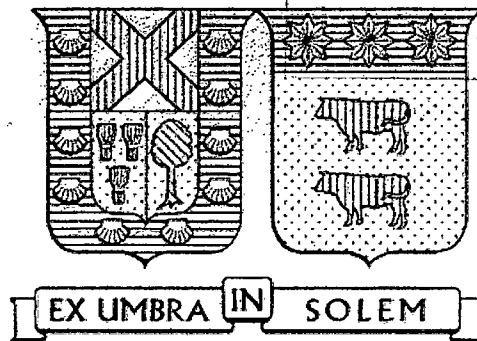


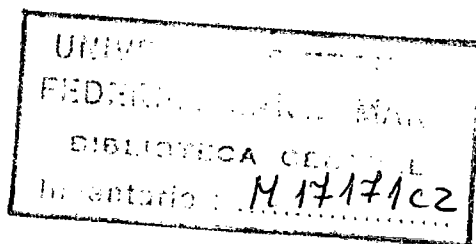


**UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA
VALPARAÍSO - CHILE**

**“DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA ZONA RURAL DE
LA COMUNA DE VILLA ALEMANA”**

**Memoria de Titulación para optar al título
de Ingeniero de Ejecución Electricista**

Julio Mario Zúñiga Retamal



**Profesor Guía:
Germán Stolz K.**

**Profesores Correferentes:
Jaime Glaría B.
Pedro Roth U.**

NOVIEMBRE 2002

“Este trabajo de título está dedicado a la búsqueda sensible,
teológica, filosófica y humanista de la felicidad consciente e inconsciente.”

J. Zúñiga R.

“Agradezco a la paciencia por esperarme...”

J. Zúñiga R.

INDICE

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. ESTACIONES DE MEDICIÓN EXISTENTES EN VALPARAÍSO	5
3. MEDIDORES DISPONIBLES PARA UNA PROSPECCIÓN EN VILLA ALEMANA.....	15
4. PROSPECCIONES	19
5. INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN VILLA ALEMANA	31
6. DESARROLLO DE UN MEDIDOR ALTERNATIVO	33
6.1 SOFTWARE FINAL	43
7. ADICIONES, CORRECCIONES Y ENSAYOS DEL MEDIDOR DESARROLLADO	47
8. HOJA TÉCNICA DEL MEDIDOR DESARROLLADO.....	54
9. CONCLUSIONES.....	55
10. BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS	56
11. GLOSARIO	57

INDICE DE FIGURAS

+

Figura 1.1: costos tecnológicos de energías alternativas, en [us\$/kwh].....	2
Figura 2.1: emplazamiento de la estación de mediciones de la universidad de valparaíso.....	5
Figura 2.2: fotografía de la facultad de física y meteorología de la universidad de valparaíso, con detalle de la estación de mediciones sobre el techo.....	6
Figura 2.3: alturas de los techos de la facultad de física y meteorología de la universidad de valparaíso, sobre el nivel del suelo.....	6
Figura 2.4: esquema de ubicación y alturas de los obstáculos y el anemómetro de la universidad de valparaíso.....	7
Figura 2.5: emplazamiento de la estación de mediciones de la universidad técnica federico santa maría.....	8
Figura 2.6: vista lateral del edificio a de la universidad técnica federico santa maría.....	9
Figura 2.7: detalle de la ubicación del anemómetro de la universidad técnica federico santa maría.....	9
Figura 2.8: valores representativos entre el 25.3.99 y el 8.4.99.....	10
Figura 2.9: histogramas de frecuencia entre el 25.3.99 y el 8.4.99.....	11
Figura 2.10: variaciones diarias de la velocidad del viento entre el 25.3.99 y el 8.4.99.....	12
Figura 2.11: porcentajes de tiempos de calma entre el 25.3.99 y el 8.4.99.....	13
Figura 3.1: tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con un tubo de pitot.....	15
Figura 3.2: tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con un tubo de pitot.....	16
Figura 3.3: tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con conjunto somfy-sigma (un imán).....	17
Figura 3.4: tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con el windsiter100.....	18
Figura 3.5: medición de velocidad de arranque.....	18
Figura 4.1: tabla de velocidades medias mensuales, en [m/s].....	21
Figura 4.2: evaluación estimativa del potencial eólico en villa alemana un día con el viento medio entre el 25.3.99 y el 8.4.99.....	22
Figura 4.3: evaluación estimativa del potencial eólico en villa alemana un día con el viento medio entre el 1.1.01 y el 31.12.01.....	23
Figura 4.4: evaluación estimativa del potencial eólico en villa alemana un día con el viento medio entre el 1.1.01 y el 31.12.01 a 20 [m] sobre el suelo.....	24
Figura 4.1: velocidad del viento en villa alemana (estimada).....	26
Figura 4.2: potencia producida (estimada).....	27
Figura 4.3: potencia consumida (estimada).....	28
Figura 4.4: energía acumulada (estimada).....	29
Figura 4.5: costos.....	30
Figura 6.1: componentes instalados en la placa.....	36
Figura 6.2: las dos capas de la placa.....	36
Figura 6.3: conexiones en la placa.....	37
Figura 6.4: diagrama de bloques.....	38
Figura 6.5: diagrama de flujo simplificado.....	39
Figura 6.6: diagrama de flujo más detallado.....	42
Figura 7.1: comparación de mediciones desde el 28.05.01 hasta el 30.05.01.....	49
Figura 7.2: comparación de mediciones desde el 23.05.01 hasta el 30.05.01.....	50
Figura 7.3: histogramas de frecuencias desde el 23.05.01 hasta el 30.05.01.....	51
Figura 7.4: de frecuencias de calmas de viento desde el 23.05.01 hasta el 30.05.01.....	52

RESUMEN

En este trabajo de título se extrapolaron datos de Valparaíso para estimar el potencial eólico de Villa Alemana, y se decidió que éste exige un estudio más minucioso antes de emprender la construcción de una central eólica asumiendo los costos correspondientes. Por eso se diseñó y construyó un anemómetro barato, que puede instalarse en la zona de interés con poco riesgo y registra datos mejores.

1. INTRODUCCIÓN

A escala mundial, el abastecimiento de energía ya se ha convertido en un problema importante. En un futuro cercano, el reto será hacer compatibles el crecimiento económico, un suministro eficaz de energía y un medio ambiente limpio. Por consiguiente, la política energética va a ser un factor clave en la consecución de un desarrollo sostenible. Inevitablemente, deberá haber una transición desde la mera combustión de hidrocarburos, hasta combinaciones diversificadas. El crecimiento de la demanda energética va a crear presiones fuertes sobre la seguridad del abastecimiento, especialmente en los países en desarrollo que no cuenten con recursos energéticos propios. Eso impulsará un planteamiento distinto sobre la energía nuclear, el uso de las fuentes de energía derivadas de residuos o la penetración de tecnologías para energías alternativas, que aprovechan las fuentes existentes sin añadir calor al planeta. La figura 1.1 da algunos indicios sobre la evolución de los costos de estas últimas tecnologías.

TECNOLOGÍA	1980	1988	2000	2030
eólica	0,35	0,09	0,05	0,03
geotérmica	0,04	0,04	0,04	0,03
fotovoltaica	3,69	0,33	0,11	0,04
solar-térmica (colectores parabólicos)	0,26	0,09	0,07	-
solar-térmica (torre central)	0,92	0,17	0,09	0,05
electricidad rural	0,08	0,13		

Figura 1.1: Costos tecnológicos de energías alternativas, en [US\$/kWh] (Fuente: [1])

La potencia eólica instalada, por ejemplo, creció casi 10 veces en Europa durante la década de 1990, encabezada por Alemania y España. Esto se debe a marcos legales que han permitido el desarrollo de la industria de turbinas eólicas y el empleo de más de 20.000 personas en el negocio de la energía.

✚ En el caso chileno, la política energética tiene cuatro objetivos fundamentales. El primero es promover la inversión privada nacional y extranjera, para asegurar las necesidades energéticas propias de un crecimiento económico sostenido. Con ese fin se procura gestionar reglas simples en textos legales claros, que entreguen al sector privado el papel empresarial protagónico y reserven al Estado las funciones reguladoras y fiscalizadoras.

✚ El segundo objetivo es promover la competencia entre las distintas empresas y entre las diversas fuentes de energía, para obtener servicios buenos y precios bajos. Con ese fin se estableció en 1995, por ejemplo, el marco regulador de los proyectos de transporte y distribución de gas natural argentino y se está concluyendo el reglamento general de

servicios eléctricos. La promoción del desarrollo de empresas estatales a partir del capital privado, particularmente en el sector eléctrico, también tiene efectos positivos en la competencia.

El tercer objetivo es proteger el medio ambiente, para que los proyectos energéticos no contaminen ni degraden el entorno. Con ese fin se han gestionado normas que restringen la contaminación resultante de la producción y el consumo de energía, y se ha dispuesto una evaluación de impacto ambiental a la cual se debe someter todo proyecto energético de envergadura; asimismo, se está impulsando un programa de uso eficiente de energía, considerando que la reducción de despilfarros reducirá los efectos en el medio ambiente.

El cuarto objetivo es aumentar la equidad social, para resolver el problema de la pobreza. Con ese fin se ha puesto en marcha un programa de electrificación rural, pues casi la mitad de las familias que viven en el campo carece de un suministro satisfactorio. Un aspecto interesante de ese programa, es la inclusión de tecnologías no convencionales como opción en las zonas aisladas. La opción es imparcial, y no se pretende subsidiar ni aplicar impuestos específicos a alguna alternativa si no se presentan imprevistos que lo justifiquen.

En la alternativa eólica, el país cuenta con dos fenómenos importantes. Uno es el de las brisas marinas. Durante el día, la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del Sol; con ello el aire terrestre caliente sube y crea una depresión a nivel del suelo, que atrae el aire marino frío como una brisa. Al anochecer hay un período de calma, cuando las temperaturas se igualan. Durante la noche, la tierra se enfría más rápidamente que el mar y las brisas soplan en sentido contrario. Normalmente, las brisas nocturnas son más lentas que las diurnas debido a que la diferencia de temperaturas es menor.

El otro fenómeno eólico de importancia, es el de los vientos de los valles. Durante el día, las laderas montañosas que dan al norte (en el hemisferio sur) se calientan más que las opuestas, y provocan ascensos de aire hacia las cimas, subiendo vientos por los valles. Durante la noche, el enfriamiento invierte los vientos, moviéndolos valle abajo. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento, pueden ser bastante potentes.

Los dos fenómenos enunciados cobran más importancia al examinar la demanda eléctrica en el sistema interconectado chileno. El consumo mayor se dedica a la iluminación, y se acentúa diariamente entre las 6 de la tarde y las 10 de la noche. Tanto es el aumento de consumo en esas horas, que existen centrales especiales para cubrirlo aportando potencia en forma rápida. Lamentablemente, tales centrales operan por combustión de hidrocarburos en forma de gas o petróleo.

Las brisas marinas en el borde costero chileno tienen velocidades apreciables durante casi todos los días del año. Obviamente, las velocidades fluctúan con las estaciones; pero, lo que es más interesante, se acentúan durante las horas de mayor consumo eléctrico. Transformando el viento de la costa en energía, se puede ayudar en gran manera a cubrir la demanda de horas de punta del sistema interconectado chileno.

Debiera promoverse y facilitarse la inversión privada en energía del viento; debiera aumentarse la competencia con el ingreso de esta energía; debiera advertirse el carácter poco contaminante de las granjas eólicas; debiera aprovecharse la posibilidad de fabricar componentes de aerogeneradores en empresas medianas y pequeñas, para repartir trabajos y beneficios; sin embargo, existe poca conciencia de las potencialidades de la energía eólica. Las universidades no tienen tópicos profundos sobre las energías alternativas en sus mallas curriculares; y el gobierno no ha realizado, ni encargado, ningún estudio en el área de la energía del viento, que apoye o incentive iniciativas al respecto.

El viento, tiene fluctuaciones grandes tanto temporal como espacialmente. Para introducir la energía eólica como alternativa viable a gran escala, hay que crear una base de datos de viento de Chile, similar a la realizada para la energía solar por el profesor Julio Hirschman de la Universidad Técnica Federico Santa María, hace algunas décadas. Este trabajo emprende la tarea para una zona rural de Villa Alemana. Un problema fundamental, es el costo de los medidores (sobre US\$ 500) y, por eso, buena parte del trabajo se dedica a la construcción de un anemómetro barato

2. ESTACIONES DE MEDICIÓN EXISTENTES EN VALPARAÍSO

La Universidad de Valparaíso tiene una estación de medidas meteorológicas en la calle Gran Bretaña del cerro Playa Ancha de Valparaíso. Las instalaciones están alojadas en una casa de dos pisos que alberga a la Facultad de Física y Meteorología. La figura 2.1 indica mejor el emplazamiento.

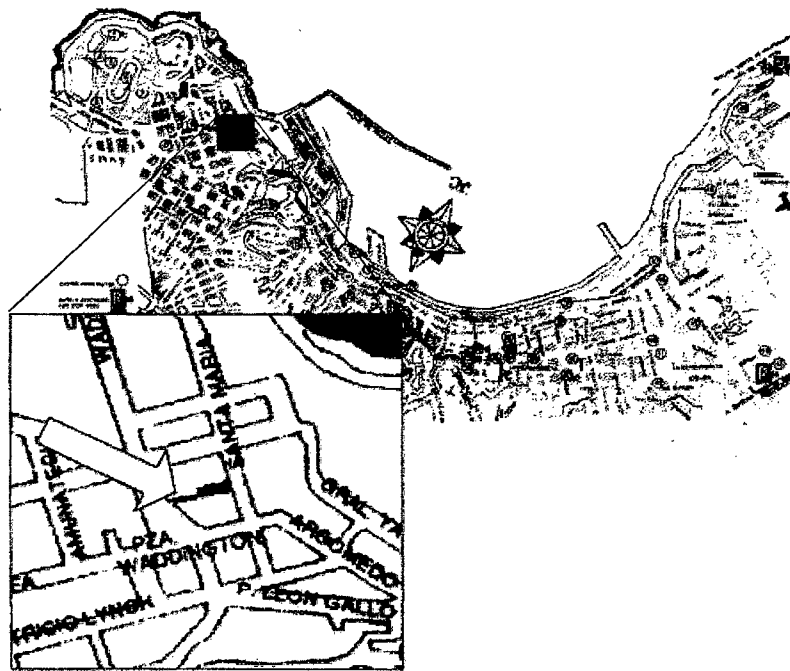


Figura 2.1: Emplazamiento de la estación de mediciones de la Universidad de Valparaíso.

La casa está rodeada de edificaciones, por lo que sus mediciones eólicas son afectadas en alguna proporción por turbulencias y obstáculos; sin embargo, la construcción es un poco más alta que las circundantes. La figura 2.2 muestra la casa y la 2.3 señala las alturas de sus techos sobre el nivel del suelo.



Figura 2.2: Fotografía de la Facultad de Física y Meteorología de la Universidad de Valparaíso, con detalle de la estación de mediciones sobre el techo

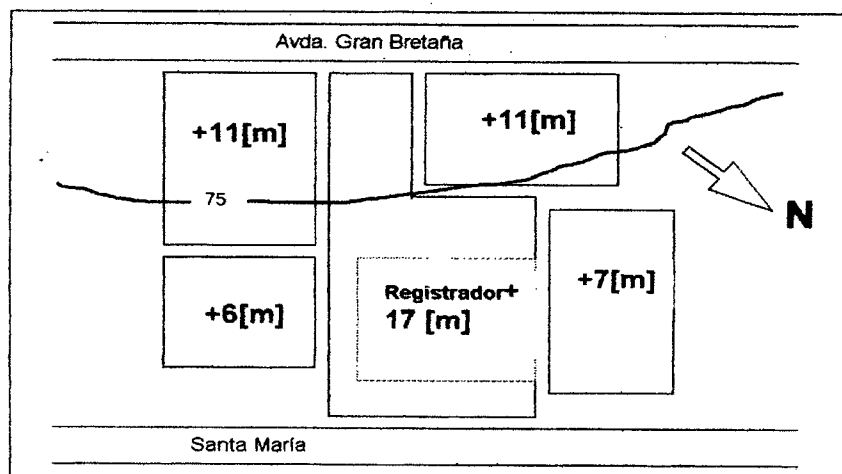


Figura 2.3: Alturas de los techos de la Facultad de Física y Meteorología de la Universidad de Valparaíso, sobre el nivel del suelo.

Como se aprecia en la figura 2.3, el suelo sobre el que se erige la estación está a 75 [m] sobre el nivel del mar, y la estación misma se encuentra a 17 sobre el nivel del suelo, superando en 7 a la altura media de los techos aledaños.

La estación es de marca Climatronic, y entrega datos de temperatura, humedad, presión atmosférica, radiación solar, precipitación, y dirección y velocidad del viento, cada diez minutos. En particular, el encargado de informar sobre la dirección y la velocidad del viento, es un anemómetro.

Lamentablemente, al lado de la estación hay una antena parabólica de unos 2 [m] de altura y, pese a que el anemómetro está puesto a 2 [m] sobre el techo, dicha antena perturba las mediciones en algunos ángulos. La figura 2.4 muestra la posición de la antena y la zona de incidencia de los vientos más frecuentes. Como se aprecia, las perturbaciones mayores están fuera de esa zona. Los vientos más frecuentes provienen de ángulos entre 150 y 250° con respecto al norte. La zona de obstáculos mayores está entre 90 y 120°.

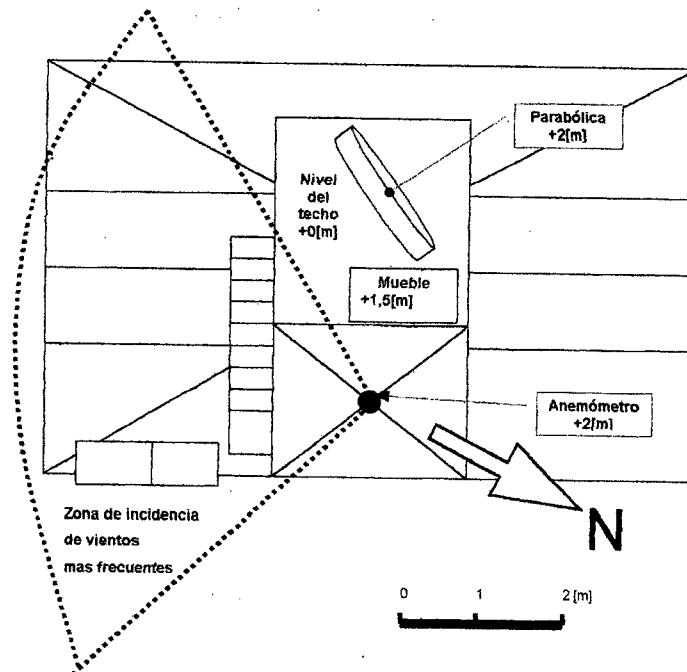


Figura 2.4: Esquema de ubicación y alturas de los obstáculos y el anemómetro de la Universidad de Valparaíso.

Por otro lado, la Universidad Técnica Federico Santa María tiene una estación meteorológica frente a la avenida España en el cerro Placeres de Valparaíso. Las instalaciones se hallan en la torre del reloj del edificio principal. La figura 2.5 indica mejor el emplazamiento.

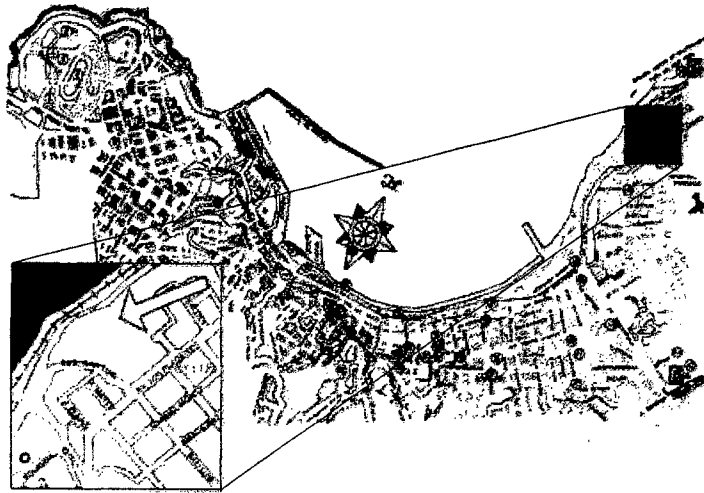


Figura 2.5: Emplazamiento de la estación de mediciones de la Universidad Técnica Federico Santa María

La torre está más libre de edificaciones que la casa mencionada antes; sin embargo, el frontis del edificio al que pertenece provoca algunas corrientes de aire ascendente y turbulencias en su enfrentamiento con los vientos venidos del mar. La figura 2.6 describe el edificio y la torre. El anemómetro encargado de medir el viento desde hace dos años, es de marca Campbell. El techo de la torre se encuentra a 65 [m] sobre el nivel del mar y el anemómetro, a 4,2 [m] sobre ese techo. Se ha demostrado que, con esta ubicación más elevada, el anemómetro queda libre de las corrientes ascendentes y turbulencias. La figura 2.7 muestra un detalle adicional.

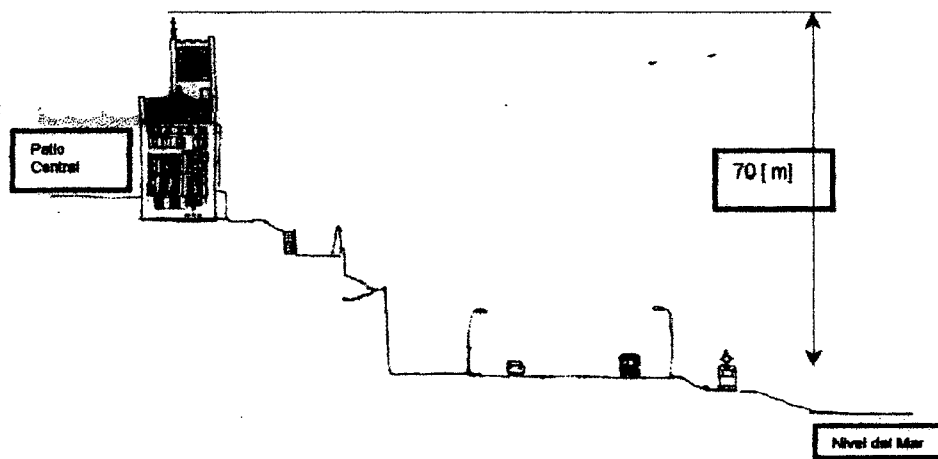


Figura 2.6: Vista lateral del edificio A de la Universidad Técnica Federico Santa María

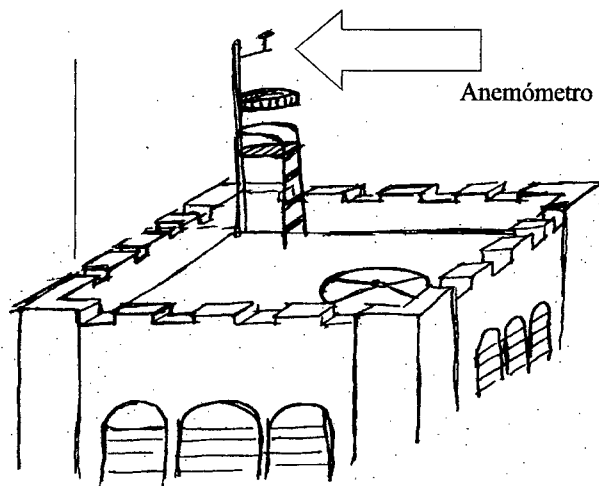


Figura 2.7: Detalle de la ubicación del anemómetro de la Universidad Técnica Federico Santa María

Por sus distintos emplazamientos y condiciones, las mediciones de los anemómetros de las dos universidades antedichas exhiben algunas diferencias. Las figuras 2.8 a 2.11 dan cuenta de esas diferencias y de las semejanzas, con datos obtenidos entre el 25 de marzo de 1999 y el 8 de abril de ese mismo año.

	UTFSM	UV
Velocidad media	1,6 [m/s]	1,96 [m/s]
Velocidad máxima	---- [m/s]	10,14 [m/s]
Velocidad mínima	---- [m/s]	0,22 [m/s]
Calma < 5 [m/s] máxima	3178 [min]	5560 [min]
Calma < 5 [m/s] media	55 [min]	599 [min]
Calma < 3 [m/s] máxima	1324 [min]	1500 [min]
Calma < 3 [m/s] media	36 [min]	398 [min]

Figura 2.8: Valores representativos entre el 25.3.99 y el 8.4.99

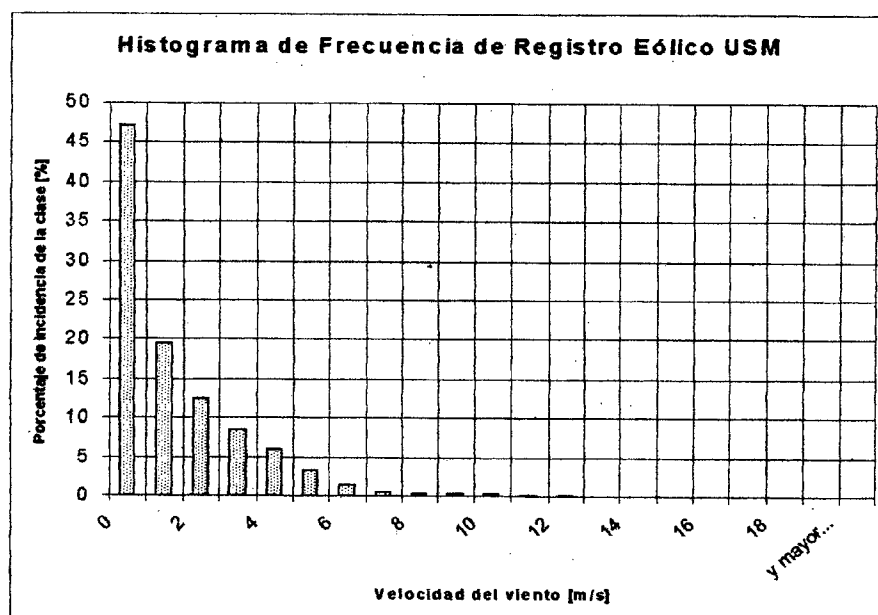
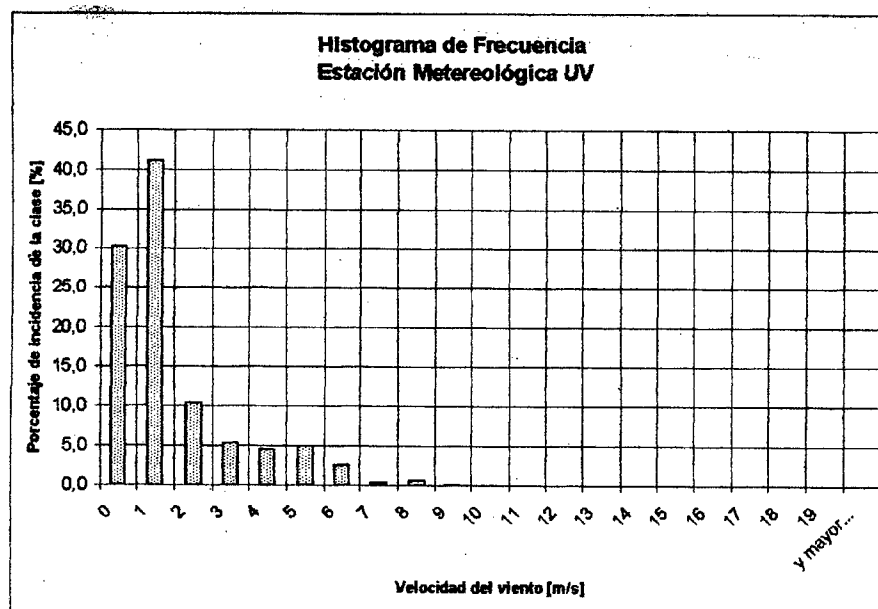


Figura 2.9: Histogramas de frecuencia entre el 25.3.99 y el 8.4.99

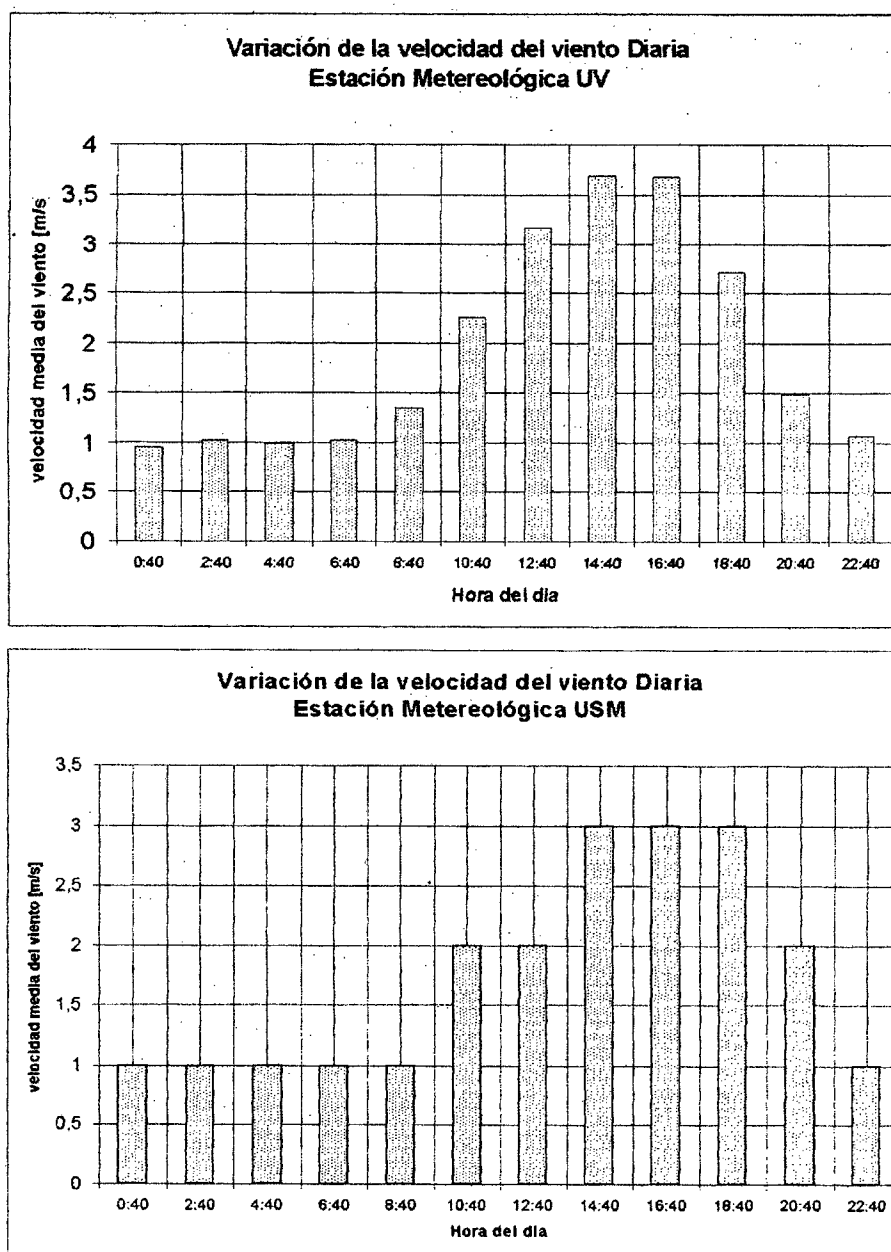


Figura 2.10: Variaciones diarias de la velocidad del viento entre el 25.3.99 y el 8.4.99

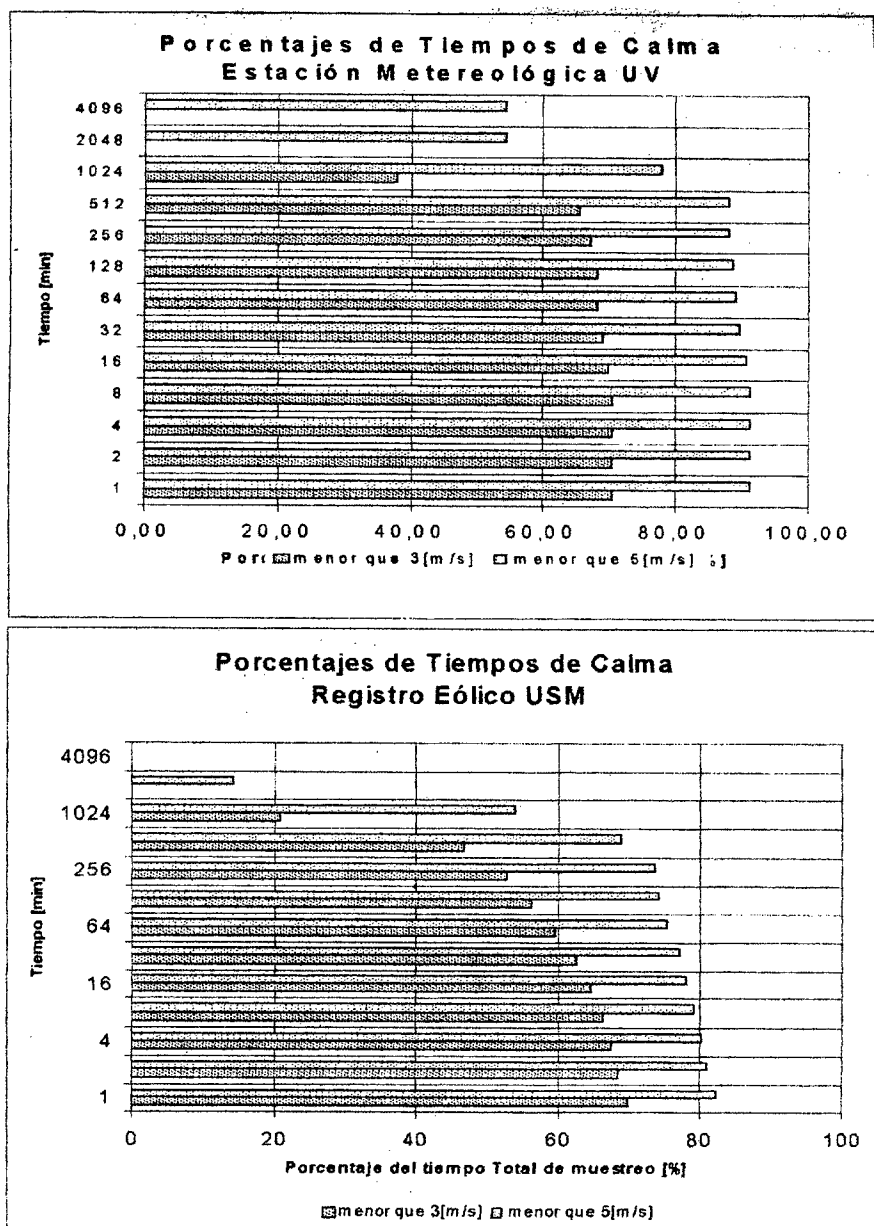


Figura 2.11: Porcentajes de tiempos de calma entre el 25.3.99 y el 8.4.99

Los histogramas de frecuencia de la figura 2.9 tienen formas similares y hasta valores parecidos, salvo para velocidades de viento menores que 2 [m/s]. Las diferencias probablemente se deben a las alturas de ubicación de los anemómetros, a sus velocidades de arranque y, por supuesto, a las condiciones de entorno.

Las variaciones diarias de la figura 2.10 son notablemente parecidas entre sí. Además, se parecen a las curvas de demanda del sistema eléctrico chileno.

Los porcentajes de tiempos de calma de la figura 2.11 son semejantes para períodos cortos de calma; pero difieren bastante para períodos largos, donde posiblemente influyen las alturas de ubicación de los anemómetros y sus velocidades de arranque.

3. MEDIDORES DISPONIBLES PARA UNA PROSPECCIÓN EN VILLA ALEMANA

Para estimar el potencial eólico en Villa Alemana, se puede hacer algún uso de los datos suministrados por las estaciones señaladas en el capítulo anterior. Pero hay que efectuar algunas correlaciones que exigen emplazar un medidor, aunque sea provisionalmente, en la zona de interés.

Para este trabajo se disponía de dos instrumentos con que medir la velocidad del viento: un anemómetro Somfy conectado a un ciclocomputador Sigma, y un equipo Windsiter 100.

Con el fin de calibrarlos, se los ensayó en un túnel de viento perteneciente a la Universidad Técnica Federico Santa María. El túnel opera con una turbina extractora movida por un motor eléctrico, es de unos cinco metros de longitud, posee un diafragma que estrangula la salida del flujo para modificarlo según los movimientos de una manivela, y tiene un anemómetro propio.

Se empezó contrastando el anemómetro del túnel con un tubo de Pitot. La figura 3.1 lista los resultados. En ambas columnas aparecen las mediciones de la velocidad del viento, en [m/s]. En la primera columna, las mediciones son del tubo de Pitot; en la segunda, del anemómetro del túnel.

DEL TUBO	DEL TÚNEL
3,84	5
8	8
10,4	10
11,9	12
15,2	15
17,9	18
20,7	21
23,8	24
26,9	27
30	30

Figura 3.1: Tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con un tubo de Pitot

Como puede apreciarse en la tabla, se puede confiar en las mediciones del anemómetro del túnel entre 5 y 30 [m/s].

En seguida, se contrastó el conjunto del anemómetro Somfy y el ciclocomputador Sigma, con el anemómetro del túnel. El anemómetro Somfy consta de cuatro paletas cóncavas montadas en un eje vertical con dos imanes que atraen intermitentemente a un interruptor externo, a medida que dicho eje gira. El interruptor es aprovechado por el

ciclocomputador para producir pulsos eléctricos, que son contados por un microcomputador provisto de una base de tiempo con la cual puede calcular la velocidad de giro del eje y, consecuentemente, deducir la velocidad tangencial del viento si se considera el perímetro recorrido por las paletas (0,68 [cm]).

La figura 3.2 lista los resultados. En ambas columnas aparecen las mediciones de la velocidad del viento, en [m/s]. En la primera columna, las mediciones son del anemómetro del túnel; en la segunda, del conjunto formado por el anemómetro Somfy y el ciclocomputador Sigma.

DEL TÚNEL	DEL CONJUNTO SOMFY-SIGMA
5	3,9
8	8,1
10	10,6
12	11,4
15	12,2
18	11,9
21	12,8
24	11,1
27	11,1
30	10,6

Figura 3.2: Tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con un tubo de Pitot

Como puede apreciarse en la tabla, se puede confiar en las mediciones del conjunto sólo entre 5 y 10. Se consideraron dos explicaciones posibles para las fallas de medición:

- que el interruptor del anemómetro no alcanza a conmutar si las atracciones de los imanes son muy frecuentes, por problemas con la inercia;
- que las cuentas del ciclocomputador se enredan si los pulsos generados por el interruptor son muy frecuentes, por problemas con la base de tiempo.

Observando los pulsos con un osciloscopio, se desechó la primera explicación, porque esos pulsos existen aún cuando la velocidad del viento es 45 [m/s]. Se estableció lo siguiente: el ciclocomputador es un instrumento diseñado para medir la velocidad de una bicicleta, usando un interruptor que conmuta una vez con cada vuelta de una rueda; si el radio de la rueda es 0,25 [m], y la velocidad máxima de la bicicleta es 12 [m/s] (43 [km/h]), entonces la frecuencia máxima de las interrupciones es 48 [Hz]. Por consiguiente, es razonable que, por diseño, el ciclocomputador tenga dificultades una vez que la frecuencia

de los pulsos sea mayor que la señalada. Cuando la velocidad del viento era 10 [m/s], la frecuencia de los pulsos era 45 [Hz]. Esto indica que las fallas son debidas a que las cuentas se enredan en el ciclocomputador.

Para eliminar las fallas, se decidió disminuir la frecuencia de las atracciones que el anemómetro hace al interruptor, y se retiró uno de los dos imanes del eje. Como esto altera todas las frecuencias disminuyéndolas a la mitad, para deducir la velocidad tangencial del viento hay que suponer que el perímetro recorrido por las paletas es el doble (1,35 [cm]).

La figura 3.3 lista los resultados. En ambas columnas aparecen las mediciones de la velocidad del viento, en [m/s]. En la primera columna, las mediciones son del anemómetro del túnel; en la segunda, del conjunto formado por el anemómetro Somfy con un solo imán, y el ciclocomputador Sigma.

DEL TÚNEL	DEL CONJUNTO SOMFY-SIGMA (UN IMÁN)
6	5,5
8	8,6
12	11,9
15	16,1
18	18,3
20	18,3
25	20,6

Figura 3.3: Tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con conjunto somfy-sigma (un imán)

Como muestra la tabla, se puede confiar en las mediciones del conjunto con un solo imán, entre 5 y 18.

Finalmente, se contrastó el equipo Windsiter 100 con el anemómetro del túnel de viento. El equipo es compacto y funciona de manera parecida al conjunto anterior: con un anemómetro y un microcomputador que cuenta pulsos; pero, adicionalmente, el microcomputador tiene rutinas con las que puede mostrar varios datos en una pantalla de cristal líquido; por ejemplo, puede mostrar un histograma de la velocidad del viento durante una semana o un mes, o un histograma de los períodos de calma (con velocidades menores que 3 o 5).

La figura 3.4 lista los resultados. En ambas columnas aparecen las mediciones de la velocidad del viento, en [m/s]. En la primera columna, las mediciones son del anemómetro del túnel; en la segunda, del equipo Windsiter 100.

DEL TÚNEL	WINDSITER 100
9	8,7
12	12,7
15	15,8
20	20,6
25	25,9
28	28,2
30	31

Figura 3.4: Tabla mediciones para contrastar el anemómetro del túnel con el Windsiter100

La medición de períodos de calma, con velocidades bajas, plantea una interrogante respecto al roce y la consecuente velocidad de arranque de los anemómetros.

Para averiguar el comportamiento de los instrumentos cuando la velocidad del viento es menor que 5 [m/s], se intentó repetir el uso del túnel de viento; sin embargo, surgieron dificultades porque no se pudo lograr velocidades suficientemente bajas accionando la manivela para la estrangulación de la salida. Al final, se optó por separar la cámara de medición y la turbina, de manera que ésta aspirara parte del aire por la separación y no todo por la cámara. En esa circunstancia, el accionamiento de la manivela arrojó los resultados de la figura 3.5. La primera columna describe el instrumento y la segunda, la velocidad de arranque, en [m/s], según el anemómetro del túnel.

instrumento	velocidad
conjunto completo	1,8
conjunto con un imán	2,2
equipo	1,8

Figura 3.5: Medición de velocidad de arranque

4. PROSPECCIONES

La prospección eólica de un lugar requiere procedimientos minuciosos para conseguir conclusiones valederas.

De partida, hay que obtener información respecto a las necesidades de potencia y energía por parte de sus usuarios. Por ejemplo, en el caso de una vivienda rural con necesidades eléctricas mínimas para iluminación y telecomunicaciones, se puede suponer la existencia de tres luminarias con un consumo de 40 [W] cada una durante unas dos horas diarias, una radio con un consumo de 6 [W] durante siete horas y un televisor con un consumo de 12 [W] durante cuatro horas; con ello resulta un consumo total de 330 [Wh] diarios y 10 [kWh] mensuales, sin haber tomado en cuenta las pérdidas de distribución.

En cuanto a la distribución, hay que considerar la situación particular procurando compatibilizar la distancia hasta el aerogenerador y el viento disponible allí, los costos y las pérdidas del tendido (en tensión baja), la seguridad del uso y la forma de él, que puede consistir en:

- Rectificar el suministro del aerogenerador, almacenar el suministro rectificado en baterías y emplear la tensión continua de éstas;
- Rectificar y almacenar el suministro como en el caso anterior, pero insertar un inversor para emplear la tensión alterna que éste prepara de las baterías;
- Emplear directamente una parte del suministro del aerogenerador y someter el resto al procedimiento anterior, utilizando la tensión alterna proporcionada por el inversor cuando la parte suministrada por el aerogenerador es insuficiente.

Acerca de la capacidad de las baterías involucradas, como primera aproximación puede considerarse la fórmula siguiente:

$$C_n = L \cdot \frac{F_c \cdot F_T \cdot F_U}{F_D}$$

donde :

- Cn:** Es la capacidad nominal para el conjunto de baterías, en [Ah];
- L :** Es el consumo diario estimado, en [Ah];
- FC:** Es un factor para asegurar la autonomía durante períodos de calma con los que el aerogenerador no alcanza a funcionar, en tanto por uno entre días de consumo y días en que funciona el aerogenerador;
- FT:** Es un factor para compensar la elevación de la temperatura sobre 35 [°C], y bajo 50 (generalmente, 1,1);
- FU:** Es un factor para compensar el envejecimiento de la batería en su vida útil (generalmente, 1,3);
- FD:** Es un factor de limitar la profundidad de descarga de la batería, en el tanto por uno de esa descarga respecto a la carga máxima (generalmente, 0,6 o 0,7).

Así, para un consumo diario de 330 [Wh] con 12 [V], y autonomía de 12 días, resulta $C_n \approx 800$ ($((330/12) \cdot (12 \cdot 1,1 \cdot 1,3/0,6) = 786)$); es decir, se necesitan ocho baterías de 100 [Ah] cada una.

Por otro lado, hay que obtener información respecto al aerogenerador con que se pretende aprovechar la potencia eólica. Por ejemplo, pensando en un aerogenerador Wind Baron 750 XLM se deben considerar los datos que siguen:

- velocidad del viento para el arranque: entre 1,7 y 2,7 [m/s];
- velocidad del viento para el funcionamiento nominal: entre 11,6 y 12,5 [m/s];
- velocidad del viento para autogobierno: entre 12,5 y 13,4 [m/s];
- tensión nominal entregada: 12 o 24 [V];
- potencia nominal entregada: 750[W];
- frecuencia de giro del rotor para la potencia nominal: entre 15,0 y 18,3 [Hz].

Por otro lado aún, hay que obtener información fidedigna respecto al viento disponible. Para ello resultan útiles, en primera instancia, algunos indicadores naturales como la inclinación de la vegetación y el avance de dunas. Pero, para realizar un proyecto de aprovechamiento de la energía eólica con un grado razonable de seguridad, hay que recabar datos más precisos acerca del viento;

por ejemplo:

- rapidez media horaria, diaria, mensual, estacional y anual del viento, en [m/s];
- desviación estándar respecto a cada rapidez media, en $[(m/s)^2]$;
- histograma de cada caso, en clases con ancho de 1 [m/s];
- rapidez máxima para cada caso, en [m/s];
- duración de los períodos de calma, en [s];
- gráficos de la duración según la rapidez;
- gráficos de la rapidez media horaria, diaria, mensual y estacional y anual del viento, según el transcurso del tiempo durante un día, un mes, una estación y un año;
- rosa de los vientos, con la velocidad según la dirección;
- densidad de energía y potencia.

Así, para sopesar el potencial eólico en Villa Alemana, se puede hacer uso de los datos suministrados por las estaciones de Valparaíso. Sin embargo, es obvio que los datos no resultan muy confiables y necesitan, por lo menos, un factor de corrección. Este factor se estimó someramente de la manera siguiente: desde principios de septiembre y hasta fines de noviembre del año 1999 se registró la velocidad del viento con el anemómetro Windsiter 100 (descrito por el capítulo 3) en una parcela de Peña Blanca; se recopiló la información correspondiente de la estación de la Universidad Técnica Federico Santa María, de Valparaíso (descrita en el capítulo 2), durante el mismo período de los años 2000 y 2001; se organizaron las velocidades medias mensuales en la figura 4.1; y observando esa tabla se estimó el factor de corrección como 0,54.

	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE
Peña Blanca, 1999	1,10	1,10	1,50
Valparaíso, 2000	2,72	2,10	2,20
Valparaíso, 2001	2,30	2,00	2,60

Figura 4.1: Tabla de velocidades medias mensuales, en [m/s]

Según esa estimación, se podrían considerar las velocidades del viento en Villa Alemana como 0,54 veces las de Valparaíso. Esto es mejor que considerarlas iguales, y da indicios para evaluar aproximadamente el potencial eólico en Villa Alemana. Por ejemplo, de los datos con que se confeccionaron los histogramas de la figura 2.9, para Valparaíso, se puede organizar el histograma que aparece en las dos primeras columnas de la figura 4.2.

Enseguida se puede establecer la columna próxima según:

$$v_{V.A.} = 0,54 \cdot v_V$$

donde:

$v_{V.A.}$ es la velocidad del viento de Villa Alemana, en [m/s];

v_V es la velocidad del viento de Valparaíso, en [m/s].

Después se pueden determinar las tres columnas finales considerando que la potencia provendrá del aerogenerador Wind Baron 750 XLM según:

$$P_{p,V.A.} = \begin{cases} 0 & \text{para } v < 1,8 \\ 750 \cdot (v_{V.A.} - 1,8) / 9,7 & \text{para } 1,8 \leq v < 11,5 \\ 750 & \text{para } 11,5 \leq v \end{cases}$$

$$P_{p,V.A. \text{ pond.}} = \frac{P_{V.A. \text{ max}} + P_{V.A. \text{ min.}}}{2} \cdot \frac{\text{frec}}{100}$$

donde:

$P_{V.A.}$ es la potencia producida en Villa Alemana, en [W];

$P_{V.A. \text{ pond.}}$ es la potencia media de una clase ponderada por su frecuencia relativa.

vV.		frec.	vV.A		Pp,V.A		Pp,V.A pond.
min	max		min	max	min	max	
0	1	47,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00
1	2	19,50	0,54	1,08	0,00	0,00	0,00
2	3	13,00	1,08	1,62	0,00	0,00	0,00
3	4	8,50	1,62	2,16	0,00	27,84	1,18
4	5	6,00	2,16	2,70	27,84	69,59	2,92
5	6	3,50	2,70	3,24	69,59	111,34	3,17
6	7	1,50	3,24	3,78	111,34	153,09	1,98
7	8	0,50	3,78	4,32	153,09	194,85	0,87
8	9	0,25	4,32	4,86	194,85	236,60	0,54
9	10	0,15	4,86	5,40	236,60	278,35	0,39
10	11	0,06	5,40	5,94	278,35	320,10	0,18
11	12	0,03	5,94	6,48	320,10	361,86	0,10
12	13	0,01	6,48	7,02	361,86	403,61	0,04
0	13	100	0	7	0	404	11,37

Figura 4.2: Evaluación estimativa del potencial eólico en Villa Alemana un día con el viento medio entre el 25.3.99 y el 8.4.99

En la última celda de la figura 4.2 aparece la potencia media producida en total, según la suma de las ponderadas. De acuerdo con esa celda, la energía que suministraría el aerogenerador, si permanecieran las condiciones del día medio, sería de 275 [Wh] diariamente y de 8,2 [kWh] mensualmente. El suministro sería deficitario.

Como es probable que las fechas involucradas en la figura 4.3 sean adversas, se recopilaron los datos de la estación de la Universidad Técnica Federico Santa María para todo el año 2001, se multiplicaron las velocidades por 0,54 para estimar las de Villa Alemana, se confeccionó un histograma de frecuencias, y se calcularon las potencias correspondientes con las mismas fórmulas que antes. El resultado es la figura 4.3.

vV.A		frec. [%]	Pp,V.A		Pp,V.A pond.
min	max		min	max	
0	1	55,74	0,00	0,00	0,00
1	2	26,92	0,00	15,46	2,08
2	3	11,14	15,46	92,78	6,03
3	4	4,41	92,78	170,10	5,80
4	5	1,31	170,10	247,42	2,73
5	6	0,26	247,42	324,74	0,74
6	7	0,11	324,74	402,06	0,40
7	8	0,04	402,06	479,38	0,18
8	9	0	479,38	556,70	0,00
9	10	0	556,70	634,02	0,00
0	10	99,9	0	625	17,96

Figura 4.3: Evaluación estimativa del potencial eólico en Villa Alemana un día con el viento medio entre el 1.1.01 y el 31.12.01

De acuerdo con la última celda de la tabla 4.3, la energía que suministraría el aerogenerador, si permanecieran las condiciones del día, sería de 431 [Wh] diariamente y de 12,9 [kWh] mensualmente, lo cual indica un superávit ligero.

La situación podría asegurarse elevando el aerogenerador. De hecho, las mediciones de Villa Alemana que originaron la tabla 4.1, fueron hechas a 8 [m] sobre el suelo, aproximadamente, y es sabido que la velocidad del viento es mayor más arriba.

Usualmente, la altura de instalación de los medidores de velocidad del viento es cercana a 10 [m] sobre el suelo, y se confía en una fórmula como la siguiente para inferir las condiciones en otras alturas (NCh 432, of. 71):

$$v(h) = v(10) \cdot \left(\frac{h}{10} \right)^G \quad (1)$$

donde:

- v(h)** : Es la velocidad del viento a una altura h, en [m/s];
- v(10)** : Es la velocidad del viento para h=10, en [m/s];
- h** : Es la altura, en [m] sobre el suelo;
- G** : Es un exponente dependiente de la rugosidad ambiental: G=0,10 sobre lagos, mares y terrenos lisos, G=0,15 sobre hierba baja, G=0,20 sobre hierba alta, setos y arbustos, G=0,25 sobre regiones boscosas, G=0,30 sobre pueblos bajos, y G=0,40 sobre ciudades con edificios altos.

La inexactitud de (1) no importa mayormente cuando se cuenta con velocidades de viento holgadas y se extrae potencias eólicas bajas, porque los generadores se suelen instalar en alturas cercanas a 10; pero para aprovechar velocidades escasas y/o extraer potencias mayores se usan alturas mayores (por ejemplo, para extraer una potencia de 106[W], se puede usar una altura de 60 [m]); entonces la inexactitud de (1) se vuelve importante.

Si se confía en (1) y se considera $G=0,2$ en Villa Alemana (a medias entre campo abierto y pueblo), a 20[m] sobre el suelo de esa localidad hay que considerar las velocidades aumentadas por un factor 1,2 $((20/10) \cdot (10/8))^{0,2}=1,211$ y suponer la figura 4.4.

vV.A		frec.	Pp,V.A		Pp,V.A
min	max	[%]	min	max	pond.
0	1,2	55,74	0,00	0,00	0,00
1,2	2,4	26,92	0,00	46,39	6,24
2,4	3,6	11,14	46,39	139,18	10,34
3,6	4,8	4,41	139,18	231,96	8,18
4,8	6,0	1,31	231,96	324,74	3,65
6,0	7,2	0,26	324,74	417,53	0,96
7,2	8,4	0,11	417,53	510,31	0,51
8,4	9,6	0,04	510,31	603,09	0,22
9,6	10,8	0	603,09	695,88	0,00
10,8	12,0	0	695,88	750,00	0,00
0	12	99,9	0	750	30,11

Figura 4.4: Evaluación estimativa del potencial eólico en Villa Alemana un día con el viento medio entre el 1.1.01 y el 31.12.01 a 20 [m] sobre el suelo

De acuerdo con la última celda de la figura 4.4, la energía suministrada por el aerogenerador, si permanecieran las condiciones del día medio, sería de 720 [Wh] diariamente y de 21,7 [kWh] mensualmente, con un superávit suficiente para absorber algunos períodos adversos seguidos.

Para ratificar lo dicho, la figura 4.1 muestra la velocidad presunta del viento a 20 [m] sobre el suelo de Villa Alemana durante el año 2001, según una estimación hecha multiplicando los datos de la estación de la Universidad Técnica Federico Santa María por 0,54 y por 1,2. La figura 4.2 muestra la potencia eléctrica producida presuntamente en ese emplazamiento por un aerogenerador Wind Baron 750 XLM bien mantenido (de manera que arranque con velocidades de vientos mayores que 1,8 [m/s]). La figura 4.3 muestra la potencia consumida suponiéndola pareja entre las 6 de la tarde y las 11 de la noche, cada día. Finalmente, la figura 4.4 muestra la energía acumulada presuntamente en un conjunto de baterías de 12 [V] con capacidad para 800 [Ah], cargadas sin pérdidas por el aerogenerador. La fórmula correspondiente es:

$$E_p = \begin{cases} 0 & \text{para } E + (p_p - p_c) \cdot \frac{1}{6} < 0 \\ E + (p_p - p_c) \cdot \frac{1}{6} & \text{para } 0 \leq E + (p_p - p_c) \cdot \frac{1}{6} < 9600 \\ 9600 & \text{para } 9600 \leq E + (p_p - p_c) \cdot \frac{1}{6} \end{cases}$$

donde:

- Ep : Es la energía próxima, al cabo de otros 10 [min], en [Wh];
 E : Es la energía actual, en [Wh];
 Pp : Es la potencia producida, en [W];
 pc : Es la potencia consumida, en [W].

Los ejes horizontales indican el número correlativo de cada muestra; estas fueron tomadas cada 10 minutos, de manera que cada grupo de 1440 muestras abarca 10 días.

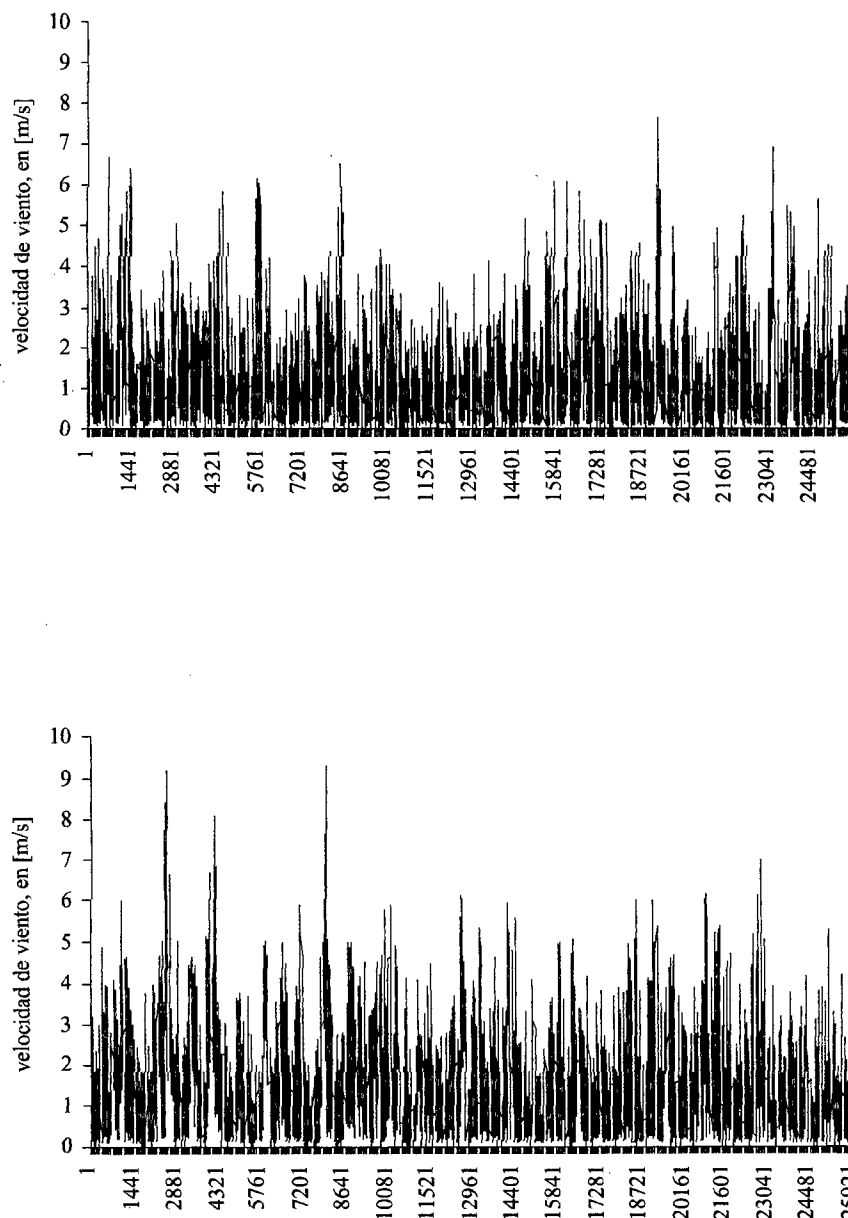


Figura 4.1: Velocidad del viento en Villa Alemana (estimada); arriba, primer semestre de 2001; abajo, segundo semestre de 2001

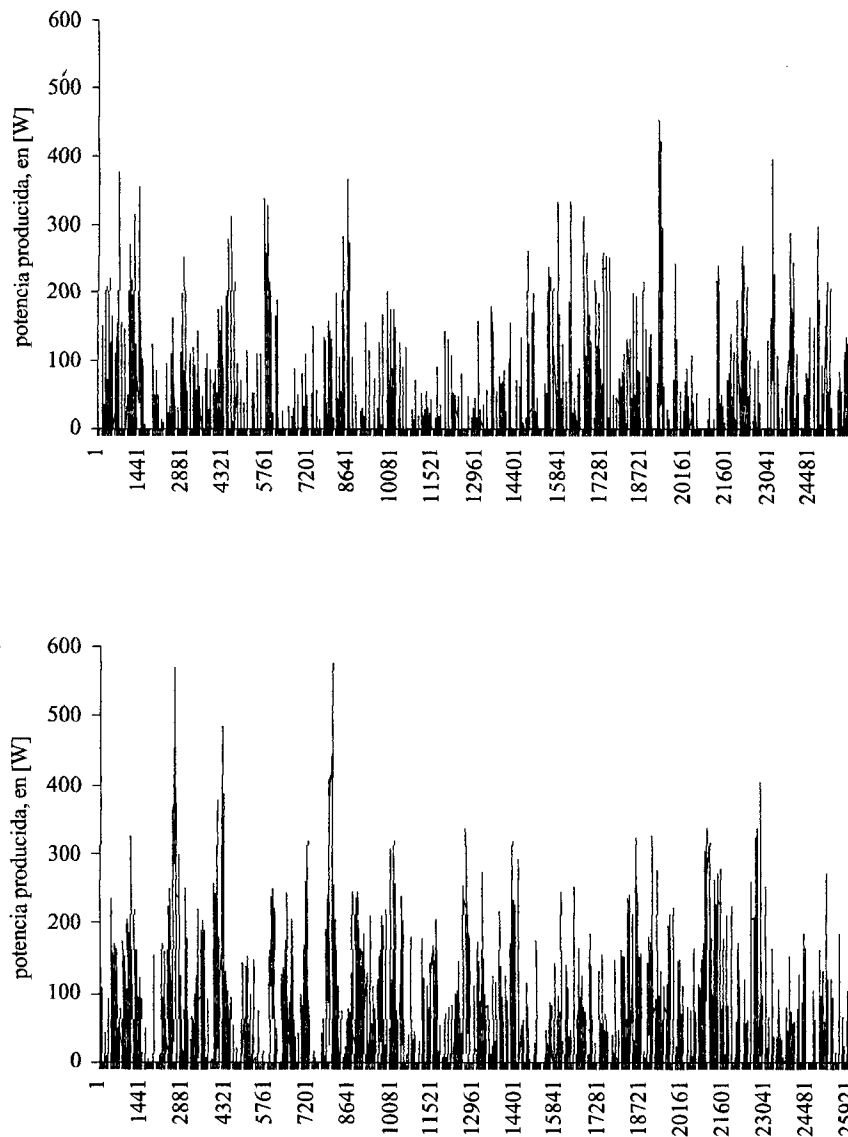


Figura 4.2: Potencia producida (estimada); arriba, primer semestre de 2001; abajo, segundo semestre de 2001

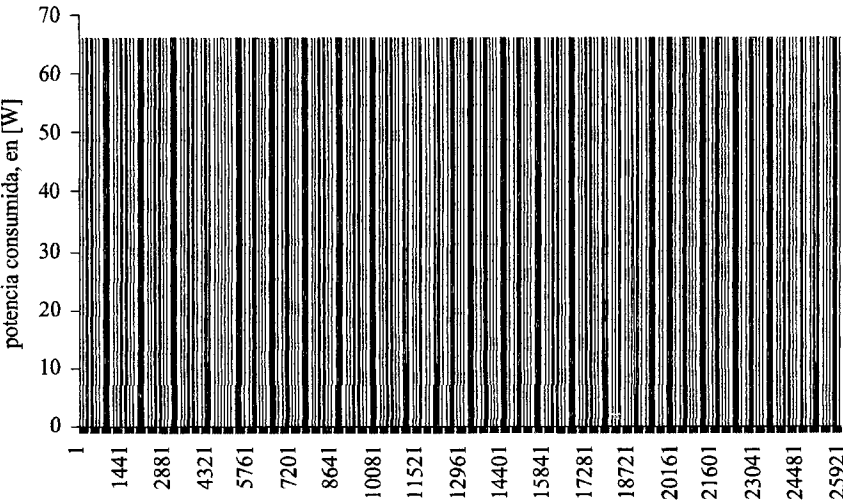
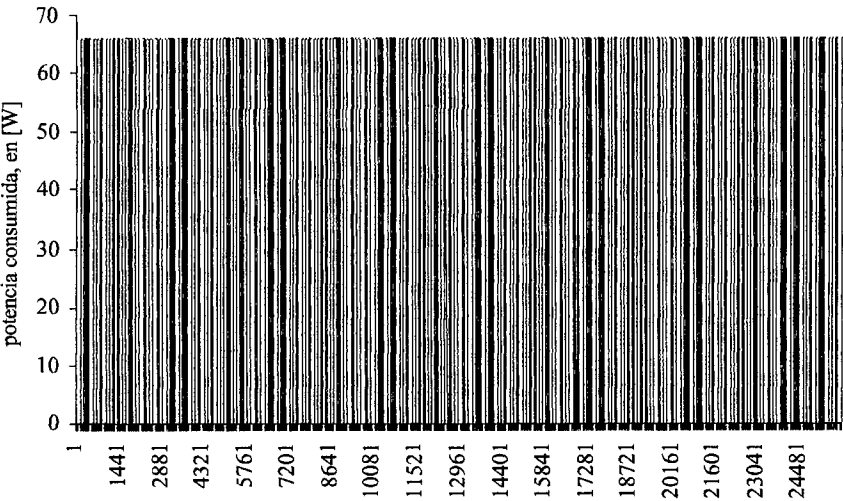


Figura 4.3: Potencia consumida (estimada); arriba, primer semestre de 2001; abajo, segundo semestre de 2001

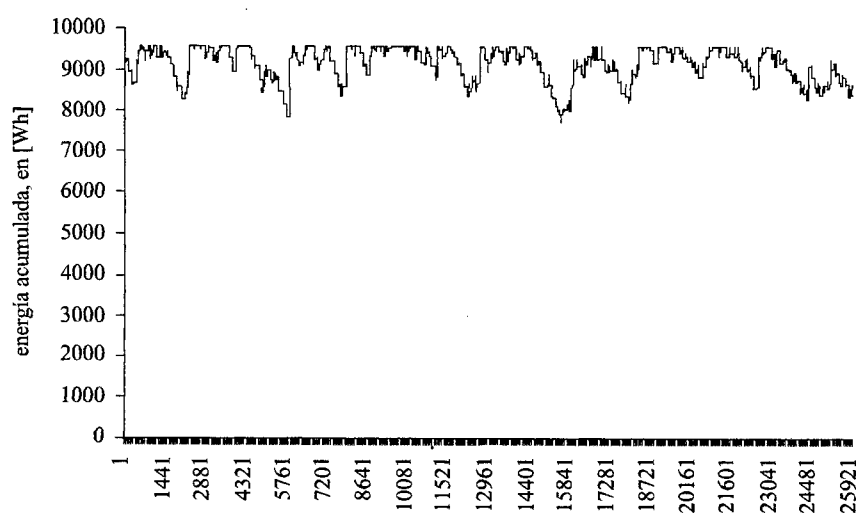
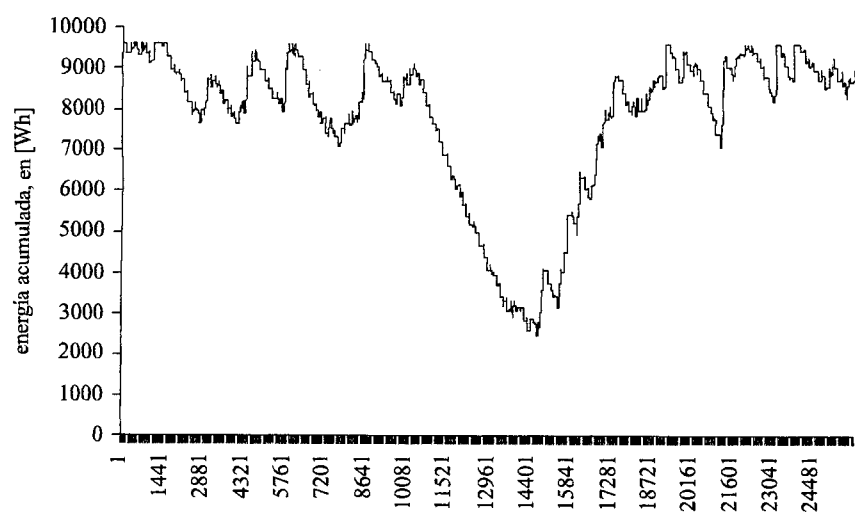


Figura 4.4: Energía acumulada (estimada); arriba, primer semestre de 2001; abajo, segundo semestre de 2001

En la figura 4.4, la energía acumulada mínima es 2480 [Wh]; es decir, la profundidad de descarga alcanza el 74% en vez del 60% que supone el factor $F_D=0,6$. Lo que ocurre es que hay bastantes días deficitarios inmediatamente antes de llegarse al mínimo. En todo caso, este mínimo es soportable para las baterías y podría pensarse que el suministro energético funciona el 100% del año.

Hay aquí una decisión económica que los usuarios deben tomar: o adquirir las baterías con la capacidad señalada originalmente, o resignarse a una pérdida de funcionamiento durante algunos días. La decisión puede tomarse subiendo o bajando los gráficos de la figura 4.4 porque, si se disminuye la capacidad de las baterías, los gráficos descienden parejamente en la misma cantidad; por ejemplo, si se baja la capacidad de las baterías desde 9600 [Wh] hasta 8000 [Wh], la energía acumulada mínima resulta de 880 [Wh] $(2480-(9600-8000)=880)$; esta profundidad de descarga (de 91%) no es soportable y exige cortar el consumo hasta que se asegure la recarga.

Los usuarios también pueden tomar la decisión de poner el aerogenerador a menor altura, con el mismo contratiempo: una pérdida de funcionamiento durante algunos días.

Como sea, la situación requiere, obviamente, estudios más precisos porque la estimación de las velocidades del viento en Villa Alemana como las de Valparaíso multiplicadas por 0,54 debido a la lejanía, y por 1,2 gracias a una instalación más alta, no resulta con la holgura suficiente para emprender la construcción de una central eólica asumiendo los costos correspondientes.

Respecto a éstos, a modo de referencia, se puede estimar la Figura 4.5.

1 aerogenerador wind baron 750 xlm (con torre y regulador de tensión)	US\$2940
8 baterías de 100 [Ah]	US\$ 776
obras civiles	US\$ 49
conexión a la carga	US\$ 10
imprevistos (5%)	US\$ 160
Total	US\$3935

Figura 4.5: Costos

5. INSTALACIÓN DE MEDIDORES EN VILLA ALEMANA

Por los costos involucrados, es evidente que la decisión de instalar aerogeneradores en Villa Alemana merece una determinación del potencial eólico con más precisión que la alcanzada en el capítulo 4, donde se confió en los datos de las estaciones existentes en Valparaíso y en factores de corrección gruesa.

Para esa determinación más precisa, hay que instalar medidores.

Con el trabajo actual, se pretende poder instalar medidores de velocidad del viento en alturas de 10, 20 y 40 [m], para corregir la inexactitud de (1).

Se consideraron dos alternativas para la instalación: elevar los medidores con globos, o colocarlos en mástiles.

Para la elevación con globos, la primera idea fue usar globos meteorológicos cuyas fuerzas netas de levantamiento, llenos con helio, suelen ser cercanas a 15 [N]. Sin embargo, se rompen en tiempos breves porque están contruidos con neopreno vulnerable a los rayos solares. La segunda idea fue emplear globos publicitarios que, por estar contruidos con vinilo, soportan los rayos solares y la intemperie; pero, exigen mantenimientos costosos porque el vinilo es incapaz de retener completamente las moléculas de helio y se hace necesario reponer ese gas periódicamente (por ejemplo, un octavo del volumen cada dos semanas en globos esféricos). La fórmula para calcular la fuerza bruta de levantamiento es:

$$f = (\rho_{aire} - \rho_{He}) \cdot V \cdot g \quad (2)$$

donde:

- f : Es la fuerza bruta de levantamiento, en [N];
- ρ_{aire} : Es la densidad del aire, en [kg/m³];
- ρ_{He} : Es la densidad del helio, en [kg/m³];
- V : Es el volumen del globo, en [m³];
- g : Es la aceleración gravitacional, en [m/s²].

Por ejemplo, cuando la temperatura está cerca de 20 [°C], $\rho_{aire}=1,2$, $\rho_{He}=0,18$ y $f=10 \cdot V$. En esas condiciones, un globo esférico de unos dos metros y medio de diámetro ($V=8$) genera una fuerza bruta de levantamiento $f=80$ que, descontando el peso del globo mismo, queda en una fuerza neta cercana a 40 [N]. Así, el globo podría elevar tres anemómetros colgados de un cable, dejando la parte electrónica y su fuente de alimentación en el suelo.

La ventaja es que la elevación de globos no se complica mayormente en terrenos escabrosos.

Para la colocación en mástiles, la idea central es emplear mástiles de antenas. Hay de dos tipos: los autosoportantes, que se erigen solos, y los contraventados, que se estabilizan mediante cables anclados en el suelo (“vientos”). El precio de los últimos, aunque menor que el de los primeros, resulta significativo. Además, los dos tipos presentan dificultades si se los quiere erigir en terrenos con acceso complicado (por ejemplo, la cumbre de un cerro, para evitar las detenciones del viento que suelen ocurrir en los valles y quebradas).

6. DESARROLLO DE UN MEDIDOR ALTERNATIVO

La determinación del potencial eólico de un lugar, debe prolongarse entre uno y diez años para ser fidedigna. Esto exige destinar los medidores de viento al lugar durante esos mismos períodos.

Ante la dificultad de dejar los medidores disponibles instalados en Villa Alemana durante tanto tiempo, se decidió desarrollar un medidor alternativo. Tal tarea exige algunas consideraciones.

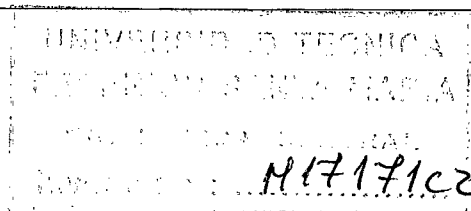
Generalmente, los lugares donde se hace rentable la instalación de centrales eólicas, están alejados de los centros urbanos; por ejemplo, dentro de nuestro país: la Isla de Pascua, la Isla de Juan Fernández, algunos sectores de la zona austral. Más aún, los sitios específicos donde se instalan las centrales, suelen distar de las edificaciones para que éstas no obstaculicen el viento. Eso impone exigencias adicionales al estudio del potencial eólico.

En resumen, el desarrollo de un medidor de velocidad del viento enfrenta dos desafíos de partida: *el medidor debe ser portátil* (para que se lo pueda desplazar por terrenos escabrosos) y *autónomo durante períodos de medición relativamente prolongados* (para que puede servir sin el auxilio energético de una red eléctrica y sin intervención humana).

La autonomía dicta, a su vez, una pauta de seguridad: la prolongación de los períodos de medición debe concordar con la posibilidad de fallas del medidor, porque una de éstas puede destruir por completo la información de un período de medición. En este sentido, la experiencia con el equipo Windsiter, que almacena volúmenes grandes de datos durante períodos largos, sugiere que *son recomendables los períodos de medición de una semana cuando los datos son muestras calculadas cada minuto, y de dos meses cuando son muestras calculadas cada diez minutos; así, el volumen de datos en un período de medición es cercano a $1 \cdot 10^4$ ($60 \cdot 24 \cdot 7 = 10080$ y $6 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 2 = 8928$), y esos son los susceptibles de perderse por una falla.*

Considerando las exigencias anteriores, *se decidió que el suministro de energía para el medidor provenga de baterías y que cada batería debe alimentar sobradamente un período de medición, de manera el rescate de datos sea más frecuente que el recambio de baterías.*

En estas circunstancias, construir un medidor con circuitos electrónicos como amplificadores operacionales y otros componentes similares, resulta inútil. La corriente consumida por uno solo de esos dispositivos sería cercana a $1 \cdot 10^{-1}$ [A]; por lo tanto, su consumo acumulado durante una semana de funcionamiento continuo se acercaría a 17 [Ah] ($0,1 \cdot 24 \cdot 7 = 16,8$), y equivaldría a una batería liviana. Dos de esos componentes consumirían una batería pesada semanalmente. Por eso, *se decidió usar un*



microcontrolador de la familia PIC, que es bastante nueva y tiene un consumo bajo y proporcional a la frecuencia del cristal oscilador con que se le da el ritmo: a la frecuencia máxima, el consumo es $5 \cdot 10^{-3}$ [A], y el acumulado durante una semana es menor que 1 [Ah] ($0,005 \cdot 24 \cdot 7 = 0,84$), lo cual permite alimentar al microcontrolador con un batería liviana durante unos 5 meses. Los microcontroladores de esa familia se programan en un lenguaje de nivel muy bajo, cercano al de máquina ("assembler"); pero, en vista de los requerimientos energéticos, hay que considerar que esa incomodidad es superflua.

Como es recomendable que las mediciones realizadas durante un período (una semana o dos meses) no se pierdan por completo por una falla de suministro energético, se decidió agregar al microcontrolador una memoria externa, que no sea volátil como su memoria interna ("ram").

Había dos alternativas:

- una memoria "eprom", que se escribe eléctricamente, admite millones de escrituras y lecturas, no pierde los datos al retirarle la energía y requiere luz ultravioleta para ser borrada;
- una memoria "flash", que se escribe eléctricamente, admite miles de escrituras y lecturas, no pierde los datos al retirarle la energía, y se borra eléctricamente.

La diferencia en la cantidad de escrituras y lecturas admisibles es irrelevante, porque excede las pretensiones en cualquier caso. La memoria "flash" tiene, así, una ventaja ligera, porque su escritura y borrado eléctricos la hacen más cómoda de usar. Por consiguiente, se decidió usar una memoria "flash".

Falta dimensionar la memoria con un estudio acerca del volumen de datos. Las memorias son digitales y, por consiguiente, registran los datos en "bits". Cada "bit", por ser una variable de 2 estados, sólo puede diferenciar 2 datos ($2^1=2$) y, por lo tanto, su resolución es de 1 en 2. Combinados en grupos de 8, los "bits" constituyen "bytes". Cada "byte, por constar de 8 "bits" de 2 estados, puede diferenciar 256 datos ($2^8=256$); por lo tanto, la resolución de un medidor con datos registrados en "bytes" es de 1 en 256. Considerando que esa resolución puede ser insuficiente, se decidió registrar los datos en pares de "bytes", cada uno con 16 "bits", de manera que la resolución del medidor sea 1 en 65536 ($2^{16}=65536$).

Un dato, para el medidor, es una muestra calculada al cabo de un minuto o de diez minutos, dependiendo del período de medición. Si se acumula datos cada minuto durante un período de medición de una semana, y cada dato se registra en un par de "bytes", el volumen acumulado en el período involucra a unos $2 \cdot 10^4$ "bytes" ($60 \cdot 24 \cdot 7 \cdot 2 = 20160$). Si se acumula datos cada diez minutos durante un período de medición de dos meses, el volumen acumulado en el período abarca unos $1,8 \cdot 10^4$ "bytes" ($6 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 2 = 17856$). Por eso, se

decidió usar una memoria “flash” de 32768 “bytes”, que es un tamaño estándar por exceso ($32768=2^{15}$); en particular, se eligió una memoria 28F256A.

La elección del microcontrolador preciso entre los de la familia PIC, es algo más complicada que la de la memoria, pero está ligada a ella.

Para recibir los pulsos enviados en secuencia por el anemómetro, y poder calcular los datos con ellos, el microcontrolador necesita tener 1 terminal (“pin”); para enviar cada mitad de dato en un “byte”, de 8 “bits”, a una dirección de la memoria externa, el microcontrolador necesita 8 terminales más; para elegir la dirección apropiada entre las 32768 de la memoria externa, el microcontrolador necesita otros 15 terminales; y para controlar los envíos, el microcontrolador necesita 3 terminales adicionales. Los microcontroladores más cercanos, por exceso, son los de modelo PIC16C74, PIC17C o PIC15C6. Por tamaño de memoria interna, velocidad y precio, *se decidió emplear un microcontrolador PIC16C74/JW.*

Adicionalmente, *se decidió emplear un cristal oscilador con frecuencia $4 \cdot 10^6$ [Hz], para dar el ritmo a ese microcontrolador.* La decisión fue puramente económica, considerando que con ella no se amenaza el consumo del equipo.

La figura 6.1 muestra los componentes, ya instalados en una placa con algunos dispositivos de detalle. La placa fue diseñada en dos capas con ayuda de Protel, un programa apropiado para ello.

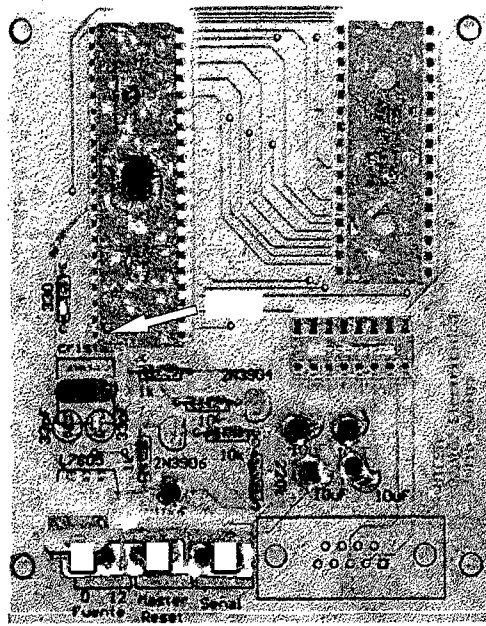


Figura 6.1: Componentes instalados en la placa

La figura 6.2 muestra las dos capas de la placa.

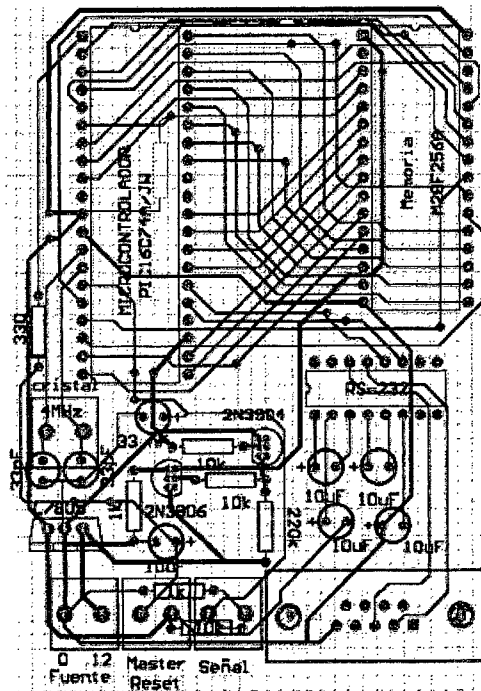


Figura 6.2: Las dos capas de la placa

La figura 6.3 lista las conexiones.

MEMORIA		PIC	
función	pin	pin	Función
		1	MCLR/Vpp
A8	27	2	RA0/AN0
A9	26	3	RA1/AN1
A10	23	4	RA2/AN2
A11	25	5	RA3/AN3/Vref
A12	4	6	RA4/TOCKI
A13	28	7	RA5/AN4/SS
A14	29	8	RE0/RD/AN5
A15	3	9	RE1/WR/AN6
		10	RE2/CS/AN7
		11	Vdd
		12	Vss
		13	OSC1/CLKIN
		14	OSC2/CLKOUT
ENTRADA SEÑAL		15	RC0/T1OSO/T1CK1
WE	31	16	RC1/T1OC1/CCP2
OE	24	17	RC2/CCP1
CE	22	18	RC3/SCK/SCL
A0	12	19	RD0/PSP0
A1	11	20	RD1/PSP1
A2	10	21	RD2/PSP2
A3	9	22	RD3/PSP3
		23	RC4/SDI/SDA
		24	RC5/SD0
		25	RC6/TX/CK
		26	RC7/RX/DT
A4	8	27	RD4/PSP4
A5	7	28	RD5/PSP5
A6	6	29	RD6/PSP6
A7	5	30	RD7/PSP7
		31	Vss
		32	Vdd
DQ0	13	33	RB0/INT
DQ1	14	34	RB1
DQ2	15	35	RB2
DQ3	17	36	RB3
DQ4	18	37	RB4
DQ5	19	38	RB5
DQ6	20	39	RB6
DQ7	21	40	RB7

Figura 6.3: Conexiones en la placa

La figura 6.4 presenta un diagrama de bloques para ayudarse en la programación del microcontrolador. Este tiene en su interior dos bloques cruciales: un divisor de frecuencia y una unidad central de procesos. El cristal, el microcontrolador y la memoria están instalados en la placa, como ya se vio; el anemómetro propiamente tal está fuera, girando con dos imanes adosados a su eje de manera que atrae periódicamente a un interruptor encargado de conectar y desconectar una fuente de tensión para generar pulsos destinados al microcontrolador.

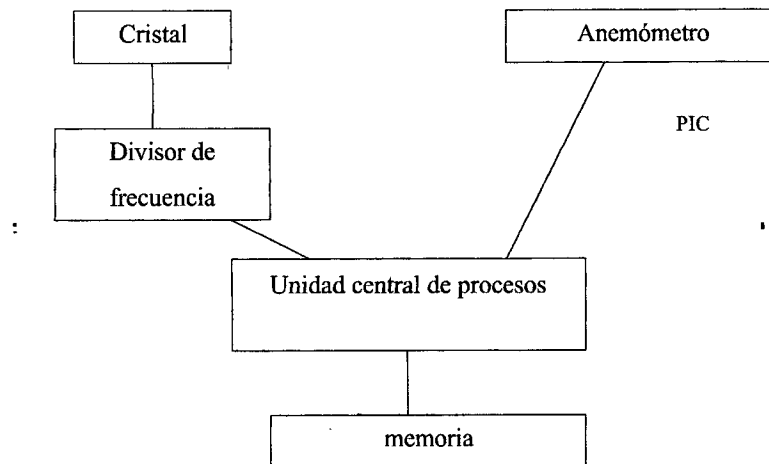


Figura 6.4: Diagrama de bloques

Hay así dos fuentes de pulsos: una del cristal oscilador, que da el ritmo al microcontrolador, y otra del anemómetro, que contiene la información relativa a la velocidad del viento.

Los pulsos del cristal tienen frecuencia $4 \cdot 10^6$ [Hz], y, por consecuencia, período $2,5 \cdot 10^{-7}$, en [s]. No llegan a la unidad central del microcontrolador, sino al divisor de frecuencia que debe estar programado de modo que, a base de esos pulsos, genere otros con frecuencia $1/60$ [Hz] y período 60 [s]. Estos son los que llegan a la unidad central, como interrupciones, junto con los provenientes del anemómetro.

En grueso, se debe programar tres labores en el microcontrolador:

- Para los pulsos del cristal, una división de frecuencia por $2,4 \cdot 10^8$ ($((1/60)/4 \cdot 10^6 = 1/2,4 \cdot 10^8)$);
- Para los pulsos del anemómetro, una cuenta periódica durante cada minuto (o diez minutos);
- y para los datos resultantes, un envío de dos “bytes” a la memoria externa cada minuto (o diez minutos).

La figura 6.5 sugiere un diagrama de flujo simplificado.

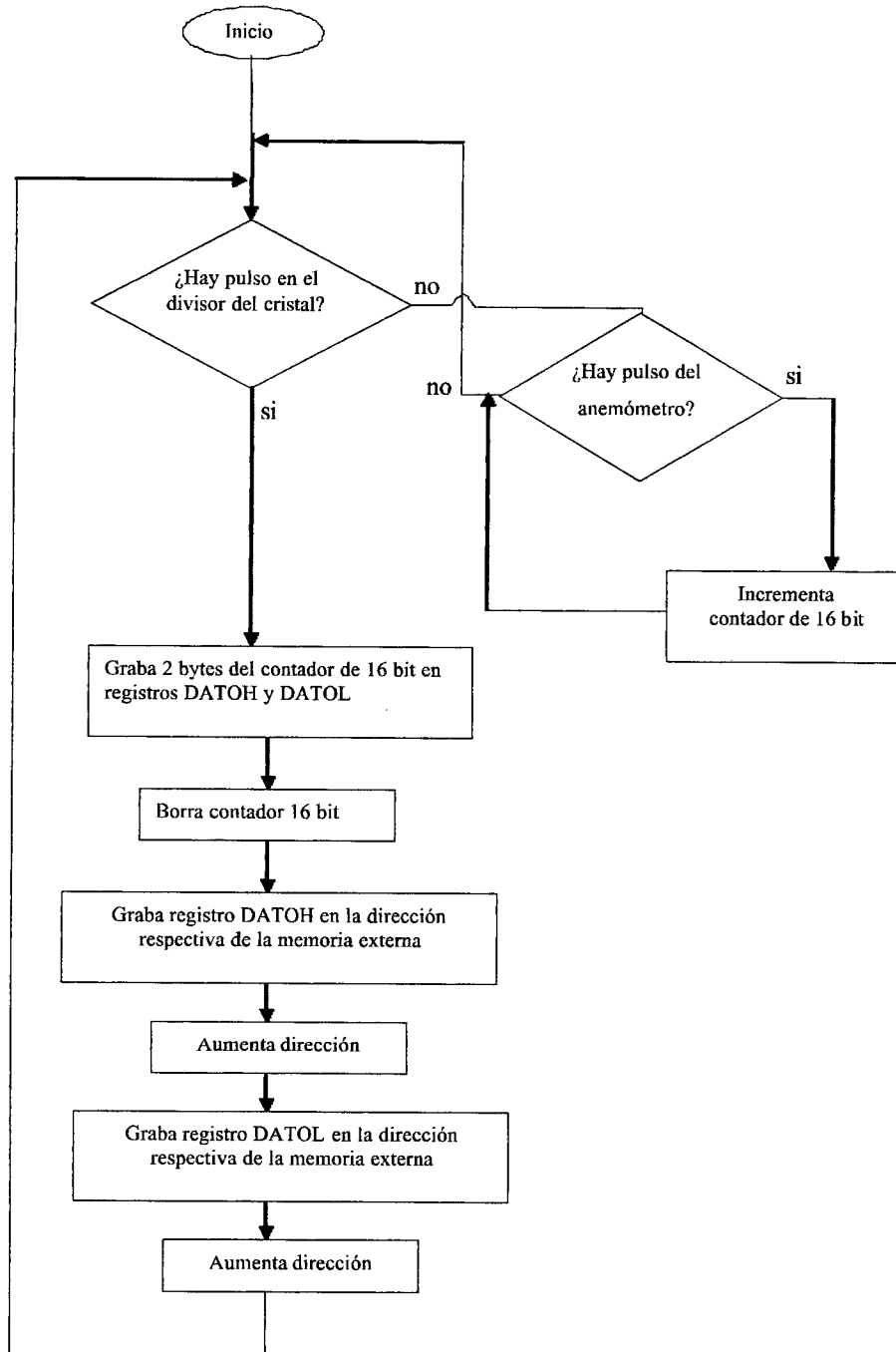
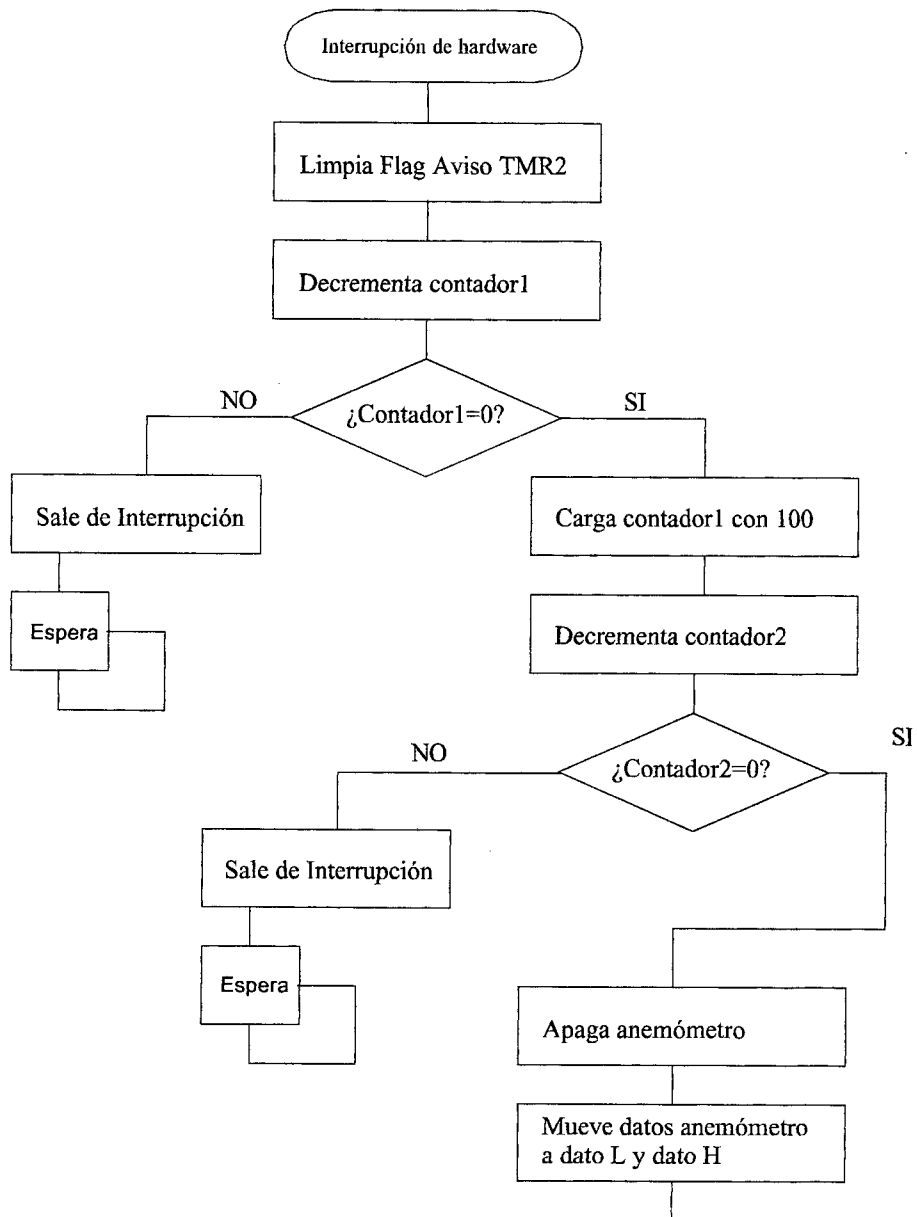
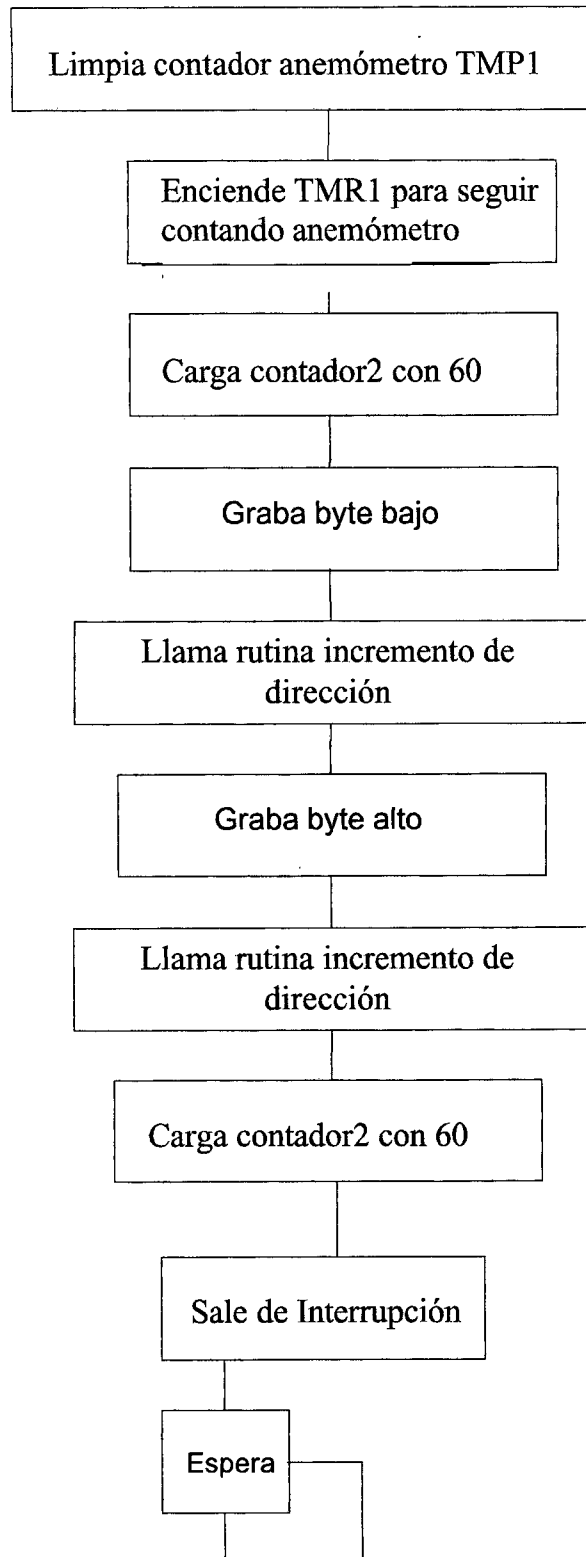


Figura 6.5: Diagrama de flujo simplificado

La figura 6.6 presenta un diagrama de flujo más detallado.





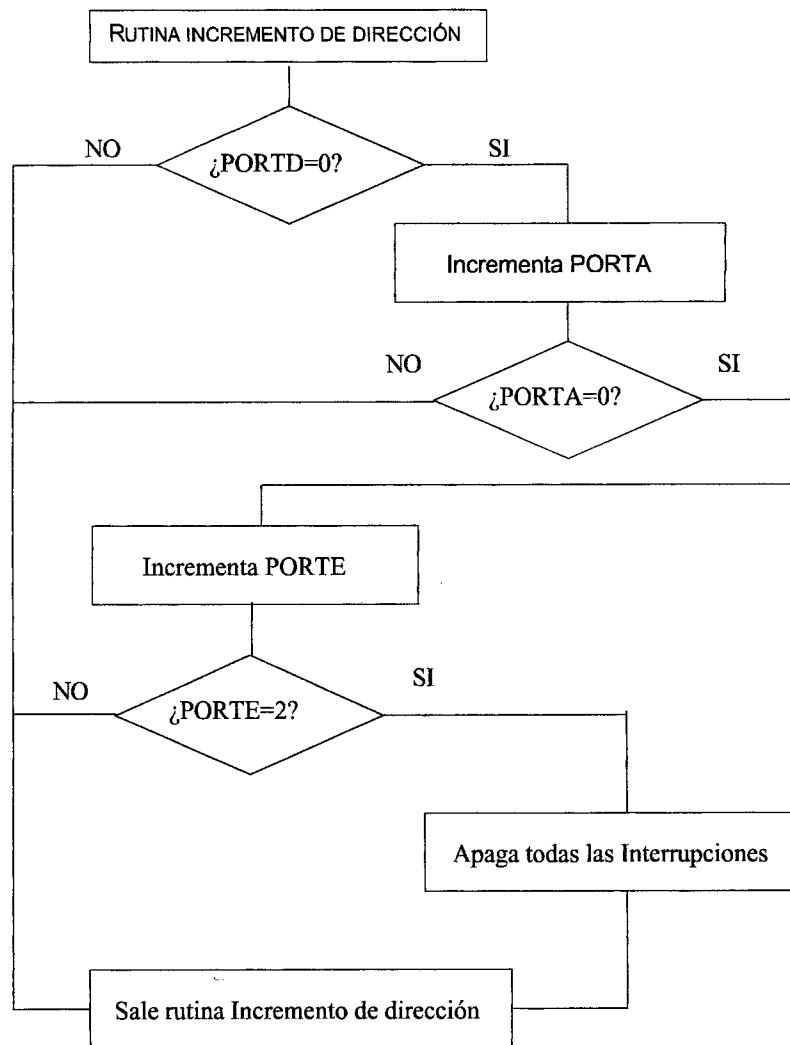


Figura 6.6: Diagrama de flujo más detallado

El punto 6.1 lista el programa final. Buena parte de sus instrucciones son adicionales, para preparar el microcontrolador, y no para efectuar las labores señaladas antes.

6.1 SOFTWARE FINAL

```
#include p16c74a.inc
```

```
list P=PIC16C74A
```

```
__config H'FFF1
```

```
DATOL EQU H'0030' ; Dirección de registro datoL
```

```
DATOH EQU H'0031' ; Dirección de registro datoH
```

```
CONTADOR1 EQU H'0032' ; Dirección de registro contador1
```

```
CONTADOR2 EQU H'0033' ; Dirección de registro contador2
```

```
WE EQU H'0001' ; Dirección de pin WE
```

```
OE EQU H'0002' ; Dirección de pin OE
```

```
CE EQU H'0003' ; Dirección de pin CE
```

```
VPP EQU H'0004' ; Dirección de pin VPP del PIC
```

```
org 0
```

```
goto START
```

```
org 4
```

```
bcf PIR1,TMR2IF ;programa de interrupción 1 vez cada 100 hertz
```

```
decfsz CONTADOR1,F ; Decrementa en uno el CONTADOR1
```

```
retfie ; sale
```

```
movlw D'100' ;contador de hertz según tabla Excel
```

```
movwf CONTADOR1 ; Carga CONTADOR1 con D'100'
```

```
decfsz CONTADOR2,F ; Decrementa CONTADOR2
```

```
retfie ; sale
```

```
bcf T1CON,TMR1ON ;apaga TMR1 (anemómetro)
```

```
movf TMR1H,W ;
```

```
movwf DATOH ;
```

```
movf TMR1L,W ;
```

```
movwf DATOL ;
```

```
clrf TMR1L ;Limpia TMR1 bajo
```

```
clrf TMR1H ;Limpia TMR1 alto
```

```
bsf T1CON,TMR1ON ; enciende TMR1
```

```
movlw D'60' ; contador de segundos carga 60 segundos
```

```
movwf CONTADOR2 ; contador de segundos carga 60 segundos
```

```

movlw H'40'          ;
movwf PORTB          ;
bsf PORTC,VPP        ;
bcf PORTC,CE         ;
bcf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,CE         ;
movf DATOL,W         ;
movwf PORTB          ;
bcf PORTC,CE         ;
bcf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,CE         ;
bcf PORTC,VPP        ;
call INC_ADDR        ; llama a rutina Incrementa dirección
movlw H'40'          ;
movwf PORTB          ;
bsf PORTC,VPP        ;
bcf PORTC,CE         ;
bcf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,CE         ;
movf DATOH,W         ;
movwf PORTB          ;
bcf PORTC,CE         ;
bcf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,WE         ;
bsf PORTC,CE         ;
bcf PORTC,VPP        ;
call INC_ADDR        ; llama a rutina Incrementa dirección
retfie               ; Sale

INC_ADDR: incfsz PORTD,F ; Rutina de incremento de dirección
          return
          incf PORTA,F
          movf PORTA,F
          btfss STATUS,Z
          return

```

```

        incf  PORTE,F
        btfsc PORTE,0
        return
        bcf   INTCON,GIE
        return
START:   bcf STATUS,RP0      ; Asegura que se encuentra en el banco0
        clrf PORTA           ; Apaga salida A
        clrf PORTB           ; Apaga salida B
        clrf PORTD           ; Apaga salida D
        clrf PORTE           ; Apaga salida E
        movlw H'0E'          ; Apaga puerto C (apago we,ce,oe=1)
        movwf PORTC          ; Apaga puerto C (apago we,ce,oe=1)
        bsf STATUS,RP0      ; cambio de banco de memoria1
        clrf OPTION_REG      ; seteo del registro option
        clrf TRISA           ; seteo puerto A como salida
        clrf TRISB           ; seteo puerto B como salida
        clrf TRISD           ; seteo puerto D como salida
        clrf TRISE           ; seteo puerto E como salida
        movlw H'01'          ; seteo puerto C bit 0 entrada, bit 1-7 salida
        movwf TRISC          ; seteo puerto C bit 0 entrada, bit 1-7 salida
        movlw H'02'          ; Configura Pie1
        movwf PIE1           ; Configura Pie1
        clrf PIE2            ; Configura Pie 2
        movlw D'124'         ; cargo el registro pr2 con 124 a partir de tabla Excel
        movwf PR2            ; cargo el registro pr2 con 124 a partir de tabla Excel
        movlw H'07'          ; Configuro sistema analógico
        movwf ADCON1         ; Configuro sistema analógico
        bcf STATUS,RP0      ; Vuelvo al banco 0
        clrf TMR1L           ; Limpia contador anemómetro
        clrf TMR1H           ; Limpia contador anemómetro
        clrf SSPCON          ; configura SSPCON
        movlw H'06'          ; Configura timer1 (timer anemómetro)
        movwf T1CON          ; Configura timer1 (timer anemómetro)
        movlw H'23'          ; Configura timer2 (base de tiempo)
        movwf T2CON          ; configura t2con con 0010 0011
        clrf ADCON0          ; Configura ADCON0
        movlw H'C0'          ; Configura sistema de interrupción (solo timer2)
        movwf INTCON         ; Configura sistema de interrupción (solo timer2)

```

```
      clrf TMR2                ; limpio TMR2
      movlw D'100'            ; contador de hertz
      movwf CONTADOR1        ; cargo CONTADOR1 con D'100'
      movlw D'60'             ; contador de segundos
      movwf CONTADOR2        ; cargo CONTADOR2 con D'60'
      bsf T2CON,TMR2ON        ; Enciende TMR2 (base de tiempo)
      bsf T1CON,TMR1ON        ; Enciende TMR1
loop:  goto loop
      goto loop
      goto loop
      goto loop
      END
```

7. ADICIONES, CORRECCIONES Y ENSAYOS DEL MEDIDOR DESARROLLADO

La placa desarrollada incluye una conexión serial para el microcontrolador. La conexión no quedó habilitada, pero permitiría ampliar las prestaciones del equipo en el futuro; por ejemplo, permitiría programaciones y manejos de datos en pantallas amigables.

Por el momento, el rescate de datos debe hacerse retirando la memoria externa y leyéndola en un lector de memorias.

Como los datos son leídos por “bytes”, se hizo una adición al diseño: un programa ejecutable, llamado Project1.exe y realizado en Delphi, que permite adecuar los datos en pares de “bytes” y leerlos en Excel. Con esa adición, el rescate de datos se reduce a leer la memoria extraída, guardar la lectura en un disco flexible, trasladar el disco a un computador personal, ejecutar Project1.exe y procesar los resultados en Excell.

Una vez establecido lo anterior, los primeros ensayos del medidor desarrollado se efectuaron en el túnel de viento.

Aparte de las equivocaciones habituales, que retrasaron los resultados pero se solucionaron con un apego mejor al diseño, los ensayos mostraron que en éste existía un aspecto imprevisto: el medidor funcionaba en forma errática, pese a que la placa con el microcontrolador lo hacía correctamente mientras se la conectaba a un generador de señales en vez del anemómetro.

Como el anemómetro mismo giraba bien, se sospechó del interruptor usado para la generación de los pulsos correspondientes.

Una exploración de esos pulsos mediante un osciloscopio, mostró transiciones distanciadas a veces en milisegundos, y otras en microsegundos. Ya que estas últimas no son explicables por la velocidad de giro del anemómetro, la única posibilidad era que se debieran a rebotes mecánicos en el interruptor.

Como el resultado era una señal con frecuencias altas superpuestas a las correctas, *se decidió agregar un filtro pasa-bajos en la placa, entre el anemómetro y el microcontrolador.*

Desde el punto de vista de la intervención en la placa, la solución era simple y se la realizó. Una vez ajustado el filtro, el problema quedó corregido y el medidor desarrollado comenzó a funcionar bien.

La calibración en el túnel de viento indicó que la velocidad del viento, en [m/s], es el dato registrado durante un minuto, multiplicado por 0,00258; por ejemplo, la velocidad del viento es 18,3 cuando el registro es de 7086 pulsos por minuto.

Con estos antecedentes, se efectuaron ensayos en terreno.

Se montó el medidor desarrollado en la estación meteorológica de la Universidad Técnica Federico Santa María, a un metro de distancia del medidor Campbell habitual en el lugar desde hacía tiempo.

Al cabo de una semana, la velocidad media del viento, en [m/s], fue 1,62 según el medidor Campbell y 0,91 según el desarrollado; por otro lado, la velocidad máxima fue 7,62 según el medidor Campbell y 8,22 según el desarrollado.

La figura 7.1 compara las mediciones efectuadas durante el 28 de mayo de 2001, de manera ampliada, y desde el 28 al 30 de mayo, en forma comprimida.

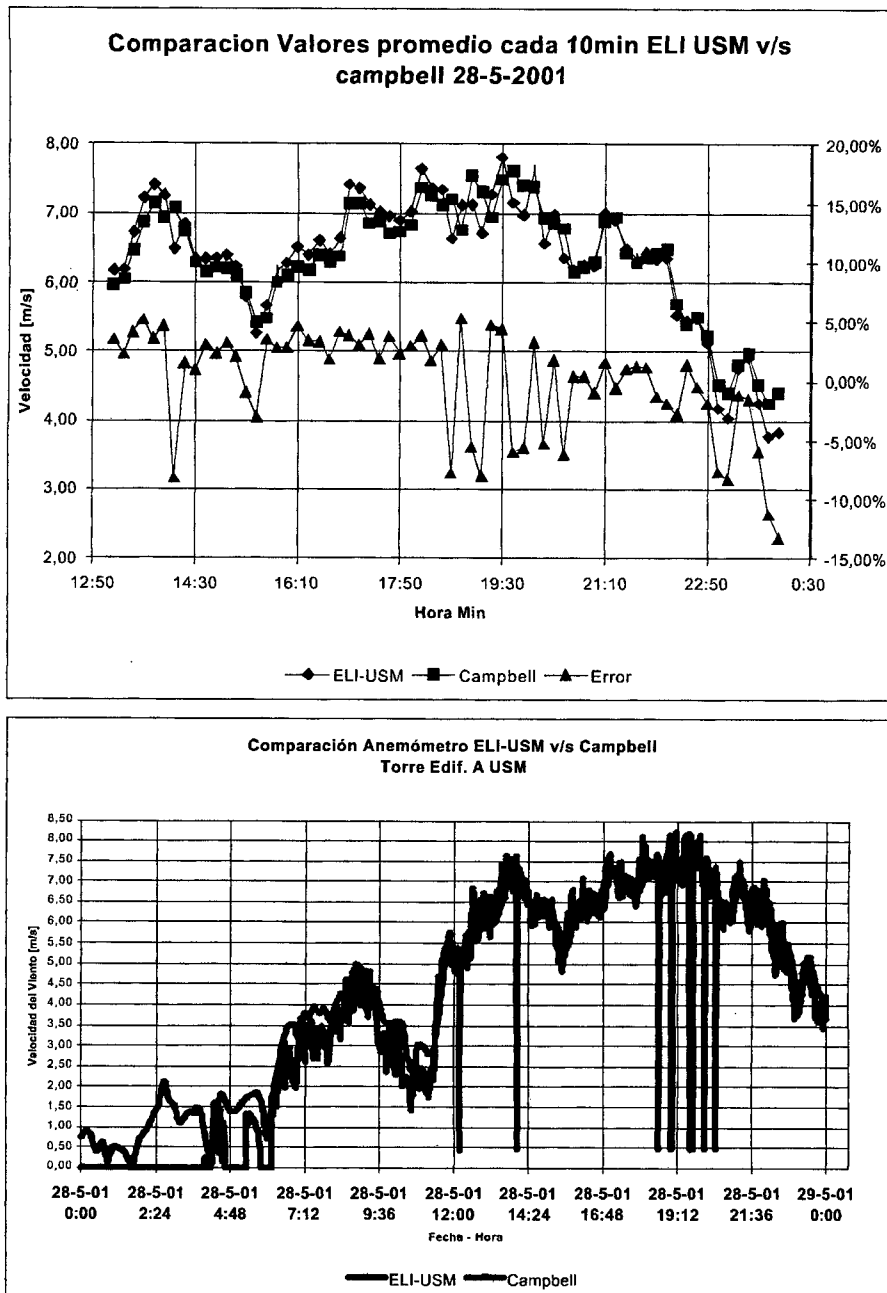


Figura 7.1: Comparación de mediciones desde el 28.05.01 hasta el 30.05.01

Las figuras 7.2, 7.3 y 7.4 comparan las mediciones efectuadas entre el 23 y el 30 de mayo.

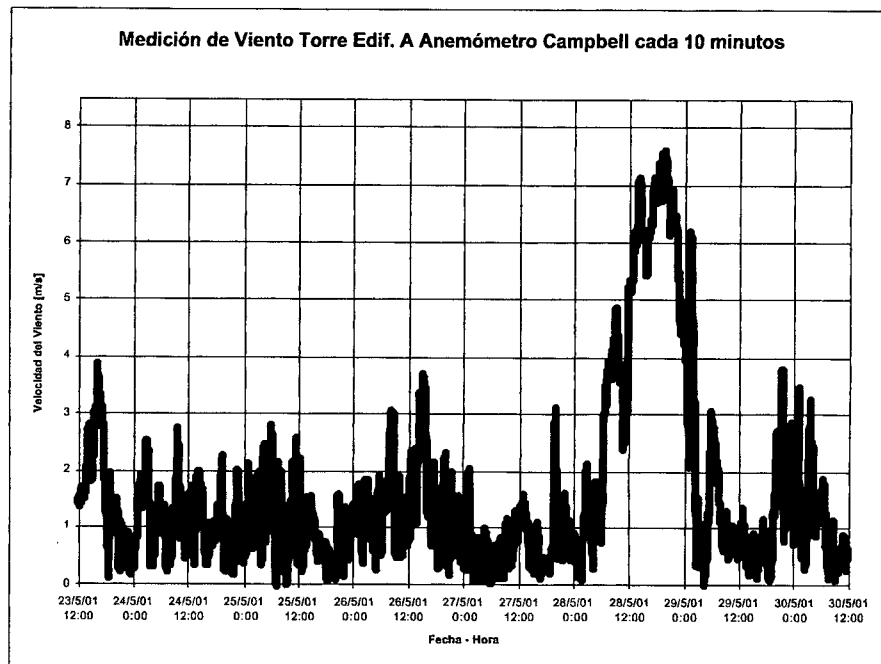
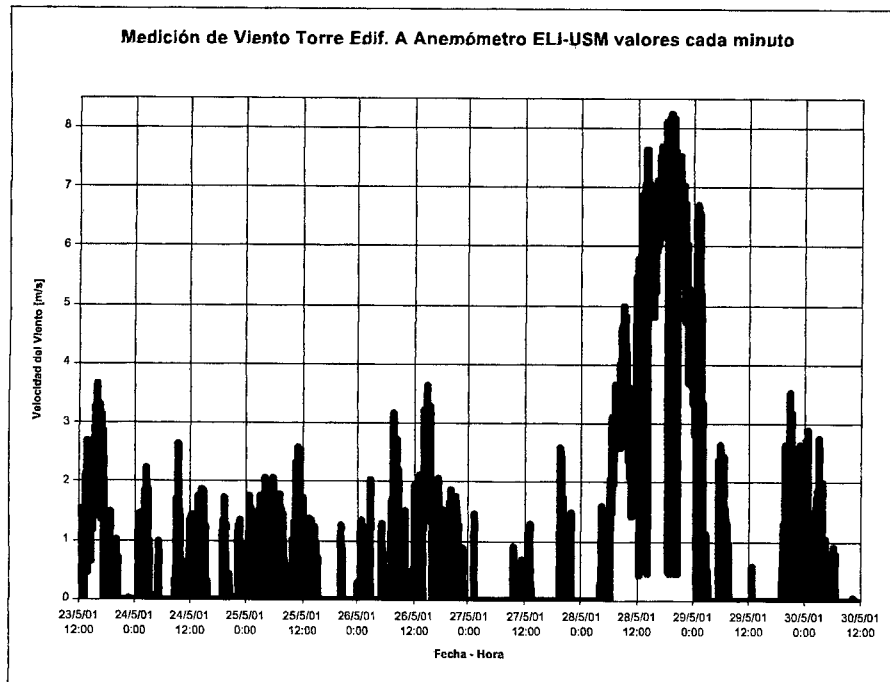


Figura 7.2: Comparación de mediciones desde el 23.05.01 hasta el 30.05.01

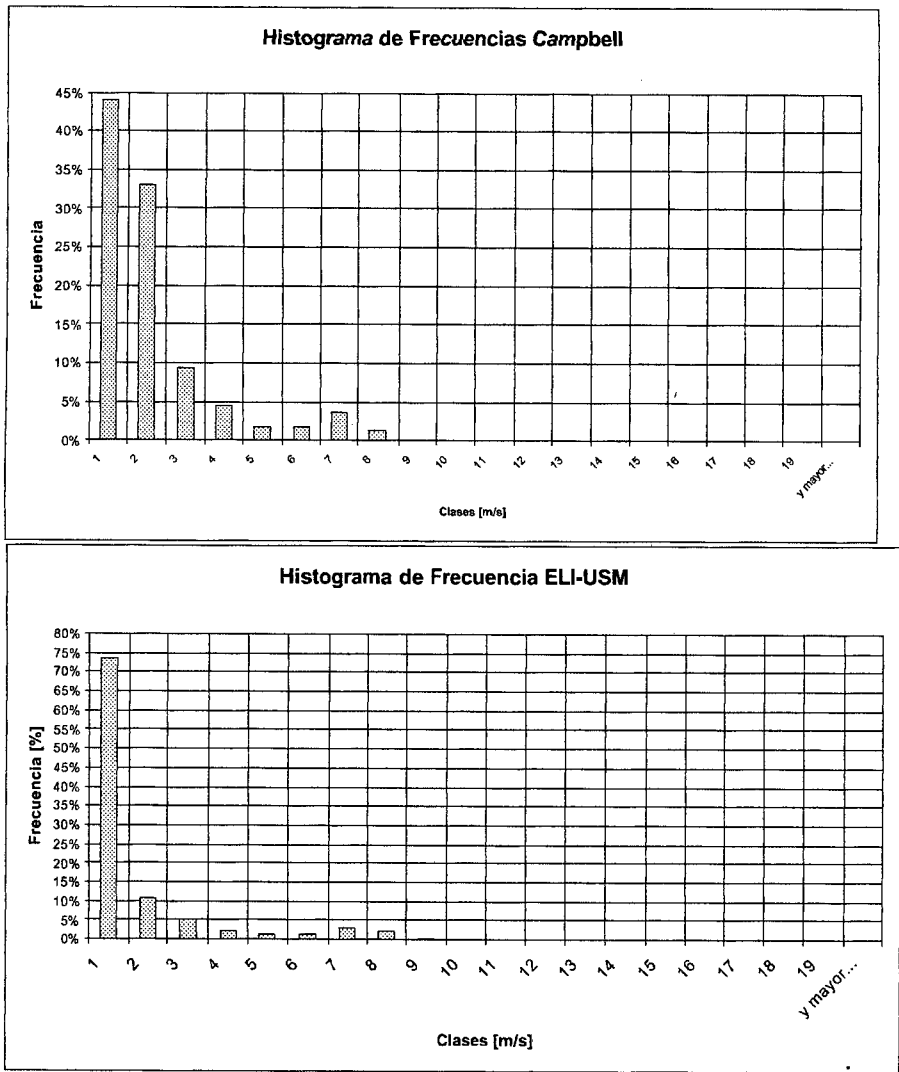


Figura 7.3: Histogramas de frecuencias desde el 23.05.01 hasta el 30.05.01

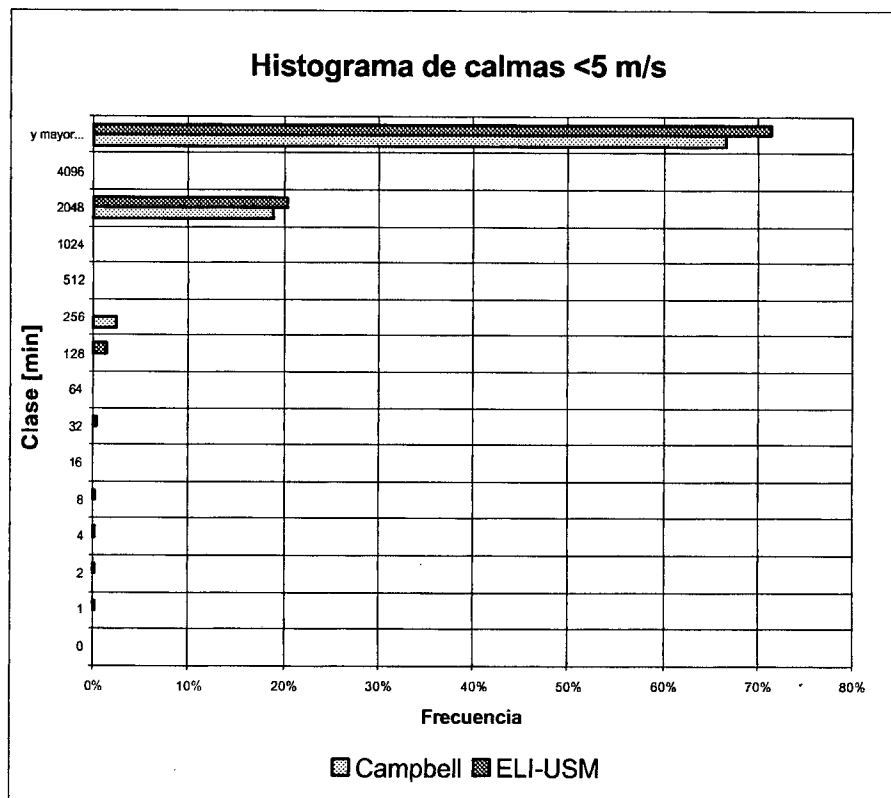
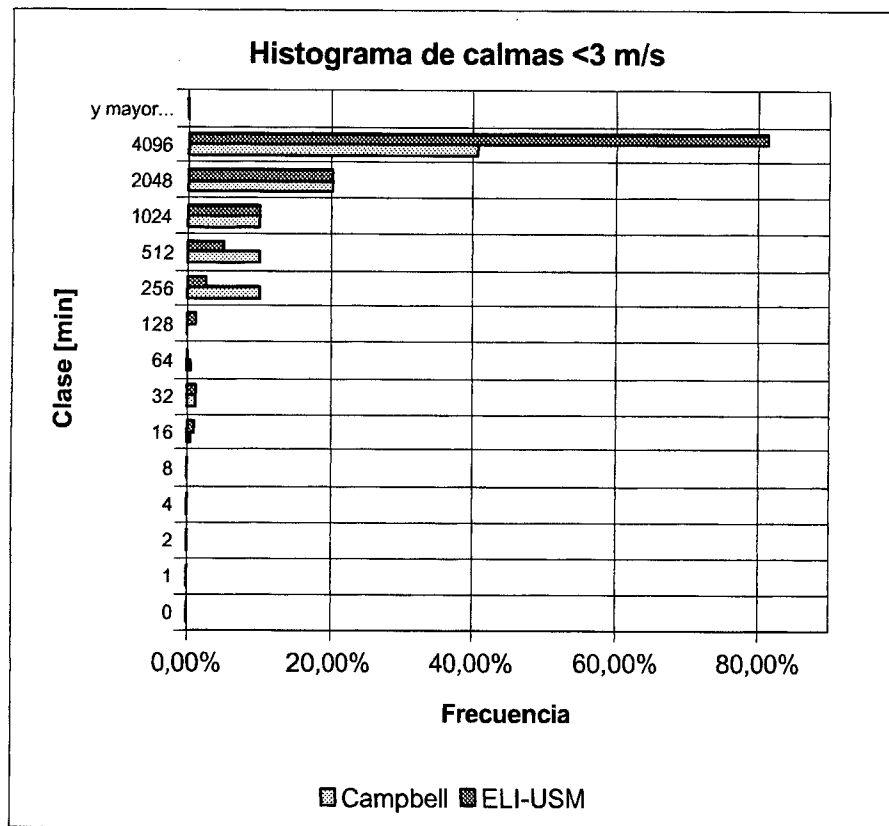


Figura 7.4: Histogramas de frecuencias de calmas de viento desde el 23.05.01 hasta el 30.05.01

Las figuras muestran que el comportamiento del medidor desarrollado es parecido al del medidor Campbell cuando la velocidad del viento es alta, pero es diferente cuando la velocidad es menor que 2. Esto se aprecia, sobre todo, en la figura xx10. La explicación evidente, está en la tabla ¿5?: el anemómetro Somfy tiene dificultades de arranque.

Hay un segundo motivo para las diferencias: el período de muestreo durante el cual se cuentan los pulsos, que en el medidor desarrollado fue de un minuto y en el Campbell, de diez. Por eso, este último medidor muestra los datos en forma más suavizada.

Tanto las dificultades de arranque como la diferencia en el tiempo de muestreo, justifican las diferencias en los histogramas de las figuras 7.3 y 7.4.

8. HOJA TÉCNICA DEL MEDIDOR DESARROLLADO

Después de las adiciones, correcciones y ensayos, el medidor quedó con las características indicadas a continuación.

Tensión de alimentación	: entre 11,5 y 12,5 [V]
Muestreo de datos	: cada 60 [s]
Información registrada	: hasta 15840 datos en código binario de 2 “bytes”
Anemómetro asociado	: Somfy
Velocidad del viento medida	: entre 1,8 y 30 [m/s]
Interpretación de datos	: la velocidad del viento, en [m/s], es el dato registrado multiplicado por 0,00258
Resolución	: 1 en 65536
Envoltorio	: caja IP55

Puesta en marcha

1. desconecte la tensión de alimentación;
2. abra la caja;
3. retire la memoria;
4. conecte la tensión de alimentación;
5. compruebe que el terminal 20 del receptáculo de la memoria oscila entre 0 y 5 [V] cada minuto;
6. desconecte la tensión de alimentación;
7. inserte otra memoria haciendo coincidir su marca con la del receptáculo;
8. conecte la tensión de alimentación, anotando la fecha y hora del evento;
9. cierre la caja.

Rescate de datos

1. lea los datos de la memoria retirada, mediante un lector de memorias y un programa de lectura;
2. escriba los datos en un disco flexible, generando un archivo llamado “Final” (sin extensión);
3. ejecute el programa Project1.exe incluido en el disco compacto que acompaña a esta memoria, que generará un archivo llamado “Final.txt”;
4. lea los datos del segundo archivo mediante Excel, entendiendo que están en código binario de 2 “bytes”;
5. interprete los datos según la fórmula descrita más arriba para ese fin;
6. use la anotación de fecha y hora de puesta en marcha de las mediciones, para calcular los momentos en que se midieron los datos.

9. CONCLUSIONES

La obtención de potencia comercial es un problema importante, que exige una transición desde la mera combustión de hidrocarburos hasta combinaciones diversificadas. Entre las obtenciones alternativas de potencia, se cuenta la eólica. Existe una tecnología que permite aprovecharla. Falta difundir esta posibilidad, legislar adecuadamente, confeccionar mapas eólicos y fomentar la construcción de los equipos necesarios.

Este trabajo de título, procurando determinar el potencial eólico para la generación eléctrica en una zona rural de Villa Alemana, en la Quinta Región de Chile, encontró que las estaciones existentes en las cercanías (específicamente, en Valparaíso) aportan datos cuya extrapolación estimativa a la zona de interés no muestra una situación suficientemente holgada para emprender, sin más, la construcción de una central eólica asumiendo los costos correspondientes

Por consiguiente, el trabajo se encauzó hacia el diseño y la construcción de un anemómetro barato, que pueda instalarse en la zona de interés con poco riesgo y registre datos precisos.

El instrumento construido tiene un costo en materiales (unos U\$30) que es muy inferior al de los registradores comerciales ("data loggers"). Debe ser mejorado con programas de análisis de datos y comunicación serial para que su operación sea más accesible a los usuarios; sin embargo, ya es capaz de cumplir el propósito para el que fue diseñado y abre una posibilidad real de instalar una red de estaciones de medición eólica a lo largo del país.

10. BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

[1] **Worldwatch Institute (1990).**

The potencial of renewable energy: An interlaboratory white paper.

SERI, Colorado

[2] **Pontificia Universidad Católica de Chile**

Escuela de Ingeniería

<http://www.ing.puc.cl/power/alumno98/eolica/eolica.htm>

"Energía Eólica y Geotérmica en Chile" Evaluación de su potencial y desarrollo

Chile

[3] **Asociación Danesa de la Industria Eólica**

<http://www.windpower.dk>

Dinamarca

[4] **MICROCHIP**

Microcontroladores Programables

<http://www.microchip.com>

[5] **Stolz, German**

Centrales Eolicas

Apunte para el ramo de centrales Electricas

Foramato PDF soporado en CD

Universidad Santa María, Valparaíso, Chile

11. GLOSARIO

Aerogenerador	Generador eléctrico que transforma energía del viento, en energía eléctrica
Anemómetro	Instrumento para medir la velocidad del viento
Assembler	Lenguaje computacional de “bajo nivel”, vale decir muy cercano a la máquina.
Ciclocomputador	Aparato electrónico utilizado en ciclismo para la medición de velocidad, distancia y tiempo.
Cristal Oscilador	Componente electrónico, que cumple la función de entregar pulsos de una frecuencia constante y conocida.
Eólico	Relativo al viento
Histograma	Es una herramienta de análisis estadístico, que calcula las frecuencias individuales y acumulativas de rangos de datos y de clases de datos. Esa herramienta genera datos acerca del número de apariciones de un valor en una muestra.
Medidor Campbell	Estación meteorológica adquirida por la USM.
Microcontrolador	Ingenio electrónico más simple que los microprocesadores (computador), contiene un chip, una CPU, elementos como memorias ROM y RAM, temporizadores, contadores, puertos de comunicación, etc. Su característica principal es que al contar con todos estos componentes integrados permiten la implementación de sistemas más compactos y baratos que aquellos basados en microprocesadores.
PIC	Tipo de microcontrolador
Sigma	Fabricante de ciclocomputador utilizado en pruebas preliminares de medición de viento.
Somfy	Fabricante de origen francés de partes móviles de anemómetro ELI-USM
Tubo de Pitot	Instrumento utilizado para medir la velocidad del viento, a partir de una diferencia de presiones.
Windsiter	Compañía fabricante de anemómetro del departamento de electricidad.