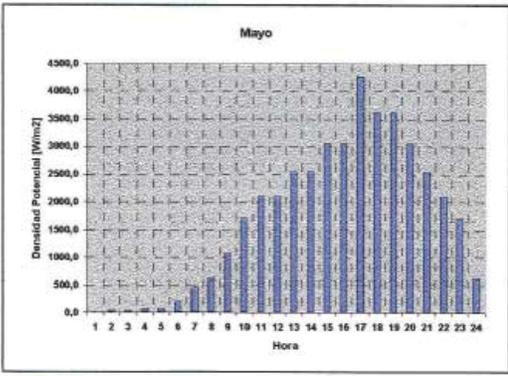
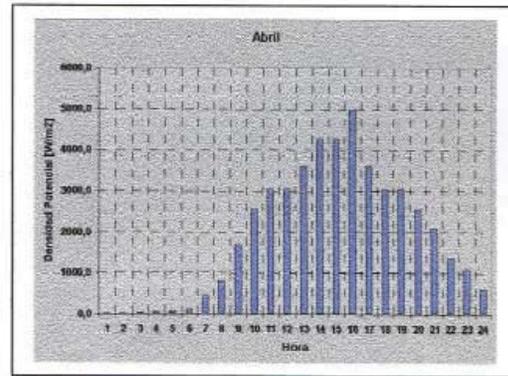
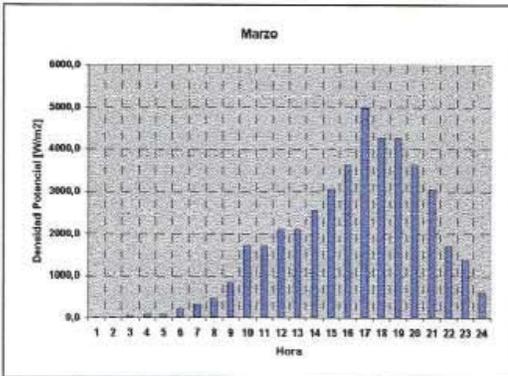
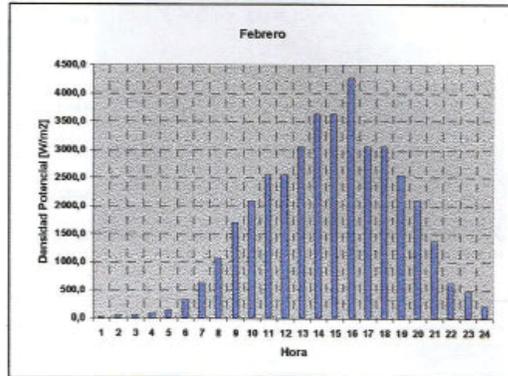
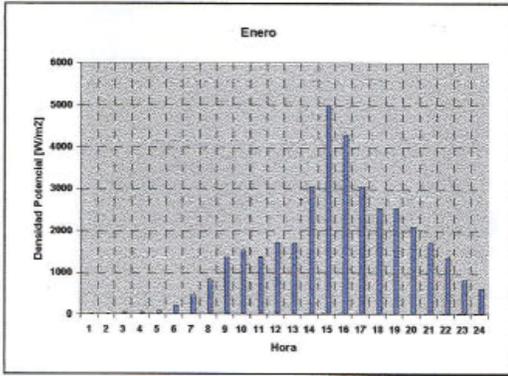
El contenido energético del viento depende de la densidad, velocidad y a la altura que se encuentre el sistema eólico. Con lo señalado anteriormente, se obtuvo la distribución, expresa en el gráfico Fig. B-4.

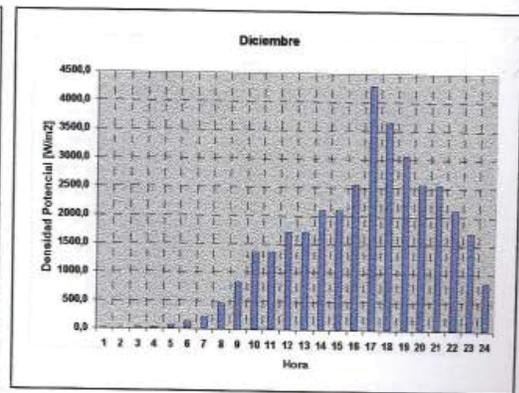
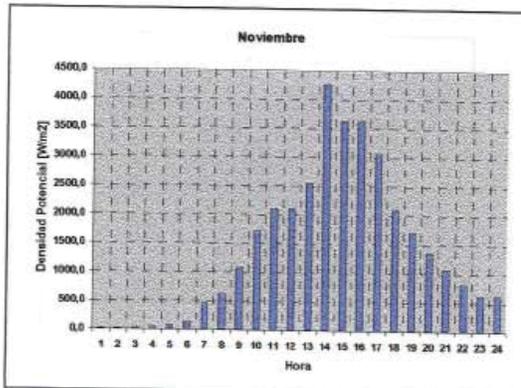
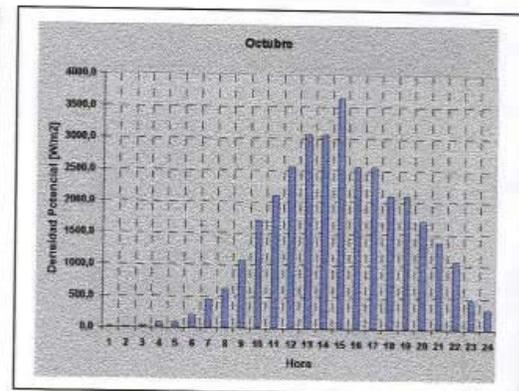
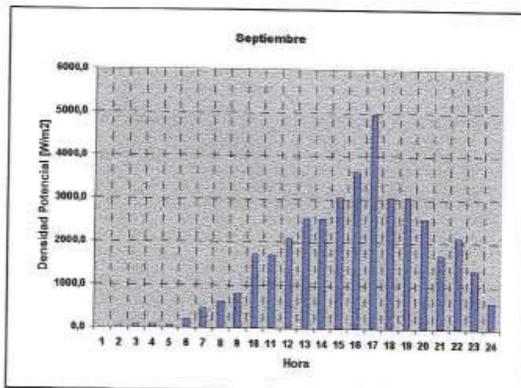
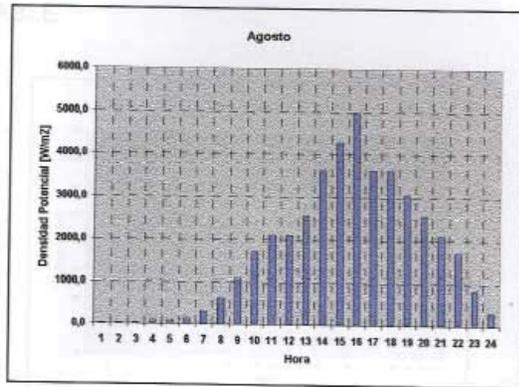
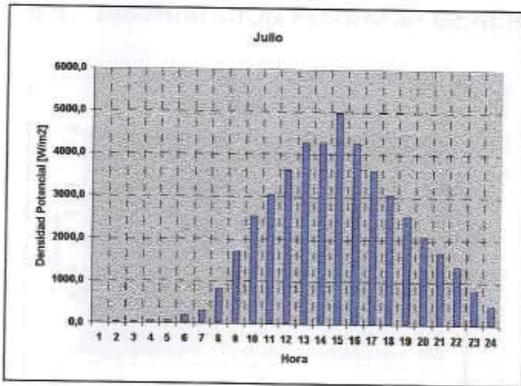
Figura B-4 Gráfica Media Mensual de Densidad Potencialmente Disponible en Puna Pau, determinada Empíricamente para 20 metros.



B.4 DISTRIBUCIÓN DENSIDAD DIARIA TÍPICA MENSUALMENTE

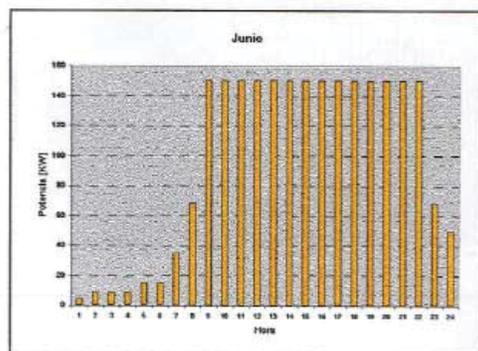
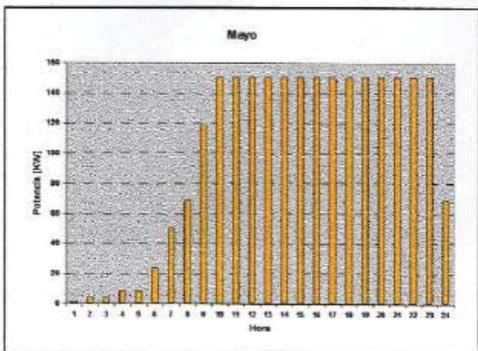
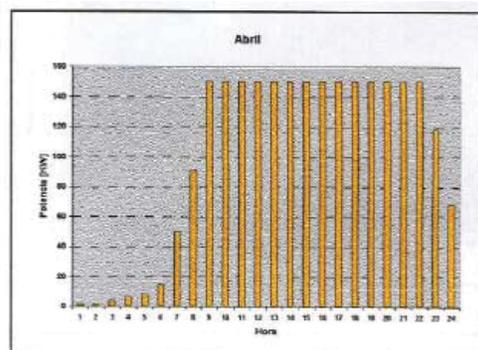
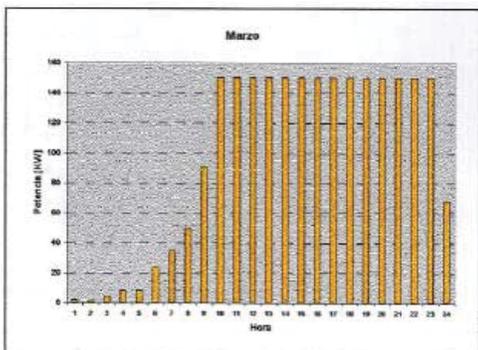
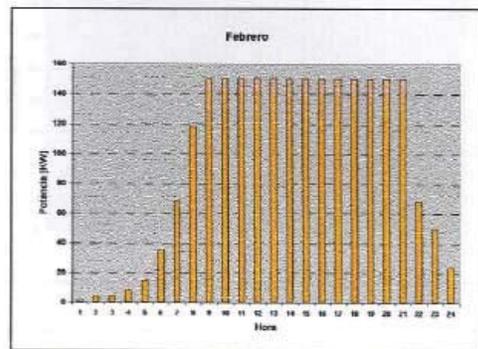
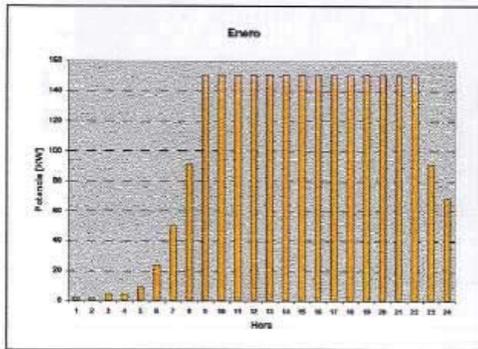
Figura B-5 Distribución Densidad diaria Típica Mensualmente

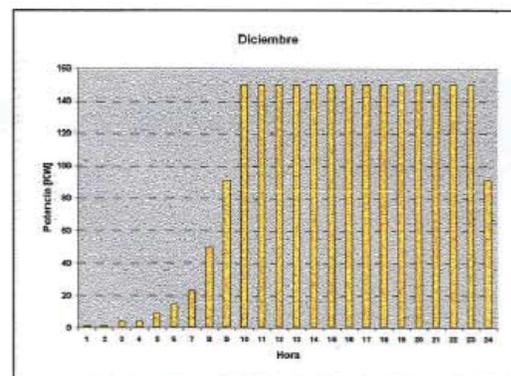
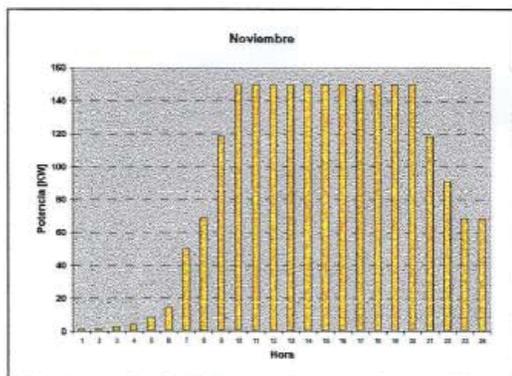
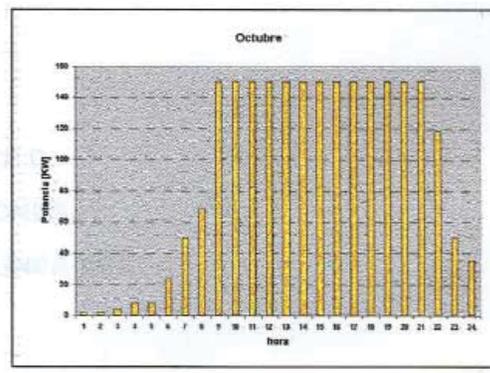
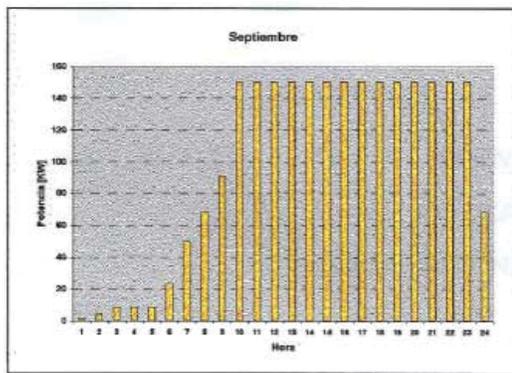
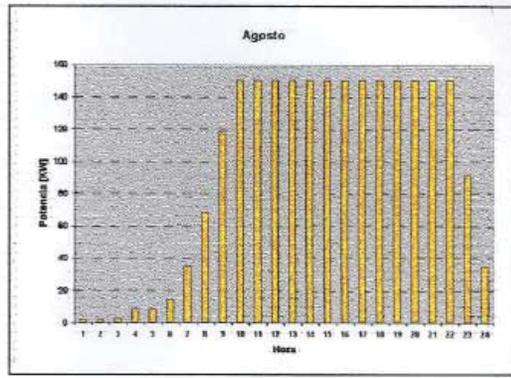
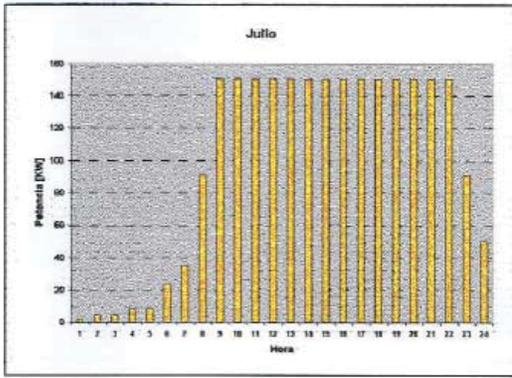




B.5 DISTRIBUCIÓN POTENCIA GENERABLE

Figura B-6 Distribución Potencia Generable en Puna Pau.





APENDICE C: COTIZACIONES UBESTACIÓN Y LÍNEA AEREA

C.1 SISTEMA DE DISTRIBUCION AEREA

Longitud de la línea: 2 Km, Tensión de la línea: 6.6 Kv

Longitud media del vano: 120 metros.

Anclaje: Tipo liviano

Tabla C-1 Detalle de Cotización Material Sistema de distribución Aérea

DESCRIPCION	UNID.	CANT.	COSTO EN PESOS			
			MATERIAL		MANO DE OBRA	
			UNIT.	TOTAL	UNIT. HH	TOTAL \$
Poste Hormigón Armado 11,50 m. 350 Kg.	o/u	17	81596	1047132	14	476000
Cruceña madera de peso 2,0 m.	o/u	15	6163	92445	2	80000
Cruceña mad. remate 2,0 m.	o/u	2	18120	36240	5	20000
Aislador espiga 12 Kv p/c en madera. Contarrinado	o/u	45	2160	97200	0,6	54000
Aislador tension 6" p/c. C.u.hasta 35 mm2	o/u	6	9120	54720	1,3	15600
Tirante alta tension simple	o/u	8	14040	112320	7	112000
Conductor de cobre de 35 mm2	m	6240	466	2845440	0,07	873600
Amarra de cobre blanco	o/u	70	528	36960	0,02	2800
Diagonal Galvanizada 5 x 32 x 900 mm	o/u	34	902	30668	0,02	1360
Perno Hex. Grado 2 Galv. Dia. 1/2" x 5" x 2" Hilo Grueso B.S.W., con Tuerca	o/u	34	225	7650	0,02	1360
Perno Hex. Grado 2 Galv. Dia. 5/8" x 10" x 5" Hilo Grueso B.S.W., con Tuerca	o/u	17	588	9996	0,02	680
Perno Hex. Grado 2 Galv. Dia. 5/8" x 8" x 4" Hilo Grueso B.S.W., con Tuerca	o/u	17	519	8823	0,02	680
Gollita Galv. 40 x 40 x 5 mm. Dia. 18 mm	o/u	51	60	3060	0,02	2040
Gollita Galv. 40 x 40 x 5 mm. Dia. 14 mm	o/u	34	60	2040	0,02	1360
Gollita de Presión Dia. 5/8"	o/u	34	32	1088	0,02	1360
Desconectador Fusible Tipo XS-15 Kv. 100 Amp. 95 Kv. S & C AMERICANO	o/u	3	32994	98982	2	12000
Elemento de Montaje para Desconectador Fusible Cruceña Madera	o/u	3	1857	5061	1	6000
Prensa Paralela Bronce Cond. 8 a 2 AWG.	o/u	3	768	2307	0,02	120
TOTAL \$				4.492.132		1.640.960

Tabla C-2 Cuadro Resumen Costo de instalación Línea Aérea

<u>TABLA RESUMEN.</u>	
Material	\$ 4.492.132
Obra de mano	\$ 1.640.960
Ingeniería de proyecto (5% de MO más MAT.)	\$ 306.655
Topografía (10% de MAT.)	\$ 449.213
Instalación Faenas (10% de M.O)	\$ 164.096
Subtotal	\$ 7.053.056
Gastos Generales e Imprevistos (10%)	\$ 705.306
TOTAL GENERAL	\$ 7.758.361
TOTAL GENERAL	US \$ 14.367
Notas:	
Costos de Mano de obra (\$/HH)	2.000
Valor referencial Pesos / Dólar	540

Tabla C-3 Cuadro Detalle Materiales Subestación Tipo Patio

DESCRIPCION	UNID.	CANT.	COSTO EN PESOS			
			MATERIAL		MANO DE OBRA	
			UNIT.	TOTAL	UNIT. HH	TOTAL \$
Transformador R-10VA,6,6KV/400-231V de 500 KVA tipo patio	ctu	1	5026000	5026000	120	240.000
Compacto de medida	ctu	1	1300000	1300000	5	10.000
Equipo de medida trif. Activo y Reactivo. MODELO ALPHA-AIR. MARCA AEB	ctu	1	4106974	4106974	5	10.000
Tablero para instalacion de equipo de medida	ctu	1	150000	150000	5	10.000
Obras civiles						
Fundacion transformador de poder	m ²	100		600000	150	300.000
Canalizacion	m	50		160000	60	120.000
Gravilla y soleras	m ²	400		216000	60	120.000
Mallas a tierra	m ²	400		300000	90	180.000
TOTAL \$				8.162.974		960.000

Tabla C-4 Resumen Costo de Instalación Subestación

TABLA RESUMEN			
Material	\$	8.162.974	US \$ 14.951
Obra de mano	\$	990.000	US \$ 1.813
Ingenieria de proyecto (5% de MO más MAT.)	\$	457.649	US \$ 838
Topografía (10% de MAT.)	\$	816.297	US \$ 1.495
Instalacion Faenas (10% de MO)	\$	99.000	US \$ 181
Subtotal	\$	10.525.920	US \$ 19.278
Gastos Generales e Imprevistos (15%)	\$	1.578.688	US \$ 2.892
TOTAL GENERAL	\$	12.104.608	US \$ 22.170
Notas:			
Costos de Mano de obra (SHH)		2.000	
Valor referencial Pesos / Dólar (dado el 3 de diciembre de 1999)		546	

Nota: Gráficas y tablas obtenidas de la referencia [16].

ANEXO D AEROGENERADOR

Figura D-1 Vista Panorámica de un Aerogenerador [17]

