



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE YUCATÁN

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

“RECURSO EÓLICO URBANO EN MÉRIDA YUCATÁN,
POTENCIAL DISPONIBLE Y PROPUESTAS PARA SU
APROVECHAMIENTO”

TESIS:

PRESENTADA POR:

ING. RAFAEL ALEJANDRO CLEMENTE CELIS

EN OPCIÓN AL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA:

OPCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES

MÉRIDA, YUCATÁN, MÉXICO

2020

Aunque este trabajo hubiere servido para el Examen de Grado y hubiera sido aprobado por el sínodo, solo el autor es responsable de las doctrinas emitidas en él.

Agradecimientos

Agradezco el apoyo que me concedió el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), por brindarme la oportunidad de estudiar un posgrado en la Maestría en Ingeniería, opción Energías Renovables.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán, por haberme seleccionado para cumplir con una de mis metas profesionales en la vida, en especial al personal académico que me proporcionó conocimiento y asesoramiento para concluir el estudio de posgrado.

A todas aquellas personas que han influido en mi vida y que me han permitido ser parte de la suya.

Resumen

Día con día se ve en aumento el aprovechamiento del viento para la generación de energía, a través de sistemas eólicos de gran escala debido a su gran producción de energía limpia. Al ser sistemas de grandes dimensiones, estos son instalados en lugares remotos donde existe, generalmente, mínima demanda de energía eléctrica. En la actualidad, no existe algún registro de generación a pequeña escala, debido a que el aprovechamiento del recurso eólico en zonas urbanas es mínimo o nulo, debido a la baja producción de energía que reportan estos sistemas diseñados para estos sitios.

Es bien sabido que en las ciudades se consume la mayor parte de la energía eléctrica, por lo que la generación local de energía sería un valor agregado para un uso más sustentable de este territorio. En el presente trabajo se realizó la medición del viento con diversos instrumentos para generar información que permitiera determinar la altura adecuada para la instalación de aerogeneradores en zonas urbanas en Mérida Yucatán.

Debido a que el viento es susceptible a cualquier obstáculo como la flora, construcciones y el relieve, en esta investigación se propuso una metodología para el análisis del relieve urbano de la ciudad de Mérida empleando fuentes de información y herramientas computacionales disponibles gratuitamente. Como resultado de este análisis se identificaron zonas representativas en términos del relieve y el entorno urbano y se determinaron sus parámetros descriptivos.

Con la información del relieve, los datos del viento recolectados en una zona de referencia fueron extrapolados utilizando herramientas computacionales, y se estimó el potencial y altura necesaria para las diferentes zonas representativas de la ciudad. Se analizó la viabilidad de utilizar sistemas eólicos diseñados para ambientes urbanos y se corroboró su producción real con la teórica. Se realizaron recomendaciones para el diseño de un sistema eólico urbano que pudiera mejorar su desempeño en comparación con los sistemas disponibles comercialmente.

Para cuantificar el impacto social de los sistemas eólicos urbanos, se analizaron las diferentes zonas representativas de la ciudad en función del número de posibles

usuarios, los impactos por sombreado y el espaciamiento adecuado. Se identificaron problemáticas asociadas a las instalaciones y se dan propuestas para minimizarlas.

Se analizó la producción energética y la viabilidad económica de los sistemas eólicos, fotovoltaicos e híbridos tomando en cuenta los costos de inversión y las tarifas eléctricas. Se encontró que los sistemas eólicos pueden tener un buen rendimiento siempre y cuando el área de barrido sea adecuada para el recurso eólico disponible, lo cual puede llevar a aerogeneradores de dimensiones poco prácticas, por lo que los sistemas híbridos pueden ser una opción adecuada con las tecnologías disponibles actualmente.

Summary

Day by day, wind harvesting for power generation is increasing, through large-scale wind systems due to its vast green energy production. Being huge systems, wind turbines are installed in distant places where there is generally less demand for electricity. Nowadays, there is no record for small-scale generation, because there are few or nonexistent systems due to their reportedly low energy production designed for this urban environment.

It is well known that in cities the electricity is majorly consumed. In this work the wind was measure with instrumentation to obtain information that helped to determine the appropriate height for wind turbines placement in urban areas in Mérida Yucatan.

Due to wind being susceptible to any obstacle like trees and buildings, it was proposed a methodology for the analysis of the urban relief, using free sources of information and open source computing tools. As a result of this analysis, representative areas were identified in terms of relief and urban environment, as well as their descriptive parameters.

Reference wind data recollected were extrapolated using computing tools and it was estimated the potential and minimum height needed for wind turbines in the representative areas. The feasibility of using wind turbines designed for urban environments was analyzed and its real production was corroborated with the theoretical one. Recommendations were made that could improve its performance compared to commercial existing ones.

In order to quantify social impact of wind turbines, the representative areas were analyzed according to the possible users, shading impacts and acceptable spacing between systems. Problems associated with the wind urban installation were identified and were given recommendations in order to minimize them.

Energy production and economic viability of eolic, photovoltaic and hybrid systems were analyzed considering investment costs and electricity rates. It was found that wind turbines can have a good performance if the swept area is adequate for the available wind, which could lead to impractical dimensions for wind turbines, so hybrid systems could be a suitable option with current technologies.

ÍNDICE

Capítulo I. Introducción.....	1
1.1 La energía del viento en civilizaciones antiguas.	1
1.2 Aprovechamiento de energía eólica mundial en la actualidad	4
1.3 México y su potencial eólico.....	6
1.4 Potencial eólico en zonas urbanas.....	7
1.5 Objetivo general	10
1.5.1 Objetivos particulares.....	10
Capítulo II. Sistemas eólicos.....	11
2.1 Aerogeneradores de eje horizontal	11
2.2 Aerogeneradores de eje vertical	14
2.3 Configuraciones y diseños de aerogeneradores para uso urbano	16
Capítulo III. Estimación del recurso eólico dentro del ambiente urbano.....	22
3.1 Evaluación de potencial eólico en zonas urbanas.....	22
3.1.1 Mecánica de fluidos computacionales.....	23
3.1.2 Metodologías morfométricas	24
3.2 Obtención de parámetros morfométricos del relieve urbano.....	26
3.2.1 Identificación de zonas representativas	27
3.2.2 Obtención del modelo de elevación digital	29
3.2.3 Cálculo de la densidad del plano	32
3.2.4 Estimación de la altura promedio de las estructuras	33
3.2.5 Estimación de la altura de rugosidad $z_0(R_0)$ y desplazamiento del plano cero $z_d(R_0)$	33
3.2.6 Estimación de la altura de rugosidad $z_0(K_{an})$ y desplazamiento del plano cero $z_d(K_{an})$	33
3.3 Extrapolación espacial del recurso eólico	35
3.4 Consideraciones para la obtención de datos del recurso eólico	36
3.4.1 Montaje de sensores ultrasónicos.....	37
3.4.2 Montaje de SODAR.....	38

Capítulo IV. Sistemas eólicos en el ambiente urbano.....	42
4.1 Diseño de un sistema para la caracterización del desempeño de sistemas eólicos de pequeña escala.....	42
4.1.1 Unidad de procesamiento	43
4.1.2 Medición de la velocidad y dirección del viento.....	44
4.1.3 Medición de corriente eléctrica.....	46
4.1.4 Medición de voltaje.....	48
4.1.5 Control de carga y descarga de baterías	49
4.1.6 Medición de la velocidad de giro del generador eólico.....	50
4.1.7 Fuentes de alimentación	51
4.1.8 Diseño de placa electrónica	53
4.2 Ubicación del sistema para la caracterización del desempeño de sistemas eólicos en zona urbana	54
4.3 Implementación de sistemas eólicos aislados.....	56
Capítulo V. Aspecto social y económico.....	61
5.1 Evaluación del sombreado proyectado por los aerogeneradores.	62
5.1.1 Consideraciones técnicas para la altura de aerogeneradores	62
5.1.2 Estimación de la proyección de sombra de aerogeneradores.....	65
5.2 Evaluación económica de potencial eólico y solar	67
5.2.1 Localización de sitios de interés.....	67
5.2.2 Análisis del valor actual neto para sistemas eólicos de pequeña escala	69
Capítulo VI. Análisis de resultados.....	71
6.1 Análisis del viento en zona urbana.....	72
6.1.1 Velocidad del viento a baja altura	72
6.1.2 Intensidad de turbulencia	73
6.1.3 Gradiente vertical de velocidad del viento.....	74
6.1.4 Análisis morfométrico de la zona de referencia.....	75
6.1.5 Análisis morfométrico de las zonas representativas	77
6.1.6 Validación de la metodología	79

6.2	Análisis de desempeño de aerogeneradores.....	81
6.2.1	Evaluación de producción energética de SEH.	82
6.2.2	Evaluación de producción energética de SEV.	86
6.3	Propuesta técnica y económica para aerogeneradores urbanos.	90
6.3.1	Consideraciones para el crecimiento de área de barrido	90
6.3.2	Análisis de costos para sistemas fotovoltaicos y eólicos.....	92
6.3.3	Casos típicos de consumo eléctrico.....	96
6.3.4	Ahorro energético de las zonas representativas	99
6.4	Propuestas relativas al aspecto social.	100
6.4.1	Proyección de sombra parpadeante	101
6.4.2	Proyección de sombra a sistemas complementarios	105
Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones.....		108
7.1	Conclusiones.....	109
7.2	Trabajo a futuro.....	111
Referencias		112
Apéndice I. MED de zonas representativas.		117
Apéndice II. Esquemático de registrador de datos		118
Apéndice III. Placa para pistas de cobre		119
Apéndice IV. Código en MATLAB para obtener potencial eólico teórico.....		120
Apéndice V. Código en MATLAB para promediar valores de SODAR		121
Apéndice VI. Código en C para registrador de datos		122
Apéndice VII. Código en Matlab para evaluación del sombreado		131
Anexo A. Hoja de datos del anemómetro Vaisala WXT532		133
Anexo B. Hoja de datos del sensor de corriente ACS712.		134

ACRÓNIMO Y ABREVIACIONES

AMDEE	-	Asociación Mexicana de Energía Eólica
CFD	-	<i>Computational fluid dynamics</i>
CFE	-	Comisión federal de electricidad
DAC	-	De alto consume
IT	-	Intensidad de turbulencia
LCOE	-	<i>Levelized cost of energy</i>
MED	-	Modelo de elevación digital
PDBT	-	Pequeña demanda baja tensión
SEH	-	Sistema de eje horizontal
SEV	-	Sistema de eje vertical
SF	-	Sistema fotovoltaico
TIR	-	Tasa interna de retorno
U-DTM	-	<i>Urban Digital Terrain Model</i>
UPS	-	Unidad de procesamiento de señal
VAN	-	Valor actual neto

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Representación de niveles de altura en MED.	30
Tabla 2. Relación corriente/voltaje del sensor ACS712 con divisor de voltaje.	47
Tabla 3. Relación V_e/V_s de divisor de voltaje y valor indicado por el ADC.	49
Tabla 4. Voltajes y demanda de corriente de componentes.....	52
Tabla 5. Valores obtenidos del MED para zonas analizadas.	78
Tabla 6. Mediciones registradas del generador del SEH.	84
Tabla 7. Mediciones registradas del generador del SEV.....	88
Tabla 8. Relación área de barrido y velocidad nominal del viento.....	91
Tabla 9. Costos debido al aumento de tamaño de palas para SEH y SEV.....	91
Tabla 10. Inversión inicial entre sistemas eólicos, fotovoltaicos e híbridos.	94
Tabla 11. VAN y TIR para cada sistema.	94
Tabla 12. Energía y ahorro de sistemas híbridos de 1 kW en negocios.....	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Principio de funcionamiento de molino persa.....	1
Figura 2. Molino de viento de poste	2
Figura 3. Capacidad mundial instalada añadida anualmente	4
Figura 4. Potencial eólico de México a 100m	6
Figura 5. Capacidad instalada y energía generada anual en México.....	7
Figura 6. Aerodinámica de palas de aerogeneradores de eje horizontal	11
Figura 7. Aerogenerador de pequeña escala con orientador tipo veleta	12
Figura 8. Potencia de salida incrementando el área de barrido del rotor	13
Figura 9. Aerogeneradores de tipo vertical	15
Figura 10. Posicionamiento en horizontal de aerogenerador de eje vertical con difusor	18
Figura 11. Flujo aerodinámico sobre la turbina	18
Figura 12. Configuración biplana de palas	19
Figura 13. Aerogenerador de eje transversal en edificio	20
Figura 14. a) Visualización de escala local y b) microescala.....	22
Figura 15. Área total (A_T), área elevada (A_p) y área frontal (A_f).....	24
Figura 16. Representación de alturas de z_d y z_o en zona urbana.	26
Figura 17. Diagrama de la metodología morfométrica aplicada.	26
Figura 18. Imagen tomada de Google Earth de la zona urbana de Mérida.....	27
Figura 19. Imagen tomada de Google Earth con las tres zonas representativas.	28
Figura 20. MED representativa de la zona 1, correspondiente al centro.	31
Figura 21. Visualización de MED en ImageJ.....	32
Figura 22. Extrapolación de datos espacial.....	36
Figura 23. Esquema para instalación de anemómetros.	37
Figura 24. Componentes del SODAR	39
Figura 25. Ubicación de SODAR y posibles fuentes de afectaciones.	40
Figura 26. Dispositivo SODAR en funcionamiento en ubicación de referencia. ...	41
Figura 27. Diagrama de sistema de recolección de datos.....	42
Figura 28. Arduino Due con <i>shield</i> lector de tarjeta SD.....	44
Figura 29. Anemómetro ultrasónico Vaisala modelo WXT532.	45
Figura 30. Diagrama de conexión para anemómetros ultrasónicos.	46
Figura 31. Sensor medidor de corriente ACS712.....	46
Figura 32. Diagrama de conexión para sensor ACS712 con divisor de voltaje. ...	48
Figura 33. Divisor de voltaje para tensión de entrada.	49
Figura 34. Control de carga y descarga de baterías.	50
Figura 35. Detector de cruce por cero con H11AA1.....	51
Figura 36. Circuito de potencia utilizado para tensiones de alimentación.	52
Figura 37. Diseño de pistas en Fritzing para registrador de datos.	53
Figura 38. Registrador de datos utilizando microcontrolador Arduino.	54
Figura 39. Algoritmo para la recolección de datos de viento, voltaje y corriente. .	54
Figura 40. Algoritmo para cálculo de frecuencia de aerogeneradores.	55
Figura 41. Reloj de tiempo real DS3231.	55
Figura 42. Ubicación de anemómetros.....	56
Figura 43. Aerogeneradores de pequeña escala situados en zona de referencia.....	57
Figura 44. Diagrama de conexión de sistema eólico aislado.	59

Figura 45. Diagrama de flujo del control de carga en baterías.....	60
Figura 46. Espacio considerado para la instalación de sistemas de eje vertical. .	63
Figura 47. Área espacial de un sistema de eje horizontal.	64
Figura 48. Alturas mínimas por considerar para sistemas de eje horizontal.	64
Figura 49. Proyección de sombra del aerogenerador.	65
Figura 50. Visualización de sitios de negocios en Google Maps.....	68
Figura 51. Porcentajes de costos en sistemas eólicos de pequeña escala.....	70
Figura 52. Velocidades de viento a alturas de 8 m y 10 m.....	73
Figura 53. Intensidad de turbulencia obtenidos dadas las velocidades de viento.	73
Figura 54. Comportamiento del viento promedio en la Facultad de Ingeniería. ...	74
Figura 55. MED de la zona de referencia.....	75
Figura 56. Perfil de viento vertical obtenido mediante SODAR.	76
Figura 57. Diferencia entre relieves en zona 1 con diferente densidad.....	77
Figura 58. Comparación de datos extrapolados vs datos reales.....	79
Figura 59. Extrapolación espacial a zona 1.....	80
Figura 60. Diagrama de conexión para la medición de parámetros.	81
Figura 61. Estimación de potencia de aerogenerador horizontal de 400 W.	83
Figura 62. Distribución Weibull y curva de potencia para SEH.	83
Figura 63. Velocidad de viento presente los días de medición y potencia teórica y real dada la velocidad de viento en SEH.....	85
Figura 64. Área cubierta por pala del aerogenerador vertical.....	86
Figura 65. Estimación de potencia de aerogenerador vertical de 400 W.	87
Figura 66. Distribución Weibull y curva de potencia de aerogenerador vertical. ...	88
Figura 67. Velocidad de viento presente los días de medición y potencia teórica y real dada la velocidad de viento en SEV.....	89
Figura 68. Comportamiento esperado de potencia por crecimiento de palas.	90
Figura 69. Potencia a través del SF, SEH y sistema híbrido de 1 kW.....	96
Figura 70. Caso 1 de consumo eléctrico.....	97
Figura 71. Caso 2 de consumo eléctrico.....	98
Figura 72. Comercios representativos para promedio de zona 1, 2 y 3.....	99
Figura 73. Proyecciones de sombra del SEH a una altura de 20 m.....	102
Figura 74. Zonas afectadas por sombreado en el transcurso del año.....	103
Figura 75. Áreas de afectación debido a diferentes alturas de aerogenerador. .	104
Figura 76. Representación de sombreados de una sección de la zona 2.	106
Figura 77. Colocación de sistemas híbridos considerando la problemática del sombreado.	107
Figura 78. Casos de sombreado en paneles solares.	108

CAPÍTULO I.

INTRODUCCIÓN

1.1 La energía del viento en civilizaciones antiguas

Desde milenios atrás, las civilizaciones utilizaron la energía del viento para el desplazamiento de barcos en el mar. La primera pista del uso de este recurso de la naturaleza se encontró en Kuwait y data de los años 5000 a 5500 A. C., ahí se descubrieron placas de cerámica donde aparecen pinturas de barcos con vela (Gimbutas, 1974). Hace 2000 años, muchos pensadores se maravillaron por la posibilidad de convertir la potencia del viento en fuerza mecánica. Uno de los primeros inventos que hicieron esto posible fue el órgano de Herón que, al mover unas aspas con la ayuda del viento, desplazaba una leva para mover el pistón que se encontraba dentro de una cámara para desplazar aire hacia los tubos del órgano (Emeis, 2013).

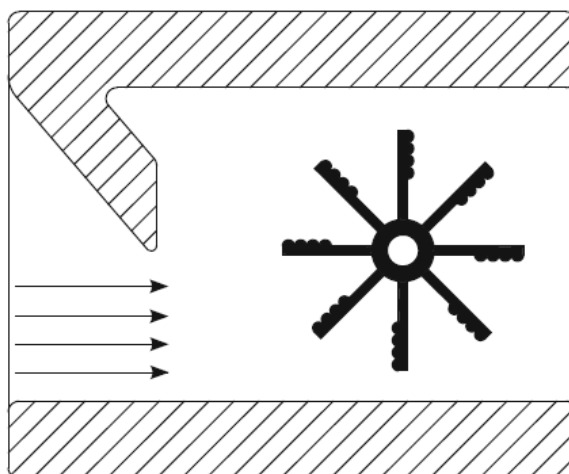


Figura 1. Principio de funcionamiento de molino persa (Schaffarczyk, 2014).

Se estima que alrededor del siglo IX D. C. se registra el molino de viento más antiguo, el cual se clasifica como un sistema de eje vertical (SEV), el cual fue desarrollado por la civilización persa (Schaffarczyk, 2014). Al tratarse de un sistema que

era construido sin perfil aerodinámico, este sistema funcionaba debido a que era colocado entre paredes, limitando el flujo del viento a un espacio abierto. Un obstáculo bloqueaba una mitad de la entrada para que solo recibiera la energía del viento de uno de los lados, redirigiendo el viento hacia las palas del sistema (Figura 1). Estos molinos eran utilizados para moler granos y transportar agua.



Figura 2. Molino de viento de poste.

Aunque se sabe que otras civilizaciones adoptaron los molinos de eje vertical, no fue sino hasta principios del siglo XII que en Europa se encuentran con el registro más antiguo de los molinos de poste (Figura 2), contruidos principalmente de madera. Estos molinos tienen el diseño de lo que ahora se conoce como sistema de eje horizontal (SEH). En las palas, se colocaban velas de tela que se extendían si se deseaba captar una mayor cantidad de viento, o se retraían para cuando el viento hiciera girar el eje central demasiado rápido. Estos empezaron a expandirse rápidamente por toda Europa, llegando también hasta Rusia. De este sistema surgió la variante tipo torre cuya estructura era construida de piedra (Hau, 2013).

El molino de viento holandés fue uno de los tipos de molinos más construidos en Europa entre los siglos XVII y XIX. Estos poseían una base más rígida que los molinos de poste. Al igual que el diseño de poste, los molinos de torre utilizaban velas en sus palas e inicialmente no podían ser orientados, hasta que se empezaron a diseñar los ejes que permitían realizar esta función. En sus inicios eran orientados de manera manual, pero posteriormente se desarrollaron elementos para que se pudiera orientara automáticamente a la dirección del viento. Este sistema fue desarrollado por los escoceses Meikle y Lee, quienes añadieron una cola de abanico al molino de viento holandés.

Otra mejora que se desarrolló para los molinos de viento consistió en que sus velas fueron reemplazadas por persianas con bisagras, ya que las velas eran demasiado frágiles en las condiciones climatológicas, lo que ocasionaba que se deterioraran con facilidad. Aunque la eficiencia aerodinámica era mejor con las velas tradicionales, este mecanismo facilitaba el abrir y cerrar el área de contacto con el viento, por lo que regular la velocidad del eje fue más fácil. Poul La Cour continuó con el estudio sobre la eficiencia aerodinámica de las velas, pero esto resultó ser de muy poco interés, debido a que los estudios de relevancia se dirigían hacia un nuevo objetivo, la generación de energía eléctrica.

En la segunda mitad del siglo XIX, los estudios que se realizaban en relación con los molinos de viento se dirigieron hacia la generación de electricidad para las zonas rurales. Esto debido a que el uso de la electricidad empezó a crecer en las grandes ciudades industrializadas. En esta época las plantas de energía suministraban electricidad a las zonas urbanas, dejando marginadas las zonas rurales debido a que no era asequible instalar una red de transmisión.

Es así como Poul La Cour se dedicó a buscar la manera de suministrar energía eléctrica a las áreas rurales en Dinamarca. Utilizando un molino de viento tradicional se generaba corriente directa, por medio de un dinamo, para la electrólisis de agua y la obtención de hidrógeno. Este gas fue utilizado para iluminar una escuela en Askov, mediante el uso de lámparas de gas. Para el año de 1908, en Dinamarca ya se habían construido 72 aerogeneradores usando el mismo principio del de Askov. Es así como inició la generación de energía eléctrica a través de aerogeneradores (Hau, 2013).

1.2 Aprovechamiento de energía eólica mundial en la actualidad

Sin duda, los sistemas eólicos han sido una parte importante para la transición a generación energética mediante recursos renovables. Se estima que más del 2% de la energía del sol es convertida en energía eólica debido al calentamiento heterogéneo de la tierra. Esto se traduce a una potencia del viento disponible de 3.46×10^{12} kW, lo que hace que la energía eólica sea una importante alternativa para la generación de energía eléctrica (Michaelides, 2012).

Para el aprovechamiento de esta energía, se tenía en el año 2017 una capacidad instalada alrededor del mundo de 539 GW en aerogeneradores, la cual representa el 5.6% de la capacidad de generación eléctrica mundial (REN21, 2017).

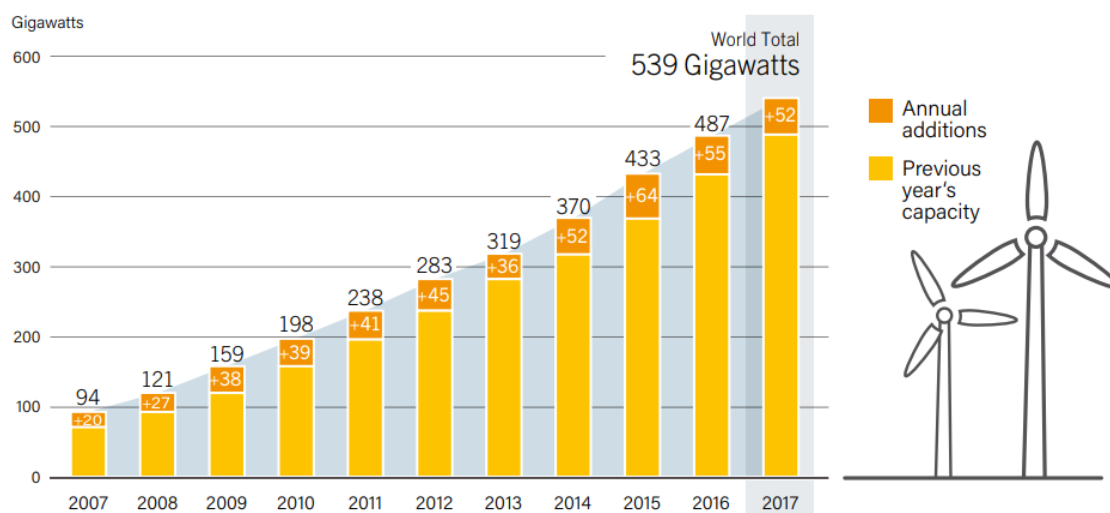


Figura 3. Capacidad mundial instalada añadida anualmente (REN21, 2017)

Actualmente, existen compañías manufactureras de aerogeneradores como Vestas, Siemens Gamesa, GE, Goldwind, Envision, Enercon, entre otras, que cuentan con diseños de producción a escala comercial que van desde capacidades de 200 kW hasta los 9.5 MW, aunque ya existen prototipos desarrollados por Vestas que alcanzan hasta los 10 MW (Matysik y Bauer, 2018).

El país líder con capacidad instalada en aerogeneradores es China. Aun siendo 2017 un año en el que se tuvo un menor porcentaje de crecimiento mundialmente,

este país logró instalar 19.7 GW, llegando a un total de 188 GW en su territorio. Aunque es una capacidad instalada de más del doble que su más cercano competidor (Estados Unidos con 89 MW), esto sólo representa una generación aproximada de 110 W per cápita. El país con más capacidad instalada por habitante a través del uso de energía eólica es Dinamarca, con 900 W aproximadamente (Woodford, 2018).

Aunque la generación eléctrica a través de energía eólica proviene principalmente de parques eólicos terrestres (más del 96%), algunos países están apostando en la instalación de aerogeneradores costa-fuera, como lo es el Reino Unido que encabeza esta modalidad, teniendo una capacidad instalada de 6.8 GW, seguido de Alemania con 5.4 GW y China con una capacidad de 2.8 GW, de quien se prevé que tenga una capacidad instalada de 5 GW para el 2020 (REN21, 2017).

Esta tendencia se debe a que se ha registrado un mayor factor de planta en estas zonas por los fuertes y constantes vientos de la brisa marina (*Energy numbers*, 2018). Además de esto, la principal presencia del potencial eólico mar adentro se presenta en las tardes, que es cuando se tiene una mayor demanda de electricidad de los usuarios. Aunque actualmente, esta opción es más costosa que la instalación de aerogeneradores en tierra, en los últimos años se ha visto una disminución en el costo de operación, volviéndose cada vez más competitiva (St. John, 2017; *Key Energy*, 2018)

La generación de electricidad a partir de la energía eólica terrestre es la opción renovable más barata, teniendo un costo nivelado (LCOE por sus siglas en inglés) promedio de 0.06 a 0.11 USD/kWh (REN21, 2017; *Renewable power generation costs in 2017*, 2018). Se estima que en los próximos años en Estados Unidos, el costo de la energía eólica estará por debajo de los costos de fuentes fósiles debido al alza de precios en los combustibles (*Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook*, 2017). Esto ha ocasionado un mayor crecimiento en parques eólicos en comparación a las demás fuentes renovables (REN21, 2017).

1.3 México y su potencial eólico

Al igual que muchos países, México se encuentra comprometido con la reducción de emisiones de CO₂, por lo que una de sus metas es contar con un porcentaje de la generación de su energía a partir de fuentes limpias. Según estudios de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) en 2018, el territorio mexicano cuenta con un potencial eólico atractivo, el cual corresponde a más de 50 GW.

Utilizando solo un tercio de este potencial, se podría generar el 35% de la electricidad a través de la energía eólica, meta que se pretende alcanzar el año 2024. Esta meta mencionada pudiera estar lejos de la realidad, ya que la AMDEE preveía que para el 2018 se tendría una capacidad instalada de 8,900 MW, meta la cual no se cumplió.

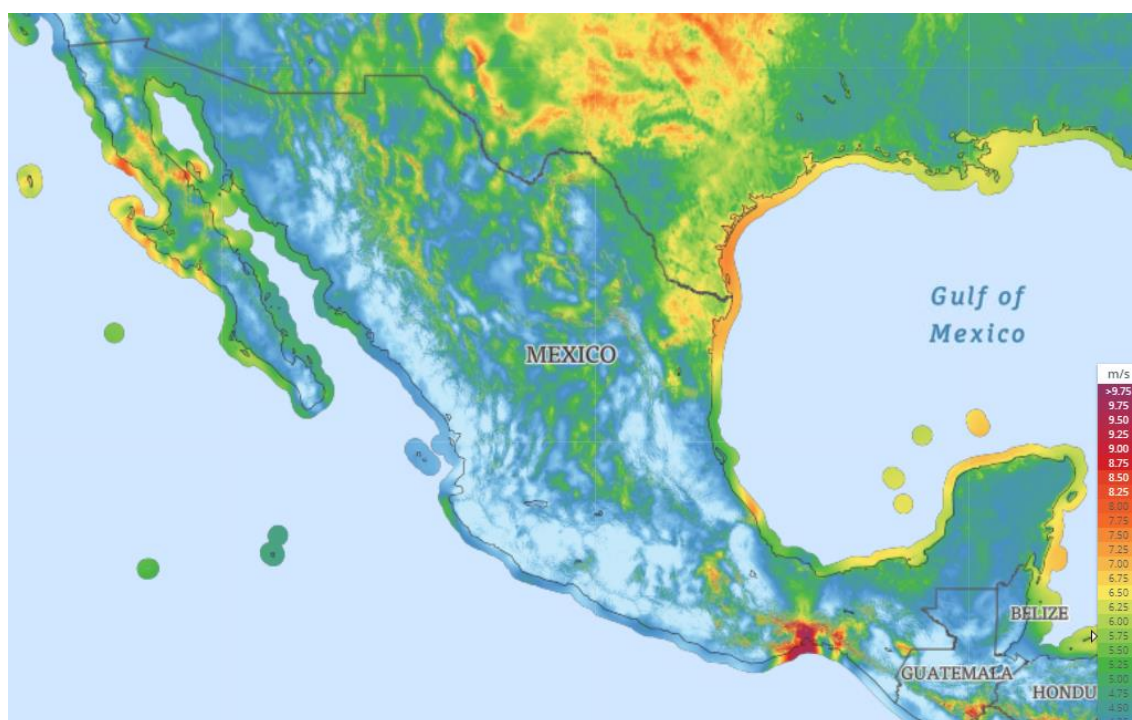


Figura 4. Potencial eólico de México a 100m (Global wind atlas, 2019)

Según Amdee (2018), actualmente existen alrededor de 2,447 aerogeneradores en 54 parques eólicos, con una capacidad instalada de 4,935 MW. Esta capacidad instalada representa el 5.08% de la capacidad total en México, colocándola en la segunda posición del uso de tecnología limpia. Gracias a esto, se logró generar alrededor de 10,620 GWh en 2017 (Reporte de avance de energías limpias, 2018).

Como se muestra en la Figura 4, existen diversos estados de los cuales se podría aprovechar la energía eólica. El estado con mayor potencial eólico es el estado de Oaxaca, en donde actualmente se concentra alrededor del 60% de la capacidad instalada, produciendo más del 90% de la energía eólica en México. Se estima que para el 2022, se tenga instalada una capacidad de 3,056 MW en esta región. Otro estado con potencial eólico es Tamaulipas. En éste se contempla la instalación de parques eólicos que tengan una capacidad total de 2,354 MW. Por último, el estado de Yucatán cuenta también con una planeación para la instalación de parques eólicos, con una capacidad de 2,293 MW.

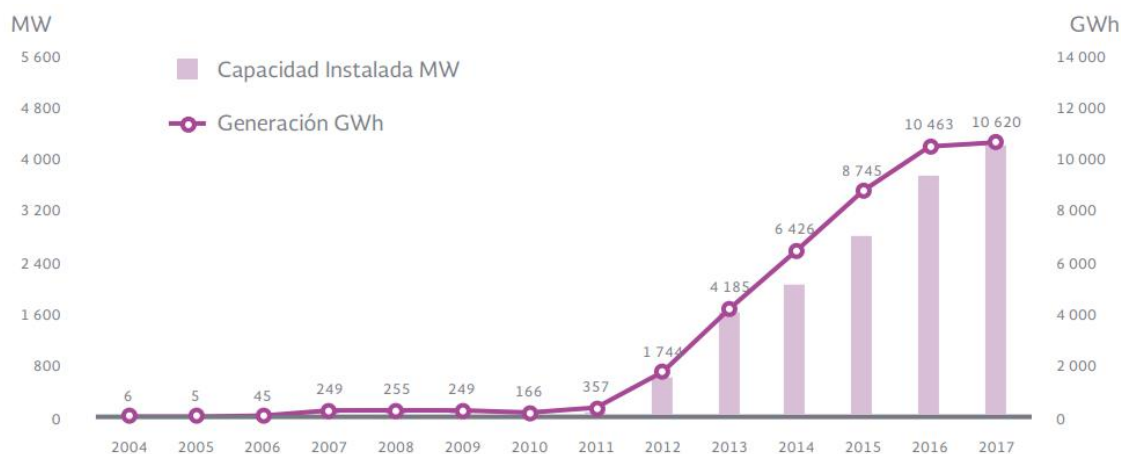


Figura 5. Capacidad instalada y energía generada anual en México (Reporte de avance de energías limpias, 2018)

Estas tres entidades son las que contienen una mayor planeación para la instalación de aerogeneradores, debido a que Amdee (2018) menciona que poseen el mayor potencial eólico en México, con un factor de planta cercano a 45%. Con el crecimiento observado se estima que para el 2022 se tenga el triple de la capacidad instalada en todo México, que equivaldría a 12,000 MW (Revista eólica y del vehículo eléctrico, 2018).

1.4 Potencial eólico en zonas urbanas

La concentración de aerogeneradores en parques eólicos es imprescindible, debido a que son zonas que son previamente estudiadas en donde se encuentra un mayor

recurso del viento. Sin embargo, estas zonas no siempre se encuentran en lugares donde se tiene una gran demanda de energía eléctrica, encontrándose a veces en lugares remotos. Esto ocasiona que, si no se cuenta con tendido eléctrico, se tiene que realizar la inversión de éste, ocasionando un costo extra a la generación de electricidad a través del potencial eólico, así como pérdidas de energía en la transmisión al sitio de interés. Además, el recurso eólico no siempre es constante en la zona estudiada, debido a vientos transitorios que pudieran darse, ya que el viento es altamente variable, geográfica y temporalmente (Hau, 2013). Es por lo que hoy en día se estudia la viabilidad de la instalación de sistemas eólicos en zonas urbanas, que de acuerdo con el reporte *World Urbanization Prospects* de las Naciones Unidas, el 50% de la población mundial reside en estas zonas (Yeo y Yee, 2014). El interés de contar con alternativas es con el fin de contar con sistemas distribuidos de generación en donde existe la mayor demanda de energía, aprovechando el potencial disponible en cada zona y evitar pérdidas por transmisión.

En 2007 en Europa se inició un programa para el estudio del uso de sistemas eólicos en zonas urbanas, denominado Wineur, llevado a cabo por *Intelligent Energy Europe* que se compone por 5 organizaciones localizadas en Francia, Reino Unido y Holanda. Este programa consistió en incentivar el uso de energía eólica de micro y pequeña escala en zonas urbanas y suburbanas. La iniciativa ofrecía un catálogo de distintos modelos de aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical. Al contratar el servicio por un periodo de 10 años, el usuario recibía los servicios de instalación, pruebas, monitoreo y transportación del sistema eólico contratado, incluido mantenimiento, reemplazo de partes y seguro de daños a terceros.

Al cumplirse 10 años de servicio, la compañía proveedora se encargaría de comprar de vuelta el producto a un precio fijo. Esto traía beneficios al usuario en la disminución de su pago y la posibilidad de vender el excedente de energía producida a la compañía de su conveniencia. El proyecto logró reunir un inventario de productos a nivel mundial, una evaluación de los precios de los aerogeneradores, estudios comparativos en diferentes países, caracterización del viento en distintas zonas, así como atraer a la comunidad a utilizar tecnologías de energía renovable en sus hogares o lugar de trabajo (Wineur project, 2007).

Debido a que el precio de la tecnología de aerogeneradores de pequeña, mediana

y gran escala se ha reducido, es factible implementar este tipo de iniciativas para poder estudiar el potencial de generación de energía que se tiene en las zonas de mayor densidad de población. Además, es una forma para que se haga consciencia sobre la importancia de la generación y uso responsable de la energía.

Sin embargo, antes de probar cualquier sistema eólico en una zona urbana, es importante caracterizar el potencial eólico local y así seleccionar el mejor sistema para cada zona específica. Estudios previos señalan que el potencial eólico en el ambiente urbano no es óptimo a nivel de superficie, ya que existen obstáculos que impiden la mayor parte de las veces que el viento se comporte de manera laminar y se vuelva turbulento, además de reducir su velocidad. Sin embargo, existen características de la zona urbana que pueden resultar favorables para los sistemas eólicos, ya que los obstáculos pueden redireccionar el viento a zonas de menor resistencia, aumentando su velocidad (Cismilianu et al., 2015).

Implementar sistemas eólicos en zonas urbanas trae consigo el aprovechamiento del recurso en las zonas de alto consumo, sin necesidad de instalar tendido eléctrico adicional, como suele ser en el caso de los parques eólicos. Además, la generación de energía a través de tecnologías renovables para consumo personal crea beneficios tanto sociales como económicos, ya que se concientiza al usuario sobre un uso responsable de la energía, así como crear trabajos a pequeños empresarios para la instalación y mantenimiento de sistemas de pequeña escala.

Debido a esto, estimar el potencial eólico en techos de la zona urbanas de Mérida, podría favorecer la implementación de sistemas eólicos para poder así, contar con sistemas híbridos (eólico y fotovoltaico) de pequeña escala para la generación de energía eléctrica en hogares y negocios. Al contar con sistemas complementarios se extiende el horario de generación y se reduce la variabilidad en la generación.

El aprovechamiento del recurso eólico urbano depende de muchos factores (recurso energético, tipo de construcciones predominantes, aceptación social, etc.) por lo que es importante realizar estudios específicos de la zona para determinar su potencial y el tipo de tecnología más adecuada para su aprovechamiento.

1.5 Objetivo general

Determinar la factibilidad del aprovechamiento del recurso eólico urbano en la ciudad de Mérida, Yucatán, mediante la evaluación del potencial energético y las condicionantes técnicas y sociales de la implementación de sistemas eólicos urbanos.

1.5.1 Objetivos particulares

Evaluar el recurso eólico en una región representativa del ambiente urbano en términos de la velocidad media, la componente de turbulencia y el gradiente vertical de velocidad del viento.

Elaborar una metodología para la estimación de la rugosidad del terreno dentro del ambiente urbano mediante el análisis gráfico del territorio.

Determinar un conjunto de zonas representativas (en términos de la rugosidad del terreno) del ambiente urbano de la ciudad de Mérida, Yucatán.

Elaborar una metodología para la extrapolación espacial de las características del recurso eólico dentro del ambiente urbano.

Modelar computacionalmente el potencial desempeño en la generación energética de sistemas eólicos e híbridos eólico-fotovoltaico en el ambiente urbano.

Diseñar y construir un sistema para la medición del desempeño de sistemas eólicos de pequeña escala.

Evaluar las características generales y la producción energética real de un sistema eólico de eje horizontal y de uno de eje vertical.

Determinar las condicionantes técnicas y sociales más importantes para el establecimiento exitoso de sistemas eólicos urbanos de pequeña escala.

CAPÍTULO II.

SISTEMAS EÓLICOS

2.1 Aerogeneradores de eje horizontal

Hoy en día, las turbinas de eje horizontal son las preferidas para el aprovechamiento del recurso eólico en parques eólicos. Desde el diseño de los molinos europeos, hasta la turbina americana, este diseño ha sido mayormente utilizado en comparación con las turbinas de eje vertical. Estos sistemas poseen su rotor en una posición horizontal, el cual gira impulsado por corrientes de aire horizontales, bajo el mismo principio con el cual funciona una propela.

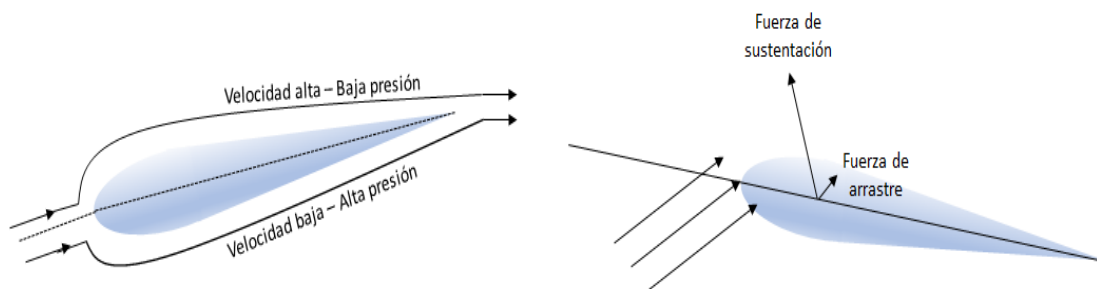


Figura 6. Aerodinámica de palas de aerogeneradores de eje horizontal.

El funcionamiento de las palas de un aerogenerador de eje horizontal se relaciona con la fuerza de sustentación aerodinámica. Las palas crean una diferencia de presión entre su superficie superior e inferior, debido al diseño aerodinámico, ocasionando una fuerza en dirección perpendicular a la dirección del viento que incide en ellas, conocida como fuerza de sustentación (Sumathi et al., 2015). Esta fuerza se caracteriza por tener alta transferencia rotacional, ocasionando que las palas alcancen velocidades tangenciales mayores que las del viento que las impulsa. Debido a su forma esbelta, el material empleado en la construcción de las palas debe ser resistente a la fuerza del viento, así como a las fuerzas de tensión y flexión.

El adecuado direccionamiento del aerogenerador es una prioridad puesto que para

su operación correcta sus palas deben rotar perpendicularmente a la dirección del viento. Debido a esto, los aerogeneradores de eje horizontal deben contar con un sistema de orientación, que depende de la direccional principal a la que el viento se desplace.

Usualmente, los sistemas de pequeña escala cuentan con un sistema de orientación mecánica, colocado en perpendicular al área de barrido de las palas, con el fin de ser direccionado donde oponga menor resistencia al viento de manera automática (Figura 7). Los sistemas con guía tipo veleta poseen un mecanismo tipo bisagra que permite que la turbina se aleje de su posición perpendicular a la dirección del viento cuando las ráfagas de viento son muy fuertes.



Figura 7. Aerogenerador de pequeña escala con orientador tipo veleta.

Para sistemas de mediana o gran escala, es necesario de, al menos, el uso de un control de retroalimentación proporcional que se encargue de detectar variaciones de dirección del viento promedio en un periodo de tiempo. La dirección del viento promedio es comparada con el azimut del sistema y es corregido si el sistema se encuentra en un desfase de ángulo significativo. De igual manera, estos sistemas son capaces de reconocer fuertes ráfagas de viento que superen el rango de velocidad de viento de trabajo permitido, por lo que el rotor no es guiado en estas circunstancias. Este control de guiado evita pérdidas significativas de potencia por pequeñas variaciones continuas que son comúnmente observadas en el mecanismo tipo veleta, pero requieren mayores componentes para su funcionamiento adecuado.

Es importante el conocimiento previo del área de barrido en el diseño de cualquier aerogenerador, ya que este es un parámetro necesario para conocer la potencia máxima que pudiera generar el sistema (Wagner y Mathur, 2013). Para conocer el área de barrido se necesita principalmente la longitud de sus palas. Al tratarse de un sistema que hace girar sus palas en un eje, el área de barrido es el área de un círculo para sistemas de eje horizontal, como se muestra en la Figura 8. Entre más área de barrido abarque el sistema, mayor potencia podrá generar, dependiendo de igual forma de la velocidad del viento presente.

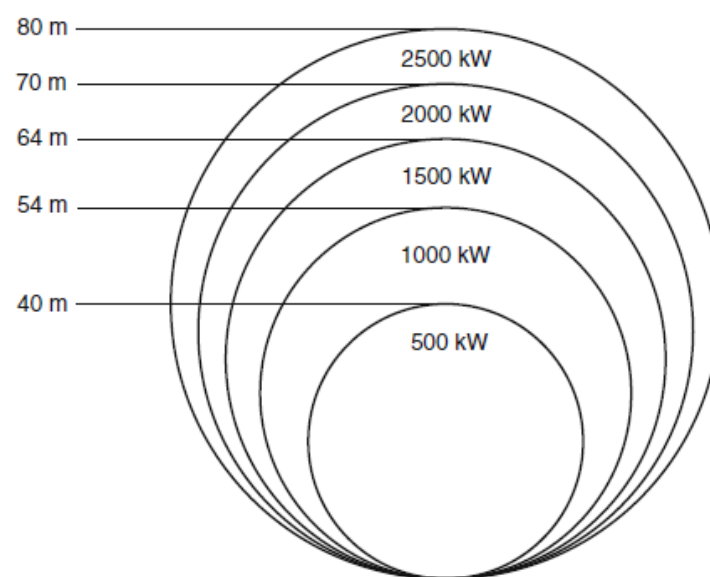


Figura 8. Potencia de salida incrementando el área de barrido del rotor (Wagner y Mathur, 2013).

Otro aspecto característico de cualquier aerogenerador es el número de palas. Entre menor número de palas cuente un sistema eólico, mayor será la turbulencia que se genere en el espaciamiento entre ellas. Al añadir más palas, el sistema logra ser más estable, pero su velocidad rotacional óptima se reduce, debido al incremento del peso de ellas (Sumathi et al., 2015). Generalmente, los aerogeneradores de eje horizontal solo poseen dos o tres palas, ya que se sacrifica un poco de estabilidad para lograr una mayor velocidad rotacional lo cual tiene efectos positivos en términos de la masa del generador eléctrico.

El izamiento de una torre es un aspecto obligatorio para los aerogeneradores de eje horizontal. Las torres, además de su función de elevar las palas a una altura para que éstas se mantengan seguras de que no colapsen con la superficie, sirven para disponer de una mejor calidad de viento. Esto debido a que entre más alto sea colocado un aerogenerador, mayor velocidad de viento se puede disponer. Además, el viento alejado del suelo se comporta más laminarmente que el viento cercano a él, debido a que no es afectado por la rugosidad del terreno, la cual es causante de turbulencias (Wagner y Mathur, 2013). Dependiendo del tamaño de las palas, la zona geográfica y la rugosidad del terreno, la altura ideal de la torre variará.

2.2 Aerogeneradores de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical se asemejan a los primeros diseños encontrados en los molinos de viento empleados en Persia (Schaffarczyk, 2014). Su diseño es más simple que los de su contraparte horizontal, ya que se caracterizan por ser sistemas omni-direccionales, capaces de captar el viento de cualquier dirección sin tener la necesidad ser orientados, por lo que no precinden de un sistema de control que detecte la dirección del viento o mecanismos de orientación. Los aerogeneradores de eje vertical se dividen principalmente en tres modelos: Savonius, Darrieus y tipo H (Figura 9). A partir de estos tres modelos, se desprenden distintos diseños que varían en su forma, posición y número de palas, así como diseños combinados que agrupan dos modelos de sus distintas variantes.

Uno de los modelos más conocidos y simples es el modelo Savonius. Este aerogenerador consiste en palas tipo cuchara que se encargan de atrapar la mayor cantidad de viento posible. A este tipo de aprovechamiento del viento se le conoce como arrastre, y es el principio por el cual funcionan los barcos de vela (Sumathi et al., 2015). Constan mínimo de dos palas que son colocadas de manera transversal. Debido a sus curvaturas, el lado convexo experimenta una menor resistencia cuando está a favor del viento que el lado cóncavo que se encarga de aprovechar el viento. Esta diferencia de arrastre hace que el sistema gire sobre su eje. Aunque su eficiencia es pequeña, este tipo de aerogeneradores es considerado cuando se requiere de un sistema de menor costo y confiable. La velocidad tangencial en la

punta de la pala de estos aerogeneradores suele ser menor o igual a la velocidad de viento, por lo que este diseño es aplicado para los anemómetros de copas.

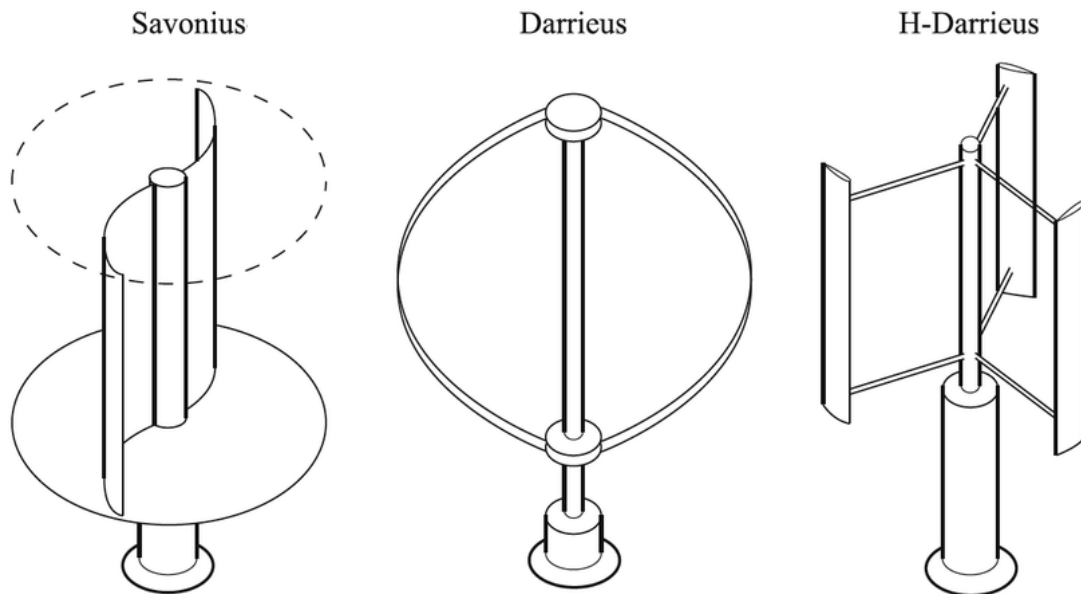


Figura 9. Aerogeneradores de tipo vertical (Schaffarczyk 2014).

Los modelos Darrieus y tipo H son aerogeneradores de eje vertical que funcionan bajo el principio de sustentación, debido a que emplean palas con un perfil aerodinámico, que se asemeja a los que se emplean en aerogeneradores de tipo horizontal. El viento ejerce una fuerza en las palas al incidir en ellas con un pequeño ángulo de ataque positivo. A medida que el perfil aerodinámico se mueve alrededor de la parte posterior del aparato, el ángulo de ataque se invierte, pero la fuerza generada todavía está oblicuamente en la dirección de rotación por lo que se sigue generando una fuerza que favorece la rotación de las palas.

Se conoce que estos aerogeneradores giran a velocidades más rápidas que el viento. Este tipo de aerogeneradores ha sido el más exitoso dentro de los aerogeneradores de eje vertical. Por ejemplo, en Quebec, Canadá se desarrolló un prototipo de 4.2 MW que operó por aproximadamente 10 años (Wagner y Mathur, 2013). Otro caso importante de la aplicación de estos aerogeneradores se dio en un parque eólico en California, donde se instaló una capacidad de 95 MW, generando casi 1 TWh durante sus casi dos décadas de operación (Gipe, 2013).

2.3 Configuraciones y diseños de aerogeneradores para uso urbano

En los últimos años, el desarrollo de aerogeneradores se ha realizado con un crecimiento exponencial alrededor del mundo, pasando de ser sistemas eólicos terrestres a sistemas en instalaciones costa-fuera y aún más reciente en aplicaciones en ambientes urbanos. En este último entorno sigue siendo el área de investigación con menores beneficios, debido a los bajos resultados obtenidos en su aplicación. Sin embargo, es importante tomar en cuenta que muchos de los diseños utilizados para ambientes urbanos son inspirados en los grandes sistemas que hoy en día son capaces de producir grandes cantidades de energía en parques eólicos. Es debido a esto que es importante conocer algunos de los diseños que se encuentran en estudio para un mejor aprovechamiento de la energía eólica en zonas urbanas.

En algunos casos, se ha considerado la instalación de aerogeneradores de escala comercial dentro de zonas urbanas. Tal es el caso de que se presenta en el Instituto de tecnología en Dundalk en Irlanda, donde se encuentra instalado un aerogenerador de 850 kW. Uno de estos casos fue estudiado en Cooney et al. (2017) para conocer el comportamiento de una turbina eólica localizada en un ambiente urbano, y poder conocer si el sistema es viable. Utilizando una distribución de Weibull que caracteriza la probabilidad del viento de la zona de estudio, se observó que los vientos promedios predominantes están por debajo de su funcionamiento nominal, lo que hace que solo sea aprovechada una fracción de su capacidad de potencia. Sin embargo, el estudio revela que la instalación de este aerogenerador en esta zona urbana es económicamente competitiva, ya que el LCOE reflejado fue de €0.07 de una inversión de €18m, estando dentro del rango esperado para este tipo de aerogenerador. Este aerogenerador se encuentra colocado de tal manera que la sombra generada por el sol sea mayormente proyectada en un área abierta donde no se encuentran edificaciones, haciendo mínima la presencia de sombra parpadeante en las estructuras que rodean la torre dentro de la institución. No obstante, es una de las problemáticas que frecuentemente incomoda a pobladores cercanos. De igual forma, aunque dicho aerogenerador se encuentra ubicado en una zona con baja densidad de población, son sistemas de grandes dimensiones y partes en movimiento que se encuentran instalados a una altura mínima de 40 m. Esto

representa un riesgo para las personas que se encuentra en las inmediaciones, por lo que se debe recurrir a opciones que puedan tener un menor impacto.

Como se sabe, la instalación de estos sistemas exige una altura mínima para que puedan tener el mejor desempeño posible, por lo que la mejor opción para instalar sistemas eólicos urbanos es colocándolos en el techo de cualquier estructura que proporcione una altura inicial. En Toja-Silva et al. (2015) se muestra que, dependiendo de la forma del techo, el viento puede tener un comportamiento menos turbulento debido a que pueda tratarse de un diseño aerodinámico que permita una suave transición del viento. Además, el viento es redireccionado, ocasionando que la velocidad de viento aumente. En este trabajo, se comprueba que una forma de techo curva o esférica tiene propiedades que pueden mejorar la productividad de los aerogeneradores de eje horizontal a una altura mínima, sin embargo, esta forma de techo no es convencional.

Esto no aplica para los aerogeneradores de tipo vertical, como se describe en Toja-Silva et al. (2018), en el cual se da a conocer que la intensidad de turbulencia afecta de manera mínima a estos sistemas. Al ser estos sistemas los más recomendados para uso urbano, esta información es necesaria para conocer la altura de instalación mínima para cada sistema.

Un diseño que se propone para ser colocados en techos es el mencionado en Krishnan y Paraschivoiu (2015), el cual analiza un aerogenerador tipo Savonius con difusor. El difusor no es la única característica que hace diferente a este modelo de aerogenerador, sino también el eje de giro es colocado de manera paralela a la superficie, como se muestra en la Figura 10, asemejándose a molinos hidráulicos.

Para su estudio, se utiliza la herramienta computacional para la simulación de fluidos ANSYS. La simulación consiste en el aerogenerador descrito colocado a una orilla de un edificio. La corriente de viento al colisionar con la estructura ocasiona que el viento sea redirigido hacia donde existe una menor resistencia.

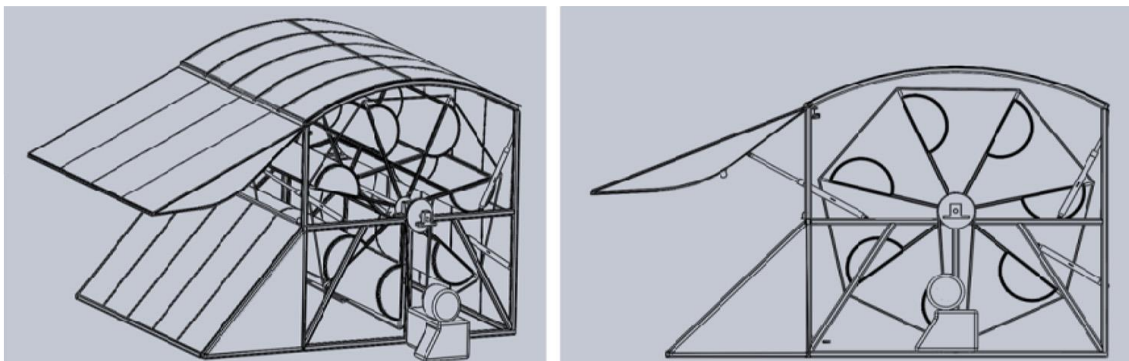


Figura 10. Posicionamiento en horizontal de aerogenerador de eje vertical con difusor (Krishnan y Paraschivoiu, 2015)

Posteriormente, el difusor dirige la corriente de viento hacia la entrada donde se encuentra las palas del aerogenerador, para crear un mayor flujo aerodinámico (Figura 11), y así poder incrementar su coeficiente de potencia (Dilimulati et al., 2018).

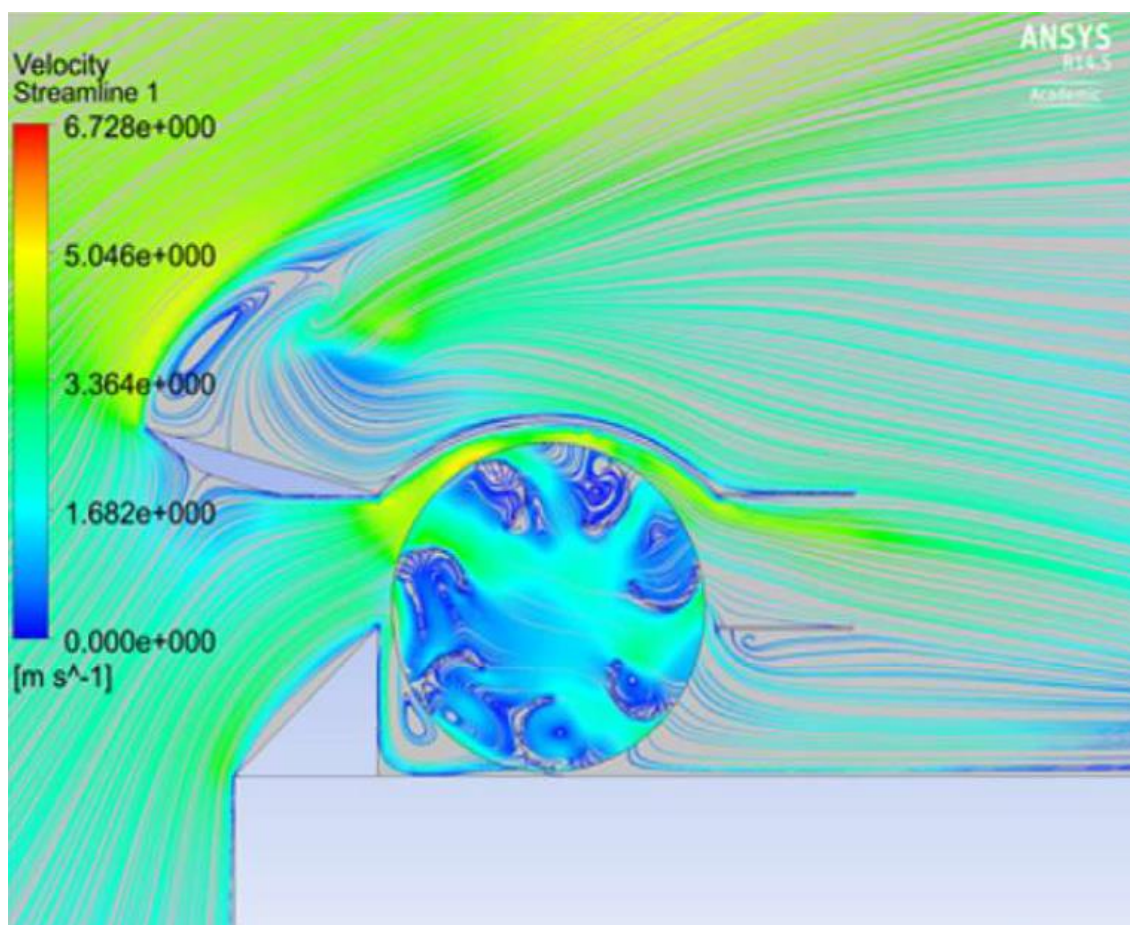


Figura 11. Flujo aerodinámico sobre la turbina (Krishnan y Paraschivoiu, 2015).

Aunque esta configuración mejora el desempeño de un aerogenerador de eje vertical, éste solo captaría el viento de una sola dirección. Esto podría ser aprovechado si existiera un sitio en el que predominen vientos que provengan de una sola dirección. Desafortunadamente, éste no es el caso para la mayoría de los sitios en ambientes urbanos, por lo que no resulta una opción viable para tomar en cuenta para el sitio de interés.

En Cismilianu et al. (2015) se presenta una modificación al diseño de aerogenerador tipo H, que constan de una configuración de dos palas con un ángulo de separación δ y un distanciamiento S respecto a un punto fijo en las palas, utilizando como referencia la más cercana al eje de giro (Figura 12).

Los resultados obtenidos mediante un análisis de fluidos computacional reflejaron una mejor respuesta aerodinámica, teniendo mejores resultados en el coeficiente de sustentación, siempre y cuando el escalonamiento de las palas tenga una configuración de arreglo positiva. Aunque sus resultados demostraron que este diseño mejora la velocidad de punta del sistema, esto puede ocasionar un mayor ruido, por lo que se deben asegurar la configuración de ángulos de ataque, para poder generar el menor ruido posible. De igual forma, en esta configuración se requiere una mayor cantidad de material para la construcción de la turbina, por lo que se debe evaluar económicamente su pertinencia.

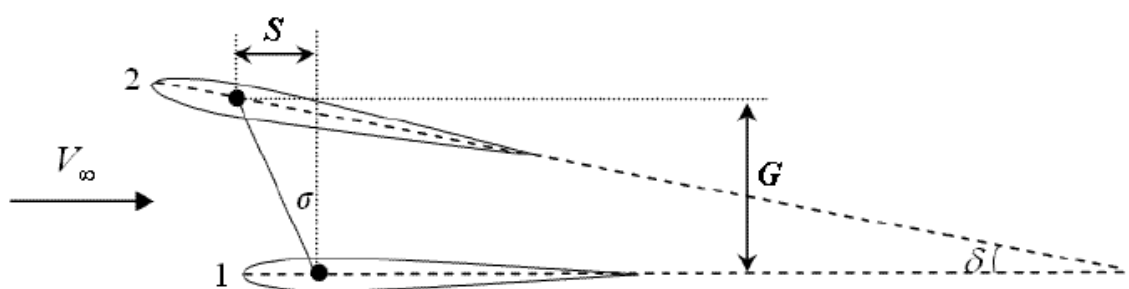


Figura 12. Configuración biplana de palas (Cismilianu et al., 2015).

El siguiente aerogenerador consiste en un aerogenerador con diseño de palas de eje transversal, el cual es más complejo que los diseños comunes de eje vertical (Chong et al., 2017). Este diseño innovador cuenta con tres palas tipo vertical unidas a perfiles de palas tipo horizontal, colocadas en una orientación transversal, las

cuales se encuentran enlazadas por unos conectores diseñados para lograr una mayor área de barrido (Figura 13).



Figura 13. Aerogenerador de eje transversal en edificio (Chong et al., 2017).

Los resultados de las pruebas mostraron ventajas sobre los aerogeneradores de eje vertical, teniendo una relación de velocidad de punta y velocidad de rotación mayor. Sin embargo, estos resultados fueron obtenidos en laboratorio, por lo que se requieren estudios futuros para el diseño, así como pruebas de resistencia aerodinámica y durabilidad en los conectores que se describieron en esta investigación.

De igual manera, es importante que los sistemas de menor escala puedan tener una vida útil más prolongada, y para eso se han hecho pruebas en sistemas convencionales donde existen vientos turbulentos. En Pagnini et al. (2015), utilizaron un aerogenerador de eje horizontal de tres palas de 10 m de diámetro hechas de fibra de vidrio, con generador síncrono, colocado a una altura de 18 m y un aerogenerador de eje vertical tipo H, con una medida de 8 m de diámetro y 5.8 m de alto, colocado a una altura de 10.5 m. Ambos aerogeneradores funcionaban con condiciones equivalentes y la potencia nominal que generaban era similares. Al estar a una mayor altura y tener un área de barrido mayor, se esperaba que la potencia promedio del aerogenerador de eje horizontal fuera mayor, por lo que no fue un

dato sorpresa para la evaluación de los sistemas. Al término de las pruebas, se pudo comprobar que, aunque el sistema de eje horizontal tuvo una mejor producción, este sistema fue el que tuvo mayores afectaciones por ráfagas y grandes fluctuaciones de velocidad y dirección del viento, lo que hacía que recibiera constante mantenimiento y fuera regulado su sistema de control para que trabajara con velocidades de viento más moderadas. El aerogenerador de eje vertical mostró menores afectaciones y pudo trabajar a más altas velocidades, incrementando su eficiencia en general.

De lo anterior, se observa que el interés para el aprovechamiento del potencial eólico en la zona urbana va en aumento, aun tenga un resultado inferior a la instalación de sistemas eólicos de gran escala. Sin embargo, es importante se continúen los estudios para dispositivos y diseños en aerogeneradores para que el recurso eólico en zonas urbanas pueda ser eficientemente aprovechado.

CAPÍTULO III.

ESTIMACIÓN DEL RECURSO EÓLICO DENTRO DEL AMBIENTE URBANO

3.1 Evaluación de potencial eólico en zonas urbanas

Un problema para la evaluación del potencial eólico urbano es que se requiere la toma de datos a escala local¹ o microescala², dependiendo de la precisión que se desee. Esto debido a que el comportamiento del viento en la zona urbana no es homogéneo, ya que existen estructuras que ocasionan un impacto en el comportamiento del viento. Dichas estructuras ocasionan una separación del flujo, reducción de velocidad y turbulencias en el viento.

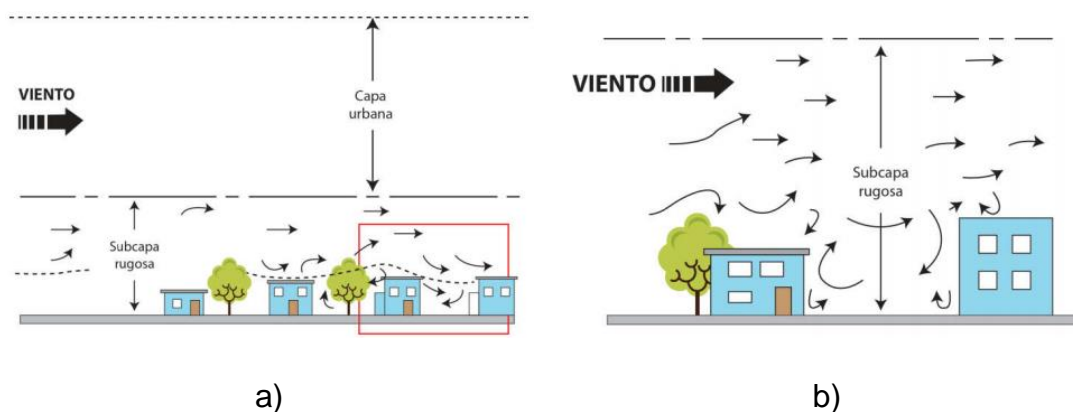


Figura 14. a) Visualización de escala local y b) microescala (Martínez, 2016)

Para llevar a cabo una caracterización de este tipo, se requeriría la instalación de instrumentos (anemometría convencional o ultrasónica) para la evaluación del viento en diversos lugares. Ésta no es una aproximación ideal, debido a que se

¹ Escala local: Estudio de sistemas meteorológicos que pueden abarcar una extensión horizontal de 100 m a 1 Km.

² Microescala: Estudio de sistemas meteorológicos que pueden abarcar una extensión horizontal menores a 100 m.

generaría una excesiva carga de información, sin contar el elevado costo en la implementación de dispositivos para las zonas de interés.

3.1.1 Mecánica de fluidos computacionales

La técnica más precisa para la evaluación del potencial eólico a diferentes escalas es sin duda la mecánica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés), que permiten simular el comportamiento de fluidos del entorno de interés está siendo trasladado para predecir el comportamiento del viento en ciudades enteras, observando así las zonas con mayor potencial eólico. Esto ahorra el uso de incontestable instalación de instrumentación, así como una evaluación más completa de una zona. Previo a utilizar las herramientas computacionales para la simulación de mecánica de fluidos, se debe contar con información del relieve, como el nivel de la superficie y la altura de las estructuras que se encuentren dentro de ella.

Simoes y Estanqueiro (2016) presentan una metodología capaz de obtener la potencia y velocidad media del viento en mesoescala³, en la cual se utiliza el modelo de terreno digital urbano (U-DTM, por sus siglas en inglés) y son utilizados factores de corrección para describir el comportamiento del viento con mayor precisión. Según autores, esta metodología reduce drásticamente el costo de recursos computacionales en comparación con otros modelos CFD, ya que simplifica la geometría de una estructura urbana y puede tener una escala de la magnitud de una ciudad. Esta metodología está hecha para realizar procedimientos a un bajo costo.

Otra metodología similar se presenta en Millward-Hopkins et al. (2013) el cual es un modelo analítico que fue usado para predecir velocidades de viento promedio en el techo de zonas urbanas para obtener el mapeo de las velocidades del viento en 4 ciudades de Reino Unido. Esta metodología utilizó información obtenida mediante el uso de un dispositivo de detección laser para obtener el modelo de elevación. El objetivo de este trabajo es la determinación de su precisión cuando son utilizados datos geométricos detallados que describen las formas del techo del edificio y su altura, además para estimar los parámetros aerodinámicos de la superficie.

³ Mesoescala: Estudio de sistemas meteorológicos que pueden abarcar una extensión horizontal de 1 a 100 Km, a una altura de 1 a 10 Km, por un periodo de 1 a 12 horas.

Aunque estas simulaciones demuestran ser precisas, se debe contar con la información detallada de la superficie de la zona de interés, así como la disponibilidad de recursos computacionales para someter la información de la superficie a la simulación de mecánica de fluidos.

3.1.2 Metodologías morfométricas

La metodología morfométrica consiste en la medición del desplazamiento del plano cero (z_d) y la componente de rugosidad (z_0), y en base a estos valores, extrapolar espacialmente la velocidad del viento a otra zona de interés a través de la ley logarítmica o de potencia. Los parámetros morfométricos representan la altura en metros por encima de la superficie donde la velocidad del viento es nula y la altura promedio de los obstáculos respectivamente, teniendo como referencia la altura promedio de las estructuras que se encuentren presentes en el lugar de interés (\bar{H}). Aunque existe una simple “regla de oro”, la cual indica que $Roz_d = 0.7\bar{H}$ y $Roz_0 = 0.1\bar{H}$, como se expresa en Grimmond y Oke (1999), existen distintos métodos morfométricos para obtener valores en el área de interés (A_T), tomando en cuenta la altura promedio \bar{H} , el indicador de área frontal $\lambda_f = A_f/A_T$ y densidad de las estructuras que se encuentran en el plano $\lambda_p = A_p/A_T$. El indicador de área frontal es una proyección de las estructuras del lugar de interés que se da conociendo la dirección predominante del viento.

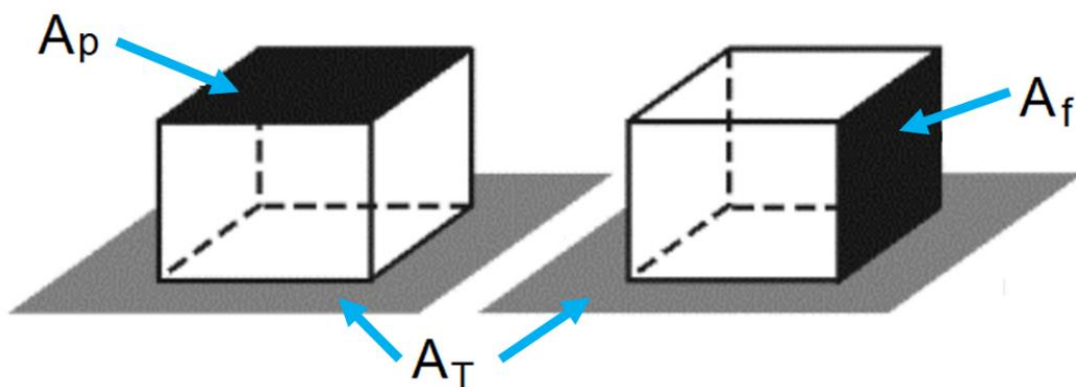


Figura 15. Área total (A_T), área elevada (A_p) y área frontal (A_f).

Kastner-Klein y Rotach (2004) proponen un método para calcular z_0 y z_d a partir de mediciones en túnel de viento sobre una maqueta a escala de una ciudad real. En este estudio se obtuvo una ecuación característica para el cálculo de la rugosidad y el desplazamiento del plano cero, relacionado ambas ecuaciones con la densidad de estructuras en el plano. Este método no es recomendado debido a que no considera λ_f , el cual es considerado un parámetro importante. Métodos morfométricos convencionales utilizan una rugosidad promedio a lo largo de la altura de la estructura tales como Macdonald et al. (1998).

En Millward-Hopkins et al. (2011) y Kanda et al. (2013) incorporan una rugosidad variable para la altura de las estructuras. El primer estudio toma en cuenta una resistencia viscosa que es afectada por el área frontal (A_f) de la estructura. La segunda metodología incorpora estadística de turbulencia promediada horizontalmente, arrastre de superficie y perfiles de velocidad de viento, así como parámetros aerodinámicos que fueron determinados mediante una regresión de mínimos cuadrados. Estos métodos han mostrado que z_d debe ser mayor que \bar{H} , lo que indica que estructuras más altas ejercen un mayor arrastre al fluido. Sin embargo, estas metodologías morfométricas fueron utilizadas en zonas donde existe un relieve urbano heterogéneo, donde la altura promedio de la zona de interés alcanza los 20 m.

Existen hoy en día, herramientas computacionales como “Nokia Here”, “Apple Maps” y “Google Earth” brindan parcialmente la información del relieve de algunos lugares. Esta información es necesaria para conocer parámetros como la rugosidad y el desplazamiento del plano cero para estimar la velocidad del viento en diferentes zonas sin tener que contar con sistemas de medición extras.

Como se registrarán datos de una zona de referencia utilizando instrumentación que facilitan la obtención del perfil del viento, se recurrirá a la metodología morfométrica para la extrapolación de datos a otros sitios de interés, ya que se requiere una menor cantidad de información del relieve, la cual puede ser proporcionada por “Google Earth”.

Aunque la información de esta herramienta puede no contener los datos más recientes de las elevaciones de estructuras actuales, cuenta con información suficiente de la superficie y es de libre acceso. Además, las estructuras en ciudades

varían lentamente a través de los años, por lo que se puede tomar en cuenta la información que se encuentre de años previos. Para este trabajo, ya que la flora es un aspecto que varía rápidamente en referencia a estructuras, se desprecia cualquier altura observada que se encuentre por encima de las estructuras urbanas más altas que se encuentren en las zonas de interés.

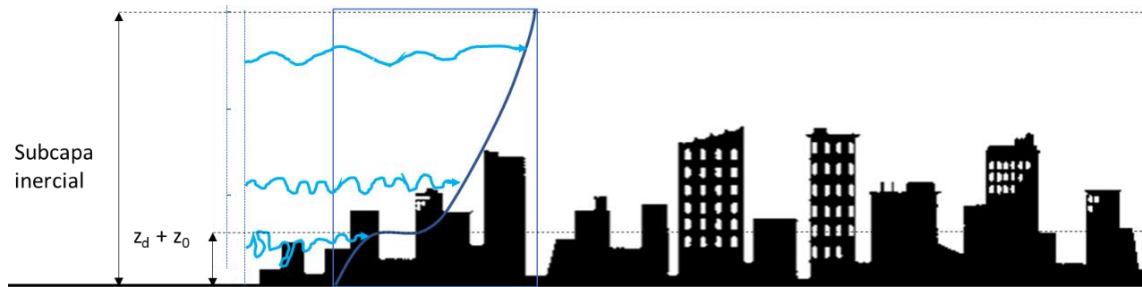


Figura 16. Representación de alturas de z_d y z_0 en zona urbana.

3.2 Obtención de parámetros morfométricos del relieve urbano

Para la extrapolación de datos obtenidos de la zona de referencia donde se realizaron mediciones de viento a una posible zona de interés, se observan zonas representativas de Mérida, Yucatán. De estas zonas, se realizan los modelos de elevación digital (MED), para obtener la altura promedio de los edificios y la densidad del plano. Estos valores son utilizados para las diferentes metodologías morfométricas que existe, de las cuales se puede obtener el desplazamiento del plano cero y la rugosidad. Finalmente, con estos valores, se pueden extrapolar espacialmente la velocidad de referencia.

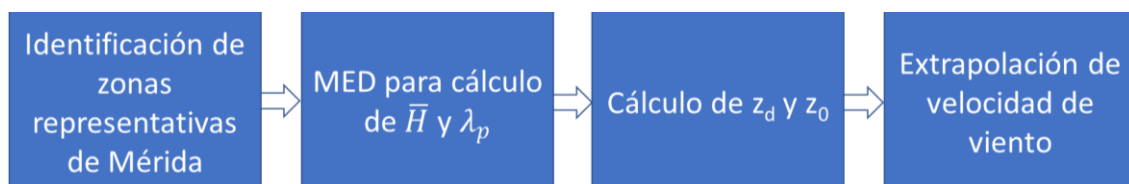


Figura 17. Diagrama de la metodología morfométrica aplicada.

Mérida posee una orografía relativamente plana. Se conoce que la altura promedio

en la ciudad es de aproximadamente 10 m sobre el nivel del mar. Para el estudio del relieve urbano, de los 883 km² de su extensión territorial, se contemplaron las zonas donde existe mayor densidad de población. Para eso, se tomó en cuenta el área que se encuentra dentro del anillo periférico (Figura 18), la cual tiene una extensión de 165 km², ya que la herramienta computacional utilizada contiene información más detallada de esta superficie y las estructuras que existen en ella.

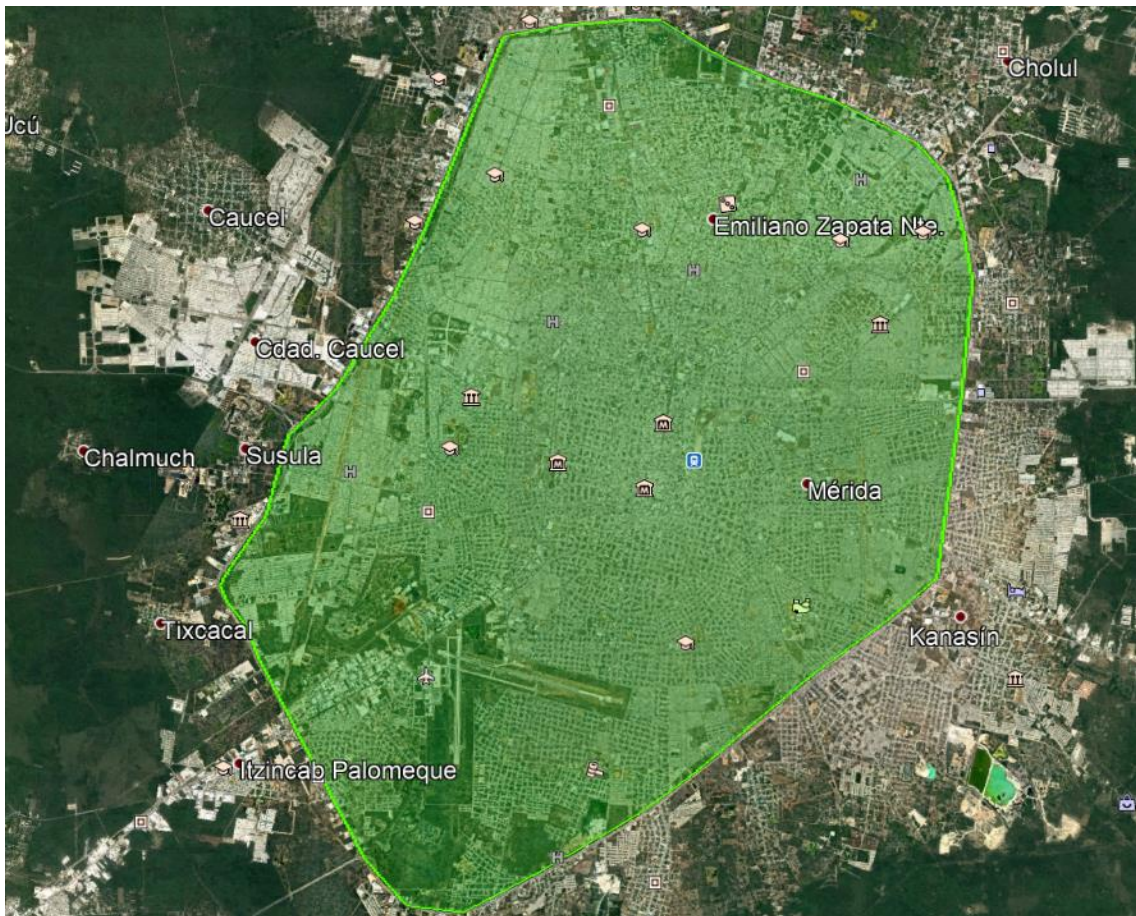


Figura 18. Imagen tomada de Google Earth de la zona urbana de Mérida.

3.2.1 Identificación de zonas representativas

Para realizar un estudio del relieve a escala local, se seleccionaron tres zonas que tuvieran características representativas de la ciudad (Figura 19), debido a que obtener información de la extensión territorial completa consume un mayor tiempo. La primera zona representativa es el centro de la ciudad (zona 1), ya que es un área con un relieve heterogéneo, debido a que en esta zona se encuentran estructuras

de distintas alturas. La segunda zona, la colonia Francisco de Montejo (zona 2), que está comprendida en el noroeste de la ciudad, se eligió debido a que cuenta con un relieve relativamente homogéneo. Es una de las zonas más recientes desarrolladas dentro del periférico y la mayor parte de sus construcciones son de una planta de altura. Por último, la tercera zona, en el noreste de la ciudad, es donde se encuentran mayormente estructuras de dos plantas (zona 3). Además, es en esta zona donde se encuentra el edificio más alto de Mérida, la torre Aqua.



Figura 19. Imagen tomada de Google Earth con las tres zonas representativas.

Por cada zona se analizaron $2 \times 2 \text{ km}^2$ aproximadamente, en los cuales se evaluó la altura promedio del relieve y su densidad. Estas áreas fueron divididas en 25 secciones cada una, debido a que al ser áreas extensas, las imágenes contarían con una baja resolución, ocasionando que se aprecien pocos detalles de la superficie de las zonas de interés.

3.2.2 Obtención del modelo de elevación digital

Para la evaluación del relieve urbano, se utilizó la herramienta computacional “Google Earth”, en la cual se puede extraer información de la altura del terreno, así como una aproximación de la altura de los edificios que se encuentren en él, debido a que esta herramienta autogenera estructuras en 3D con base en la información de las imágenes satelitales.







Además, esta herramienta permite trazar polígonos o insertar imágenes que pueden ser colocados a una altura específica por encima del nivel del mar, con el fin de destacar zonas de interés. Estos polígonos pueden ser utilizados para comprobar la altura de edificios respecto al nivel del suelo. El polígono puede cubrir estructuras que estén por debajo de la altura asignada, mientras que las estructuras por encima del polígono quedan visibles.

El área por cubrir para cada polígono se delimitó para que abarcaran un área de $400 \times 400 \text{ m}^2$ aproximadamente. Para capturar dicha área, se eligió una altura de observación a 600 m de elevación y se tomaron imágenes de las secciones de las áreas a evaluar. Para hacer que cada píxel corresponda a $1 \times 1 \text{ m}^2$, es necesario escalar las imágenes capturadas de la zona a 400×400 píxeles, lo que representa aproximadamente nuestra área a analizar. Para la valoración del relieve en la zona urbana, se utilizaron polígonos rectangulares de distintos colores con el fin de diferenciar las distintas alturas. Esto se realizó con el fin de obtener el MED para cada zona. En la Tabla 1 se enlista los colores utilizados y su código RGB para representar alturas del terreno. Capturando cada elevación cubierta por los polígonos, se obtenían distintas imágenes de cada sección. Utilizando una herramienta de edición de imágenes, se transponían cada elevación representada por el código de colores, obteniendo imágenes como la Figura 20.

La zona urbana está compuesta por estructuras (mayormente casas-habitación), las cuales deben tener como mínimo una altura de 2.6 m para cada nivel (Reglamento de construcciones del municipio de Mérida, 2018). Con el fin de simplificar el presente método, se homogenizó la altura de cada nivel a 3 m, pero éste puede ser aplicado con capas de polígonos a menor altura para una mayor precisión.

Cabe mencionar que este arreglo de colores se pudo implementar en la mayor parte de las zonas de interés, ya que estas zonas no cuentan con muchas estructuras que superen la altura más alta enlistada en la Tabla 1. Esto facilitó el análisis para cada sección ya que, en muchos casos, se utilizan menos de 4 gradientes. Además, no se tomó en cuenta la vegetación que estuviera por encima de las construcciones más altas de cada sección, ya que ésta puede variar con el tiempo más fácilmente que las estructuras que se encuentran en la zona urbana. Sólo en zonas con relieve heterogéneo, como se presentaron algunos casos del centro de la ciudad, se requirieron utilizar más gradientes para obtener valores de elevación más precisos.

Tabla 1. Representación de niveles de altura en MED.

Color	Código RGB	Altura del terreno (m)
	255, 255, 255	0
	0, 80, 255	3
	32, 255, 223	6
	239, 255, 16	9
	255, 64, 0	12
	128,0,0	15

Para cada sección se utilizó una elevación de suelo relativa, la cual serviría para reconocer el nivel de calles, banquetas y otras áreas de menor altura. Esta altura variaría dependiendo de la zona, teniendo un rango entre 10 a 13 m de elevación. A esta altura se le denominó elevación nula, la cual está visualizada en color blanco. La zona centro, la cual es una de las zonas más elevadas de Mérida, tiene una elevación aproximada de 13 m sobre el nivel del mar, según información observada en la herramienta. A partir de la altura de referencia, se elevaba la altura de cada

polígono como se describió anteriormente. Utilizando un analizador de imágenes (ImageJ⁴), se obtenía el conteo de píxeles de los distintos colores de cada imagen.

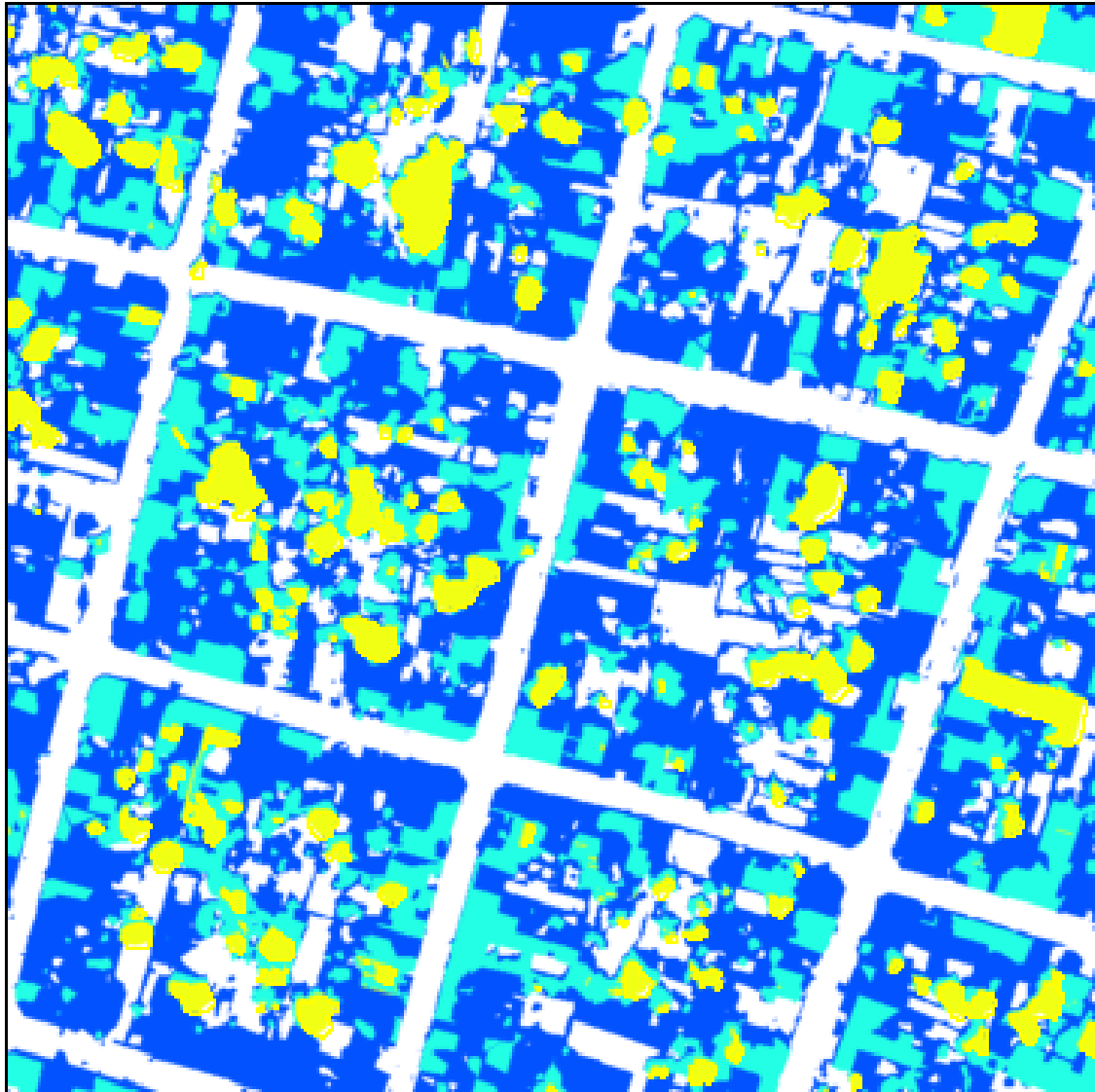


Figura 20. MED representativa de la zona 1, correspondiente al centro.

Teniendo el conteo de píxeles para cada color, se obtenía el área total para cada elevación, ya que se conoce que cada píxel corresponde a 1 m². Este acercamiento difiere de estudios realizados, debido a que distintos artículos requieren conocer el número de edificios de la zona a estudiar, así como sus alturas y áreas en el plano, para así poder calcular la altura promedio de ellos. Además, la mayor parte de las

⁴ ImageJ es un programa de procesamiento de imágenes de código abierto, diseñado para el análisis de imágenes multidimensionales disponible en <https://imagej.net/>.

estructuras en Mérida no cuentan con una separación significativa entre ellas, por lo que resulta más eficiente tomar cada nivel de altura como una sola área, en vez de contabilizar cada estructura.

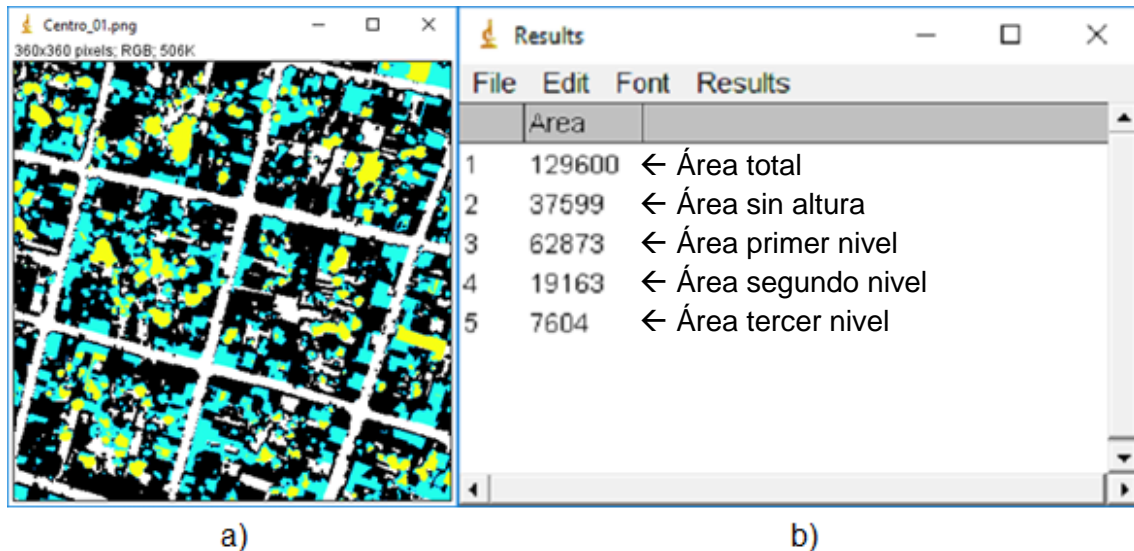


Figura 21. a) Área del segundo nivel de altura seleccionada en ImageJ visualizado en color negro. b) Área para cada nivel de altura.

3.2.3 Cálculo de la densidad del plano

Al evaluar las imágenes del relieve, se corroboró el área de cada nivel para las 25 secciones de cada zona. Con estas áreas, se obtuvo una estimación de la altura promedio de las estructuras que se encuentran en cada sección, así como la densidad del plano λ_p que ocupan las estructuras.

Para obtener λ_p se necesitó conocer el área de construcción A_p . A diferencia de otras aproximaciones, ésta se obtuvo de la diferencia entre el área con altura nula, que corresponde principalmente para calles y banquetas, y el área total A_T . La densidad del plano representa el porcentaje de área que está cubierto por estructuras, y se obtiene:

$$\lambda_p = \frac{A_p}{A_T}$$

3.2.4 Estimación de la altura promedio de las estructuras

Para la altura promedio de las estructuras \bar{H} se utiliza solo el área donde existe una estructura que supere al menos el primer nivel de altura (3 m). Como se obtuvieron las áreas para cada nivel $A_{L,i}$ y se estimó la altura que le corresponde a cada nivel, se calculó la altura promedio de las estructuras en A_p . Entonces, para este trabajo se define que:

$$\bar{H}[m] = \frac{\sum_{i=1}^n (3 \text{ m} \cdot i) A_{L,i}}{A_p}$$

3.2.5 Estimación de la altura de rugosidad $z_0(Ro)$ y desplazamiento del plano cero $z_d(Ro)$

Teniendo los valores de altura promedio y el área de construcción, se calcula la rugosidad z_0 y desplazamiento del plano cero z_d . Para esto, se recurrió a métodos morfométricos para someterse a comparación. El primer método es el bien conocido en Grimmond y Oke (1999) donde la rugosidad es expresada como $z_0(Ro) = 0.1\bar{H}$. Para z_d se utilizó la recomendación realizada en Kent et al. (2017), donde se observó que duplicando la relación de z_d respecto a \bar{H} mostraba una mejor correlación que las metodologías morfométricas y anemométricas utilizadas para esta investigación. Debido a esto, $z_d(Ro) = 1.4\bar{H}$.

3.2.6 Estimación de la altura de rugosidad $z_0(Kan)$ y desplazamiento del plano cero $z_d(Kan)$

Para fines comparativos, se utilizó Kanda et al. (2013). Cabe mencionar que se utilizó la aproximación empírica para el indicador de área frontal λ_f descrita en esta investigación, debido a que no se adquirió la información completa del área frontal de las estructuras de las zonas. Esta aproximación es una caracterización observada en zonas urbanas con relieves altamente heterogéneos, por lo que se esperaba que los datos no fueran completamente precisos. Además, la aproximación de λ_f está limitada a una densidad de edificios en el plano de 0.45, en donde en muchos casos del análisis del relieve urbano en Mérida se observaron valores superiores a

estos, ya que esta relación límite puede deberse a regulación en la planeación urbana para las construcciones de otros países. Debido a esto, valores de densidad en el plano fueron limitados en estos casos. Entonces, el índice de área frontal se obtiene:

$$\lambda_f = 1.42\lambda_p^2 + 0.4\lambda_p \quad (0.45 > \lambda_p > 0.05)$$

Para el cálculo de la rugosidad, es necesario conocer el desplazamiento del plano cero. Este es obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$z_d(Kan) = [c_0X^2 + (a_0\lambda_p^{b_0} - c_0)X]H_{max}$$

donde a_0 , b_0 y c_0 son coeficiente con valores de 1.29, 0.36 y -0.17 respectivamente, H_{max} es la mayor altura del edificio en la zona y X se obtiene de la siguiente relación:

$$X = \frac{\sigma_H + \bar{H}}{H_{max}}$$

Para la desviación estándar, se utiliza de igual manera la correlación descrita en el artículo previamente mencionado. Sin embargo, esta ecuación es modificada debido a que la altura mínima de una estructura de una planta para este trabajo es de 3 m:

$$\sigma_H = 1.05\bar{H} - 3.15$$

Teniendo z_d , se calcula la rugosidad mediante una modificación a la ecuación presentada en la rugosidad de (Macdonald et al., 1998), ya que incorpora una rugosidad que varía con respecto a la altura:

$$z_0(Kan) = (b_1Y^2 + c_1Y + a_1) \left(\left(1 - \frac{z_d}{\bar{H}}\right) \exp \left[- \left\{ 0.5\beta \frac{C_{Db}}{\kappa^2} \left(1 - \frac{z_d}{\bar{H}}\right) \lambda_f \right\}^{-0.5} \right] \right) \bar{H}$$

donde a_1 , b_1 y c_1 son coeficientes con valores de 0.71, 20.21 y -0.77 respectivamente. El coeficiente Y es obtenido mediante la relación entre la densidad de estructuras en el plano, la desviación estándar y la altura promedio:

$$Y = \frac{\lambda_p \sigma_H}{\bar{H}}$$

A través de los valores obtenidos mediante el uso de metodologías morfométricas, se compararon con los valores empíricos tomados en el sitio de medición para validar los valores de rugosidad y desplazamiento del plano cero de una de las metodologías. Con estos valores se pretende extrapolar verticalmente la información del viento, para estimar el potencial en un lugar de interés sin la necesidad de realizar mediciones en sitio.

3.3 Extrapolaración espacial del recurso eólico

A través de los datos recolectados por la instrumentación y el sistema SODAR, se extrapolaron los datos a otros sitios de interés, utilizando la componente de rugosidad y desplazamiento del plano cero obtenidos mediante el análisis del relieve urbano, para poder obtener las velocidades de viento y las alturas mínimas para la instalación de sistemas eólicos. Con los datos recolectados a través del SODAR, se obtuvo el comportamiento promedio del viento en un periodo de 24 horas. Estos serán utilizados para correlacionar los valores reales obtenidos con valores extrapolados a una misma altura. Para la extrapolación de datos, se utilizó la ley logarítmica:

$$U(z) = U(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z - z_d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r - z_d}{z_0}\right)}$$

donde $U(z)$ es la velocidad de viento que se desea extrapolar, $U(z_r)$ es la velocidad del viento de referencia, z es la altura a la cual se extrapoló la información, z_r es la altura de referencia, z_0 y z_d corresponden a la altura de la rugosidad y desplazamiento del plano cero respectivamente.

De igual manera, se compararon los datos a través de la ley de potencia. Esta aproximación al perfil vertical del viento es utilizada usualmente para la parte superior de la capa límite atmosférica (Abubaker et al., 2018). La ecuación para describir el comportamiento del perfil del viento es la siguiente:

$$U(z) = U(z_r) \left(\frac{z - z_d}{z_r}\right)^\alpha$$

donde α corresponde a la exponente de Hellmann que varía dependiendo la rugosidad de la zona. Se puede obtener la rugosidad tanto de la ley logarítmica como la de potencia teniendo dos o más valores de velocidad de viento promedio a diferentes alturas, así como utilizando la siguiente ecuación que relaciona estas distintas rugosidades.

$$\alpha = \frac{1}{\log\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}$$

Habiendo comparado los resultados obtenidos mediante la instrumentación, así como los valores aproximados obteniendo la rugosidad y desplazamiento del plano cero de la zona urbana a través del MED, se seleccionó la ecuación que se aproximara a los datos capturados, observando valores del coeficiente de determinación y error cuadrático medio.

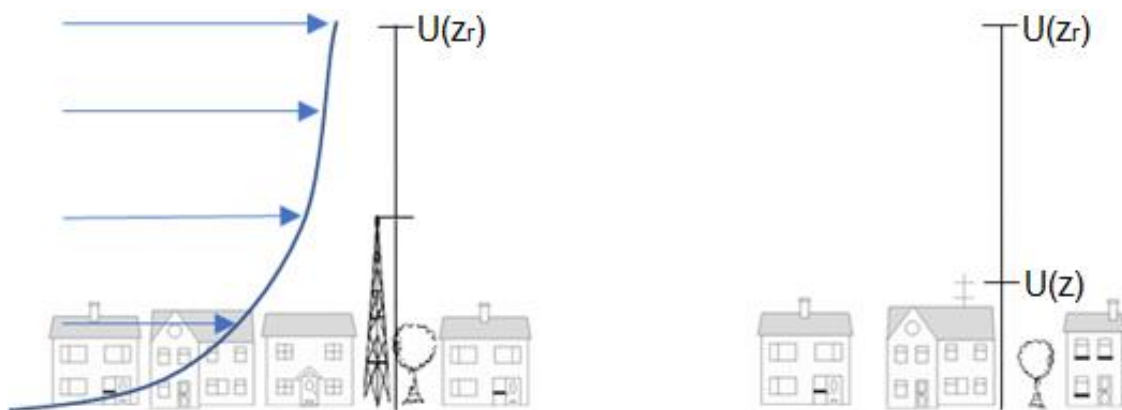


Figura 22. Extrapolación de datos espacial.

3.4 Consideraciones para la obtención de datos del recurso eólico

Como anteriormente se menciona, la toma de datos de parámetros de viento a través de métodos de medición requiere instrumentación en el sitio de interés a una altura adecuada. Muchas veces es difícil disponer de alguna estructura cuya altura pueda ser utilizada para la colocación de los instrumentos de medición. Además, al ser estudios que pueden ser de larga duración, generaría una cantidad de información almacenada para cada sitio de interés. Por estos motivos, resulta inconveniente el uso de métodos convencionales si se requiere conocer el potencial de

viento en la misma región, pero de diferentes zonas.

3.4.1 Montaje de sensores ultrasónicos

Para las mediciones a la altura donde se instalaron los sistemas eólicos de pequeña escala, se instalaron anemómetros en el edificio V de la facultad, con el fin de obtener los valores reales que los sistemas estuvieran aprovechando.

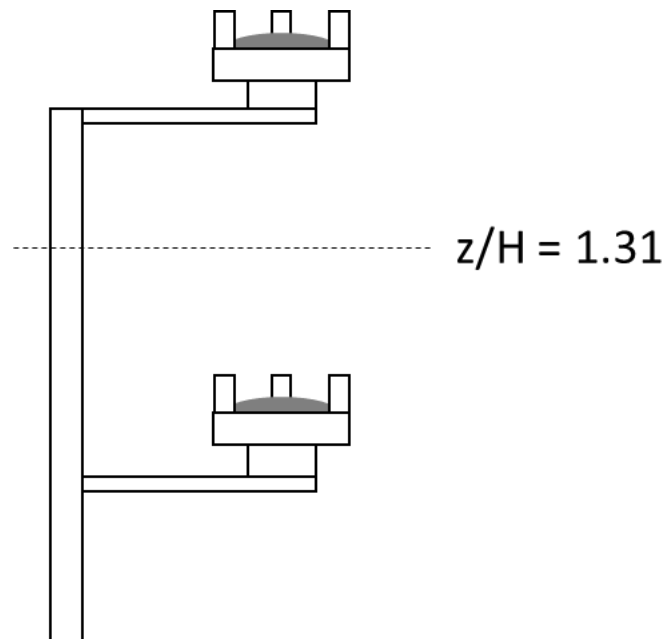


Figura 23. Esquema para instalación de anemómetros.

Los anemómetros utilizados son marca Vaisala modelo WXT532. Estos anemómetros de tipo ultrasónico pueden detectar velocidades de viento y dirección gracias a sus tres sensores colocados en forma triangular. Son altamente sensibles a cualquier presencia de viento, por lo que son capaces de medir velocidades inferiores a 1 m/s, con un límite de medición de hasta 60 m/s. Su resolución mínima es de 0.1 m/s para la medición de velocidad de viento y 1° para medición de dirección de viento, con un tiempo de respuesta de una fracción de segundo. Aunque son relativamente más costosos que los anemómetros de copas, estos sensores tienen una ventaja en su costo-beneficio, ya que no requieren un mantenimiento constante al no contar con componentes mecánicos, como es en el caso de los anemómetros de copas.

Para la colocación de anemómetros, se utilizó como referencia el estudio mencionado en Toja-Silva et al. (2018), con el fin de observar la diferencia de velocidad de viento a una altura por debajo y por encima del umbral $z/H = 1.31$. Este número adimensional corresponde a la altura mínima necesaria donde existe una menor turbulencia en estructuras, en donde z corresponde a la altura por encima del edificio y H a la altura del edificio (una relación de $z/H = 1.0$ es la altura del edificio). Con esto se observaría la diferencia de velocidad de viento a una altura mínima por encima de la superficie a medir, con el fin de comparar la intensidad de turbulencia y conocer si existe una aceleración significativa en los bordes de las estructuras, debido al redireccionamiento del viento.

3.4.2 Montaje de SODAR

De igual manera, se contó con información que fue captada por el sistema de medición SODAR (*Sonic Detection and Ranging*) marca Scintec modelo SFAS, el cual es un instrumento que se encarga de emitir ondas acústicas en la turbulencia atmosférica, obteniendo parámetros del viento a diferentes alturas. Este dispositivo es capaz de tomar información del perfil de viento a una distancia de hasta 500 m de altura, con una resolución de datos promedio de 2 minutos para cada 10 m, dependiendo de la altura máxima indicada.

El SODAR está integrado por una antena acústica, que cuenta con 64 transductores y controladores que se encargan de emitir y recibir las señales de audio. La unidad de procesamiento de señal (UPS) es el procesador esclavo que sigue las instrucciones que el ordenador envíe. Este se encarga de generar las señales de emisión acústica, controlar la configuración de la ganancia de la antena, dirección y operación, realizar los cálculos, entre otros. La fuente de poder se encarga de suministrar un voltaje de ± 12 VCD y alimenta a la antena y al UPS. Por último, se recomienda que el SODAR sea ensamblado con hojas de metal forradas con espuma, que sirven para mitigar ruidos que puedan percutir en la lectura del sistema.

Para la instalación del SODAR, se debían tomar en cuenta las recomendaciones descritas en el manual de uso, tales como mantenerlo alejado de estructuras altas, componentes metálicos y frecuencias de ruido. También, la UPS y el ordenador que

se encargaba de inicializar y registrar los datos del sistema altamente recomendable que se encuentren resguardados en un área donde no sean expuestos completamente a la intemperie.

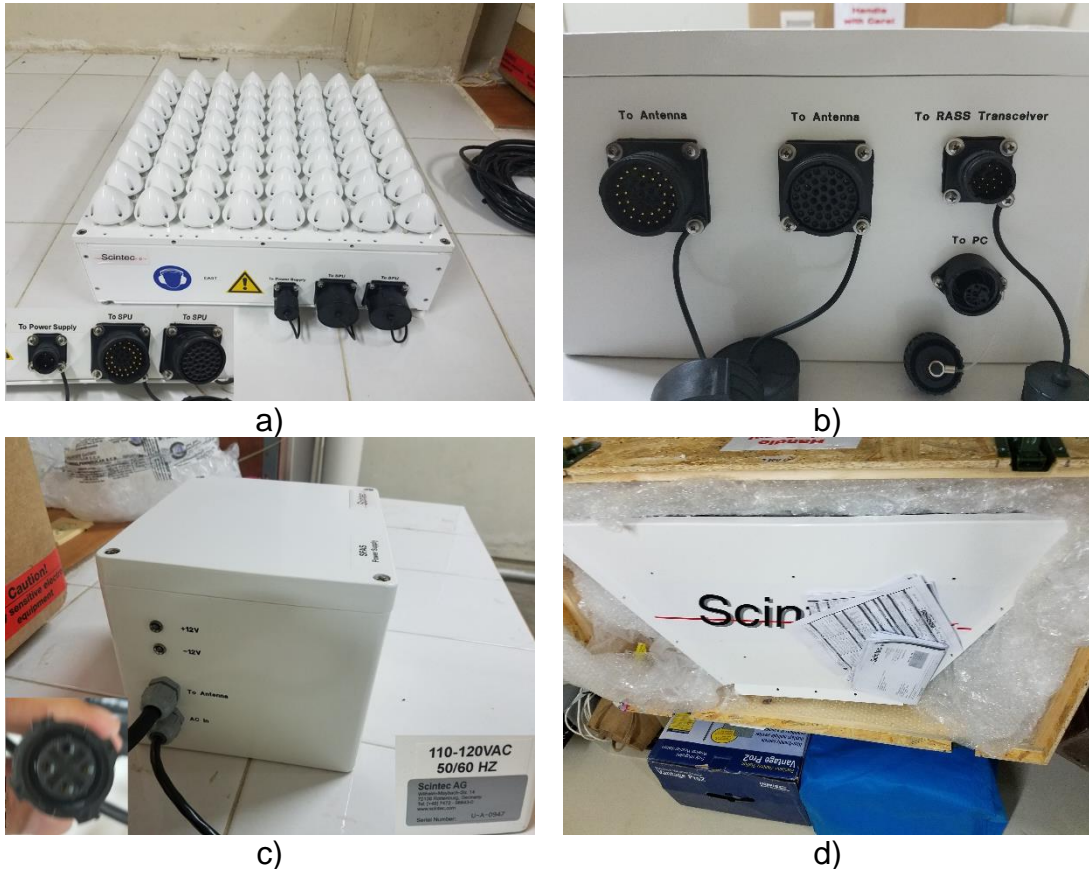


Figura 24. Componentes del SODAR. a) Antena acústica b) UPS c) Fuente de poder d) Hojas de metal recubiertas

Por limitantes a la integridad, seguridad y conectividad del sistema, se optó por colocar el sistema en un área donde existían elementos que pudieran afectar la toma de datos, sin embargo, se trataron de mitigar las fuentes que pudieran ocasionar dichos problemas.

Como primera observación, al realizar pruebas al sistema, se confirmó que el aerogenerador instalado en la estación meteorológica de la facultad cercana al edificio V reducía la obtención de datos cuando éste se encontraba en funcionamiento. Aunado a esto, el SODAR debía estar retirado de la torre donde se encontraba instalado el sistema eólico, ya que es una estructura que se encuentra por encima de la altura del SODAR, lo que pudiera ocasionar sonidos en una frecuencia que

afectaran la toma de datos. Con el paro total del sistema eólico mencionado durante la toma de información, se observó una mayor recolección de datos.



Figura 25. Ubicación de SODAR y posibles fuentes de afectaciones.

Otros elementos que fueron considerados eran los componentes metálicos, ya que pudieran crear resonancia acústica. Se ubicó un área para la antena emisora/receptora en donde se distanciará de dichos objetos, los cuales consistían mayormente en estructuras para soporte de paneles solares. Dichas estructuras se utilizaron para la protección parcial de la UPS y el ordenador. Por último, el sistema cuenta con un cerramiento que consiste en hojas de metal forradas de espuma, el cual funciona como filtro para posibles ruidos que pudieran provenir de objetos cercanos con alturas similares que el SODAR, logrando que el sistema capte mayormente el sonido que provenga de la zona de interés.

Se eligió observar la velocidad del viento a una altura máxima de 100 m por encima de la superficie. Con este parámetro de altura, el SODAR obtiene un mayor número de datos, teniendo una resolución de dos minutos para la información de velocidad

y dirección del viento. Aunque el sistema tiene una alta precisión para la obtención de datos y se mitigaron algunas de las fuentes causantes que pudieran presentar problemas, al encontrarse instalado en zona urbana, el sistema perdía información en ocasiones, debido a que se encontraba rodeado de estructuras que ocasionaban eco, así como contaminación de ruido que no pudo ser eliminada en su totalidad.

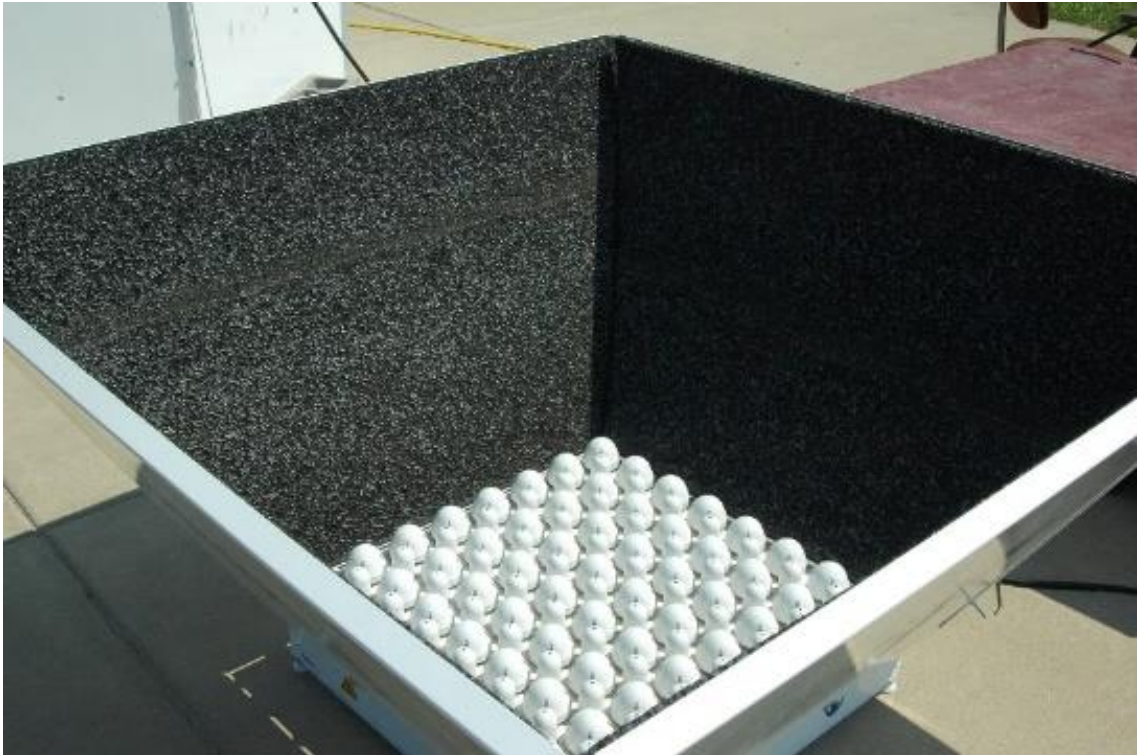


Figura 26. Dispositivo SODAR en funcionamiento en ubicación de referencia.

CAPÍTULO IV

SISTEMAS EÓLICOS EN EL AMBIENTE URBANO

4.1 Diseño de un sistema para la caracterización del desempeño de sistemas eólicos de pequeña escala

En la evaluación del desempeño de sistemas eólicos dentro del ambiente urbano es necesario contar con la medición simultánea del viento (velocidad y dirección) y de la potencia producida por el aerogenerador, de esta manera se puede evaluar simultáneamente la calidad del recurso energético y el coeficiente de potencia del sistema eólico.

Debido a que los aerogeneradores de pequeña escala cuentan con una respuesta dinámica muy rápida, y debido a la característica turbulenta del recurso eólico en el ambiente urbano, es necesario realizar mediciones de viento con un periodo de muestreo de alrededor de un segundo.

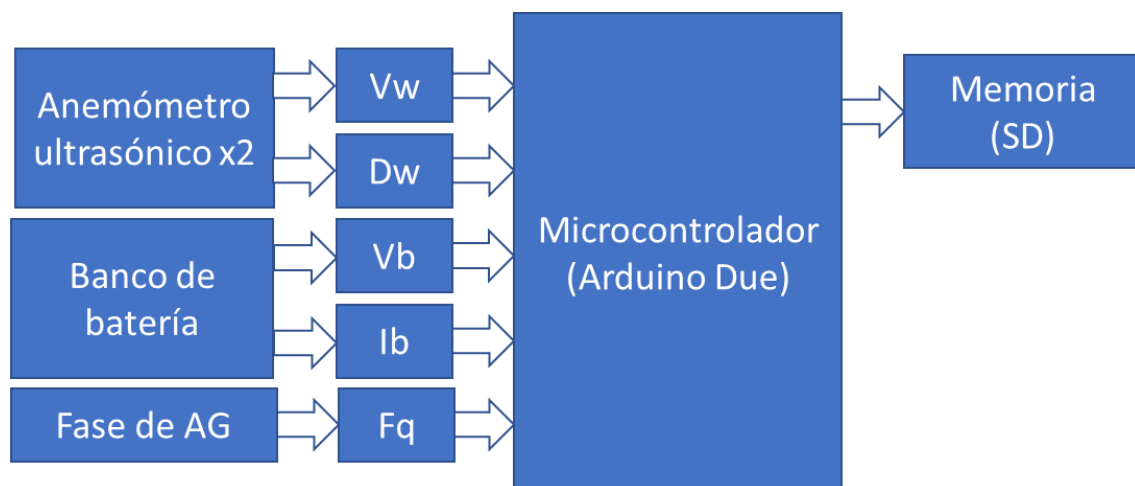


Figura 27. Diagrama de sistema de recolección de datos.

La instalación de dos anemómetros a tan corta distancia ayudará a observar de manera práctica si existe una ganancia significativa en el potencial eólico si los sistemas son instalados a la altura determinada por Toja-Silva et al. (2018), debido al

redireccionamiento del flujo en la orilla de las estructuras y estancamiento del viento cercano al techo, así como un bajo índice de turbulencia. Al existir una distancia de separación pequeña entre ambos anemómetros, la extrapolación vertical de los datos resulta insignificante y poco precisa, por lo que con dos anemómetros ultrasónicos de alta resolución, se podrá obtener el porcentaje real que existe entre ambos. Por estas razones, el instrumento adecuado para la medición del viento es el anemómetro ultrasónico.

La potencia que se genere a través de los sistemas eólicos utilizados es obtenida por la lectura del voltaje y corriente directa de batería. Si bien, la lectura del voltaje en baterías se conservará en el voltaje que haya en baterías, el sensor de corriente registra corrientes nulas si el aerogenerador no está en funcionamiento.

Para obtener el potencial real del aerogenerador, se optó por tener lecturas de la frecuencia de trabajo de una de las líneas del generador trifásico. Con esto, se pueden despreciar las lecturas de potencia si se detecta que el aerogenerador no se encuentra funcionando al menos a una frecuencia de trabajo mínima preestablecida en el microcontrolador.

Obteniendo la potencia real, se pudo comparar con la potencia teórica con datos obtenidos del viento a través de la ecuación de potencial eólico y obtener los coeficientes de potencia de los aerogeneradores.

4.1.1 Unidad de procesamiento

Para la toma de datos de viento y de potencia generada, se desarrolló una placa que permitiera la alimentación, control de carga, unidad de procesamiento, almacenamiento de información y acondicionamiento de las señales eléctricas de un sistema eólico aislado. Los sistemas aislados usualmente almacenan la energía generada en baterías.

Para la unidad de procesamiento, se eligió una placa de desarrollo Arduino Due. Con una arquitectura de 32 bits, esta placa es capaz de ejecutar comandos en microsegundos. Las señales de entrada deben ser alimentadas con 3.3 V máximo, sean digitales o análogas. La interfaz de programación es gratuita y la placa pro-

gramable no es tan costosa como otras placas de prueba que existen en el mercado.

Sin embargo, la principal razón por la cual se eligió este modelo es debido a que cuenta con entradas analógicas suficientes para el procesamiento de las señales que se requieren para la toma de datos de la instrumentación y sistemas necesarios para la caracterización del viento y para la caracterización del sistema eólico. Para el almacenamiento de datos, se utilizó un módulo que agregara la funcionalidad de escribir en una tarjeta SD. Los datos de cada señal de entrada debían ser almacenados cada segundo.

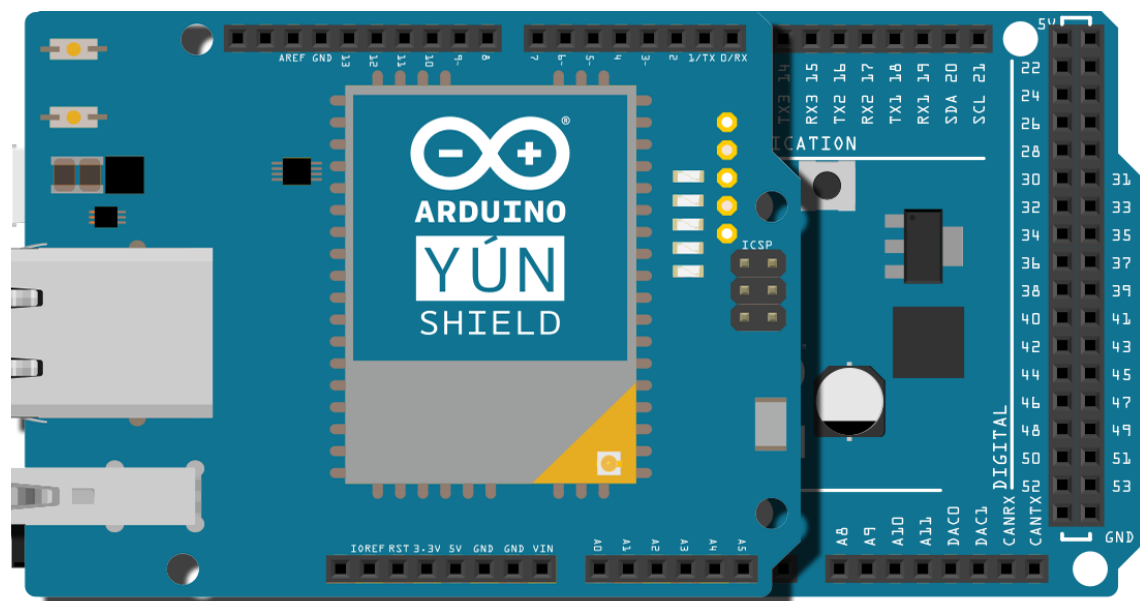


Figura 28. Arduino Due con *shield* lector de tarjeta SD.

4.1.2 Medición de la velocidad y dirección del viento

Como primera tarea, el microcontrolador debía ser capaz de recibir y almacenar datos de velocidad y dirección de viento de dos anemómetros ultrasónicos marca Vaisala modelo WXT532.

La tasa de muestreo de los datos de velocidad y dirección del viento que puede entregar este dispositivo puede ser menor a 1 Hz. Pueden ser alimentado en un rango de voltaje de 6 hasta 24 V. Cuenta con dos salidas analógicas de corriente eléctrica que entregan de 0 a 20 mA dependiendo de los valores de velocidad y

dirección del viento.



Figura 29. Anemómetro ultrasónico Vaisala modelo WXT532.

Por especificaciones del fabricante, se conoce la escala en miliamperes por unidad mínima. Utilizando la ley de ohm, se calcula la resistencia para que la señal de salida de los sensores pueda entregar un valor máximo de tensión de 3 V, ya que dicho anemómetro puede entregar una señal de corriente de 22 mA cuando existe un error en el componente.

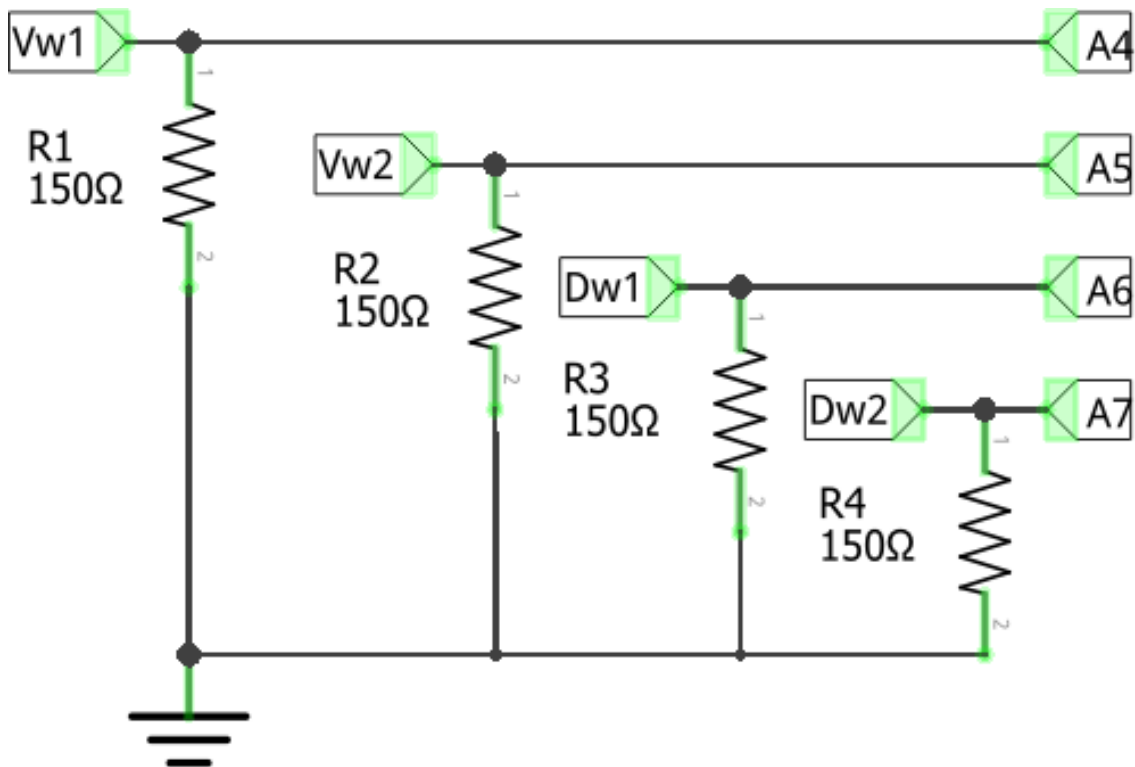


Figura 30. Diagrama de conexión para anemómetros ultrasónicos.

4.1.3 Medición de corriente eléctrica

Para las lecturas de corriente se utilizó el sensor ACS712, el cual consiste en un encapsulado capaz de medir corriente mediante el efecto Hall. El sensor es altamente preciso y puede ser utilizado para mediciones de corriente directa y alterna, con posibilidad de medir hasta ± 30 A. Por especificaciones del fabricante, el sensor utilizado tiene un incremento de 66 mV/A y su voltaje base es 2.5 V.

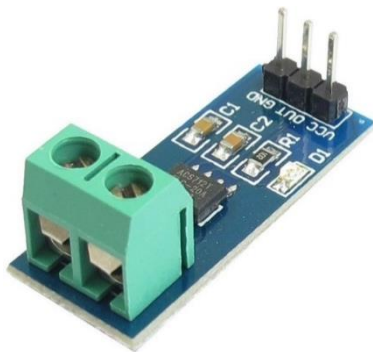


Figura 31. Sensor medidor de corriente ACS712.

Conociendo estos valores, se puede saber que el máximo voltaje que puede entregar cuando existe la corriente límite positiva es 4.48 V. Ya que la salida de la medición entrega un voltaje por encima del voltaje que puede soportar el microcontrolador utilizado, se utilizó un divisor de voltaje en su salida. Estas resistencias tenían que tener una relación de $R_2 = 2.79R_1$. Se optó por utilizar una configuración de resistencias existentes en el mercado que pudieran ser equivalentes a esta relación.

Tabla 2. Relación corriente/voltaje del sensor ACS712 con divisor de voltaje.

Entrada (A)	Salida (V)	Valor ADC
0	1.821	558
0.21	1.831	561
0.42	1.841	565
0.62	1.851	568
0.84	1.861	571
1.04	1.871	574
1.25	1.881	578

Teniendo los componentes y valores reales de los mismos, se caracterizó el circuito para conocer los voltajes que entregaría al obtener distintas cargas para observar el escalamiento descrito por el fabricante. De igual forma, se observó las lecturas de convertidor análogo/digital en el microcontrolador. Los valores indicados en la Tabla 2 se utilizaron para obtener la constante de calibración del sensor ACS712.

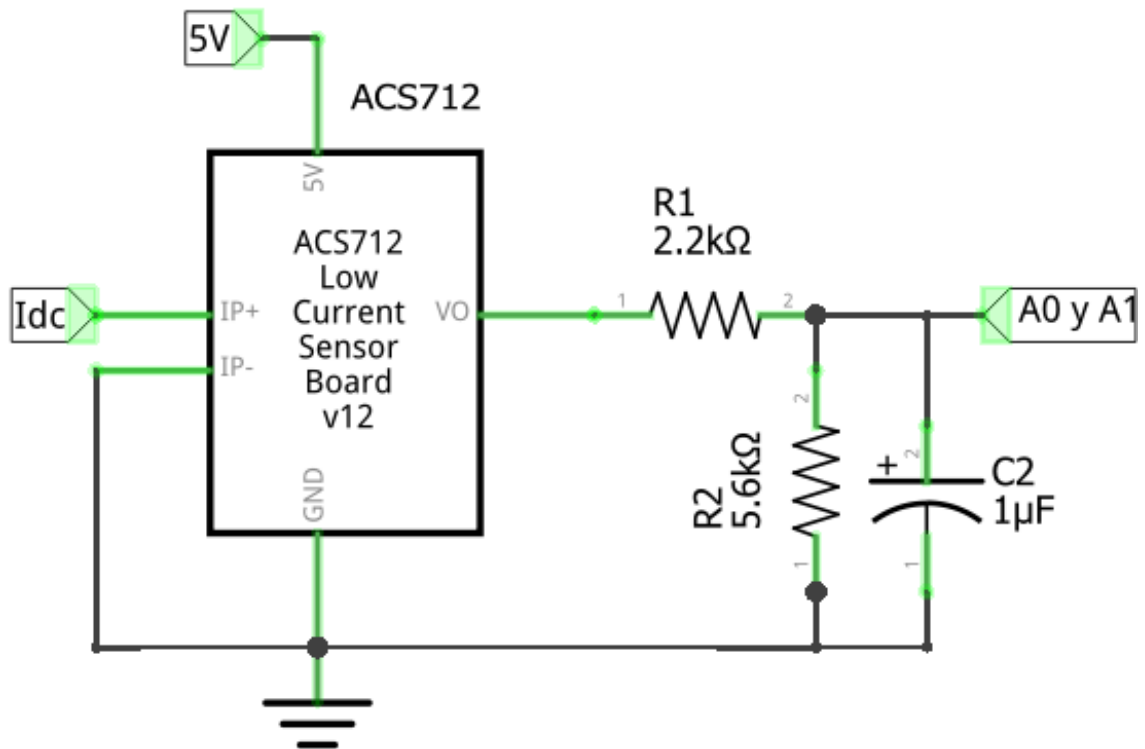


Figura 32. Diagrama de conexión para sensor ACS712 con divisor de voltaje.

4.1.4 Medición de voltaje

Para la lectura del voltaje en baterías, se utilizó un divisor de voltaje con una resistencia como limitador de corriente. El sistema de almacenamiento constaba de dos baterías con un voltaje nominal de 12 V conectadas en serie.

Se calcularon las resistencias en base al voltaje máximo que podían entregar las baterías, las cuales, por especificaciones del fabricante, se pueden observar tensiones de 13 V a máxima carga en circuito abierto, dando un voltaje máximo de 26 V por las dos. La relación para las resistencias es $R_2 = 0.11R_1$. Se utilizaron resistencias comerciales que pudieran aproximarse a la relación mencionada.

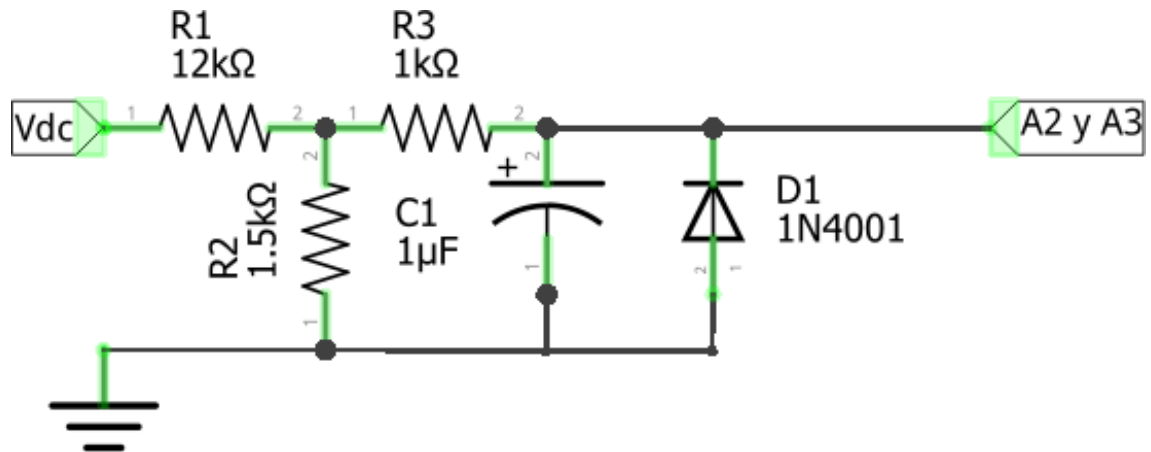


Figura 33. Divisor de voltaje para tensión de entrada.

De la misma manera que el lector de corriente, se caracterizó dicho circuito para obtener la lectura correcta en el microcontrolador. En la Tabla 3 se muestra la relación entre el voltaje de entrada y el voltaje de salida del divisor de voltaje, así como la lectura en bits registrada en el convertidor análogo digital.

Tabla 3. Relación V_e/V_s de divisor de voltaje y valor indicado por el ADC.

Entrada (V)	Salida (V)	Valor ADC
0	0	0
5	0.55	165
10	1.1	335
15	1.65	505
20	2.2	675
25	2.75	845
30	3.3	1015

4.1.5 Control de carga y descarga de baterías

Los aerogeneradores empleados en este proyecto incluyen un controlador de carga para convertir la corriente alterna a corriente directa, para almacenar la energía en un banco de baterías. Para la caracterización continua de la producción energética del aerogenerador se requiere que el banco de baterías sea descargado una vez que ya se ha llenado para poder volver a llenarlo y así seguir contabilizando la energía generada por la turbina.

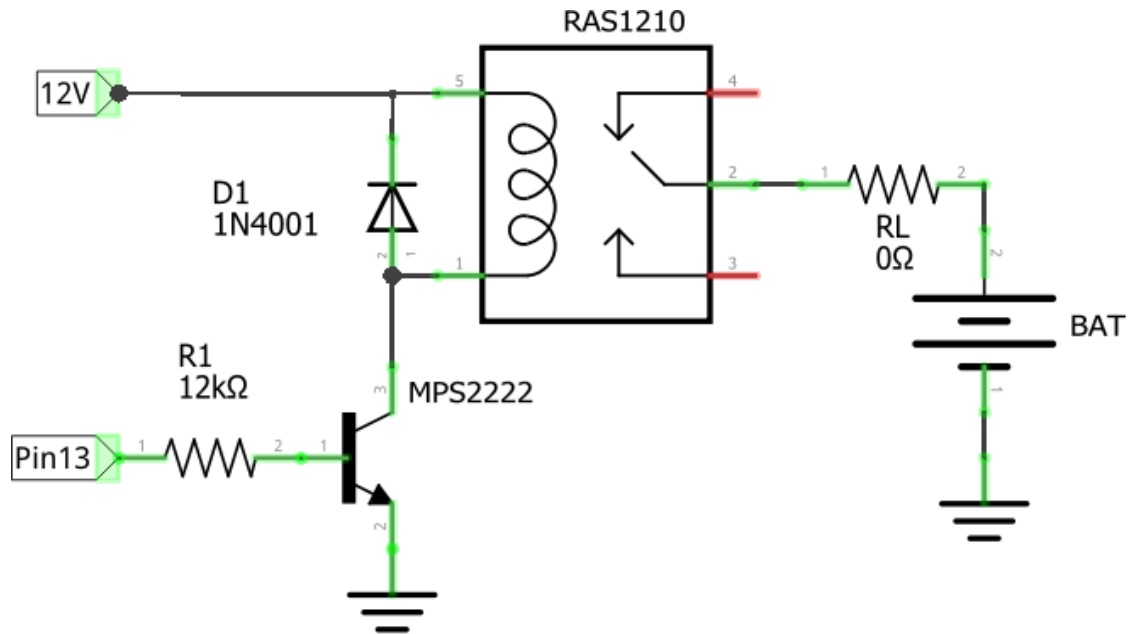


Figura 34. Control de carga y descarga de baterías.

Para la evaluación del nivel de carga de baterías, se utilizó un circuito que permite conectar una resistencia eléctrica a la batería mediante un relevador. Bajo carga el voltaje en baterías da una indicación del nivel de carga de las mismas. El circuito, al estar sometido a una carga constante, observará caída de tensión en las baterías. Al detectarse un voltaje por debajo de un umbral, el microcontrolador manda una señal para poder activar la bobina del relevador RAS1210.

El relevador abre el circuito donde se encuentra la carga, impidiendo que continúen descargándose las baterías. La energía producida por el aerogenerador cargará las baterías y para iniciar una nueva etapa de descarga de la batería, el medidor de tensión debe superar un umbral de voltaje que establece que las baterías se encuentran cargadas.

4.1.6 Medición de la velocidad de giro del generador eólico

Comparando la velocidad del viento y la velocidad de giro, se podrá evaluar la eficiencia de operación del aerogenerador. La velocidad de giro del aerogenerador se puede estimar a partir del periodo de su señal eléctrica, que se puede obtener como el doble del tiempo transcurrido entre dos cruces por cero de dicha señal.

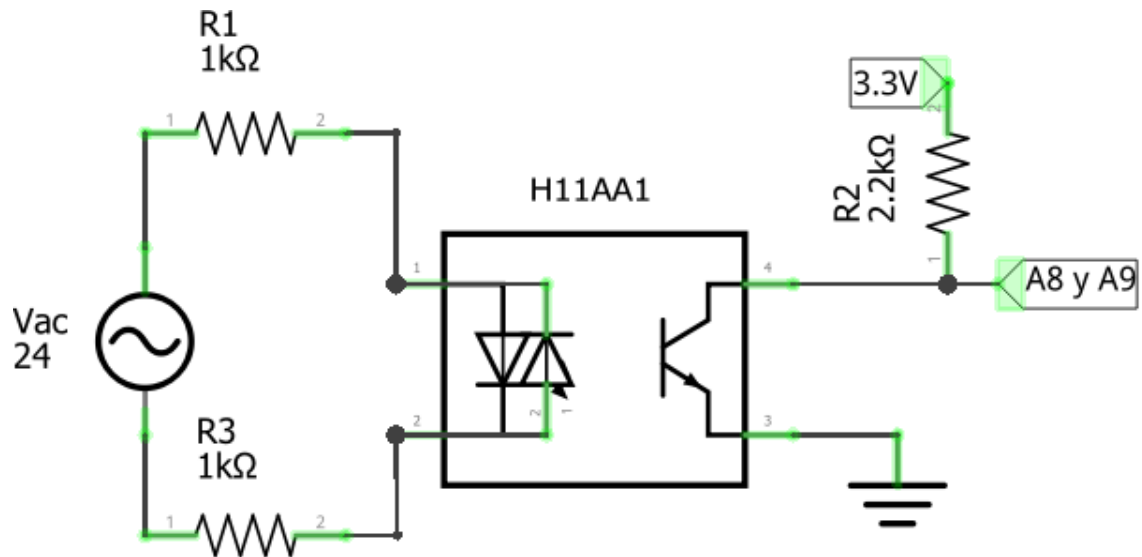


Figura 35. Detector de cruce por cero con H11AA1.

Ya que los aerogeneradores de pequeña escala trabajan a grandes velocidades de giro y debido a que el voltaje entre sus terminales es sinusoidal, se optó por utilizar un optoacoplador H11AA1, ya que, a diferencia de otros dispositivos, éstos pueden detectar cruces por cero cuando el voltaje es proveniente de la polaridad negativa sin tener que contar con un puente de diodos. Esto duplica la detección de cruces por cero, obteniendo en un menor tiempo la frecuencia de trabajo.

4.1.7 Fuentes de alimentación

Para la alimentación de los circuitos con los que cuenta la placa, fue necesario conocer los voltajes de alimentación para cada componente, así como el consumo de corrientes de los elementos principales. El registrador de datos se alimenta a 120 V_{ac}.

El relevador y anemómetros son los componentes que requieren una mayor tensión (12 V). Teniendo esta información, se eligió un transformador con derivación central con una relación de vueltas de 5:1, entregando un total de 24 V_{ac} a su salida. A través de su derivación central, se puede obtener un voltaje aproximado de 12 V_{ac}. Esto con el fin de que la potencia disipada en los reguladores de voltaje sea mínima.

Tabla 4. Voltajes y demanda de corriente de componentes.

Nombre de componente	Alimentación (V)	No. de componentes	Corriente (mA)
Señal de anemómetros	9	4	88
Medidor de corriente	5	2	26
Relevadores	12	3	90
Display	5	1	3
Optoacopladores	3.3	2	2
Arduino	9	1	25

Observando las fichas técnicas de cada componente, se puede calcular la demanda máxima de corriente de los componentes principales utilizados. Teniendo el número de componentes totales y corrientes máximas de consumo, se aproximó la corriente mínima necesaria que el transformador suministre (Tabla 4).

Ya que la corriente demandada por el Arduino puede variar, se midió la corriente demandada con la lógica utilizada para este trabajo. Al sumar las corrientes de los componentes en su máxima demanda, se obtiene una corriente de 234 mA. Se opta por utilizar un transformador que sea capaz de entregar el doble de la corriente mencionada. Ya que los componentes requieren distintas tensiones, se utilizaron reguladores de voltaje para cada uno de los voltajes necesarios. Se utilizan capacitores bypass a su salida para una mayor estabilidad para cada voltaje de alimentación.

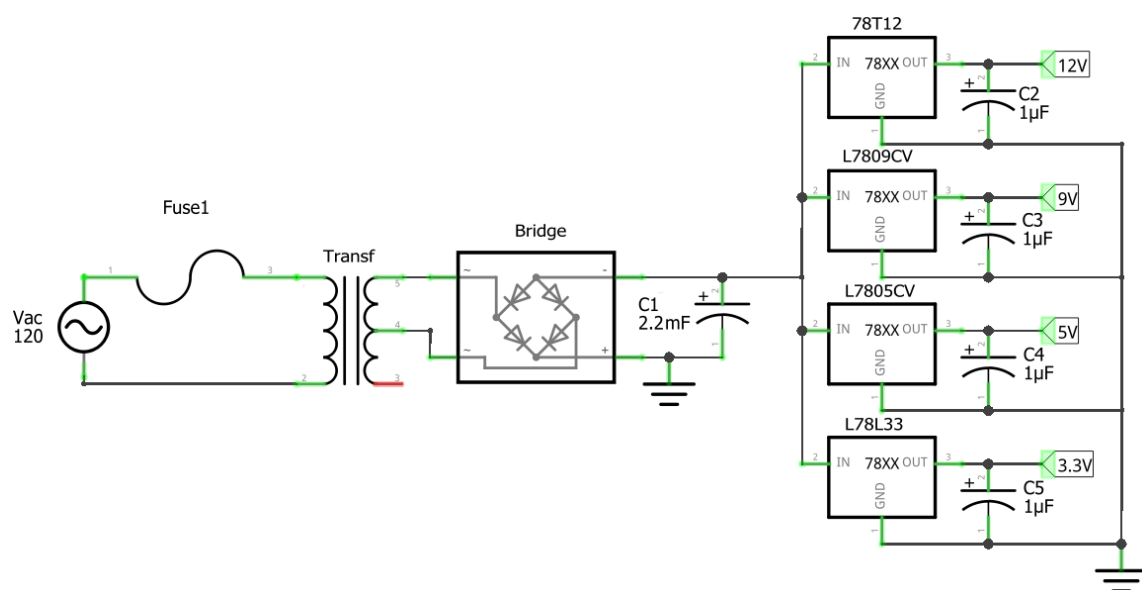


Figura 36. Circuito de potencia utilizado para tensiones de alimentación.

4.1.8 Diseño de placa electrónica

Para el diseño de la placa donde fueron montados los componentes descritos, se utilizó Fritzing. Éste es un programa de código abierto para el diseño y desarrollo de placas electrónicas y cuenta con una librería de componentes completa creada por los usuarios de dicha herramienta. Esto facilitó el diseño de la placa, ya que muchos elementos comercializados se encuentran prediseñados en la librería disponible.

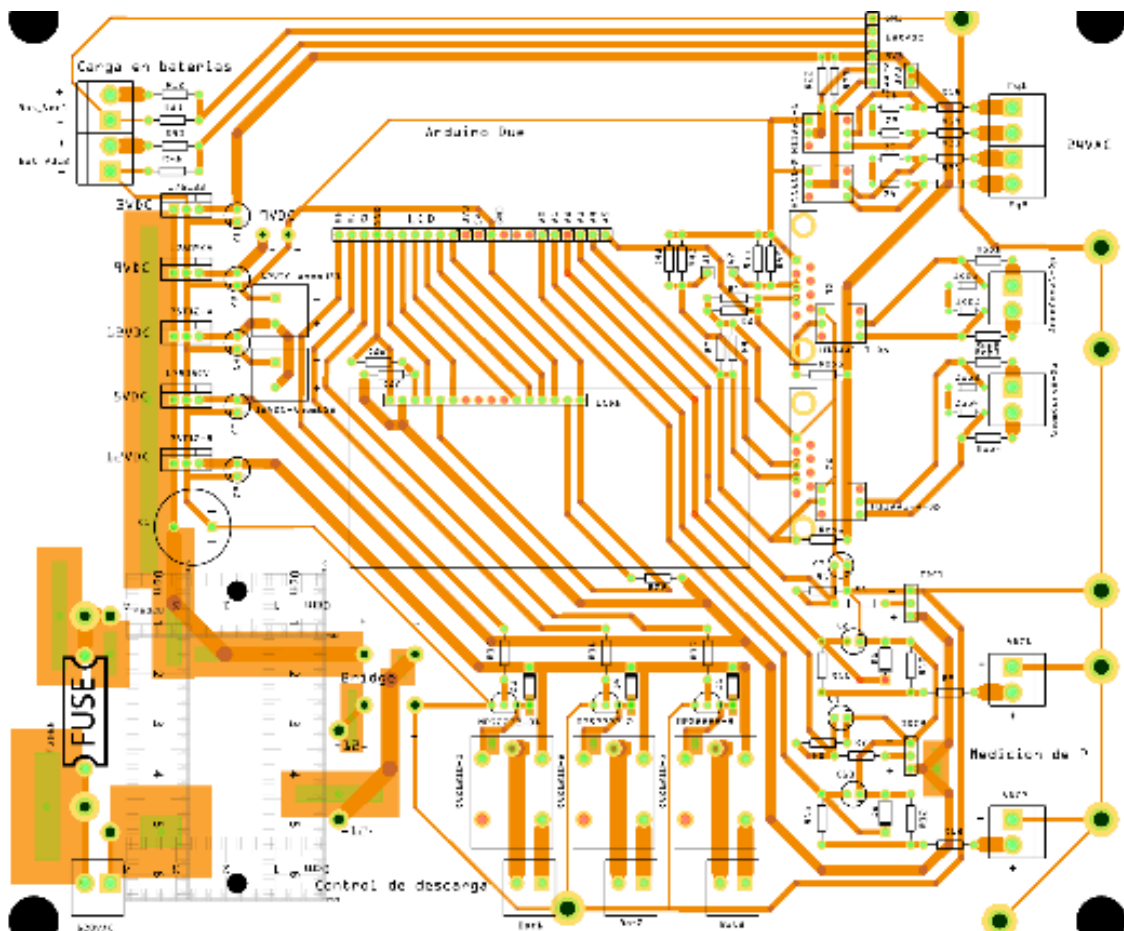


Figura 37. Diseño de pistas en Fritzing para registrador de datos.

Después de haber obtenidos los diagramas de los circuitos necesarios, se realizaron las pistas para cada circuito. Se integró un display para poder visualizar que el registrador de datos obtuviera los datos deseados. Una vez obtenido el diseño de pistas y ranuras, se colocaron los componentes en la placa.

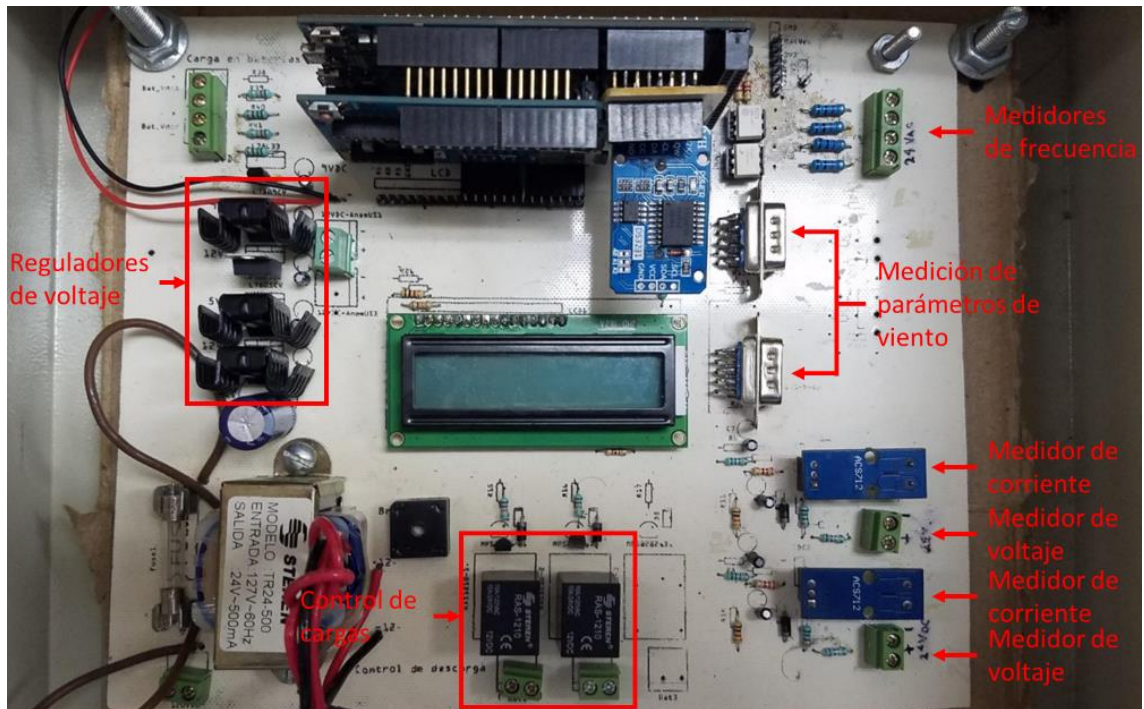


Figura 38. Registrador de datos utilizando microcontrolador Arduino.

4.2 Ubicación del sistema para la caracterización del desempeño de sistemas eólicos en zona urbana

Para el registro de datos, el algoritmo debía leer la señal que proporcionaban los anemómetros y componentes a medir, con el fin de la obtención de datos para su análisis.

Los parámetros de viento y voltaje y corriente de baterías eran tomados en las entradas analógicas del Arduino, tomando 10 muestras para realizar una media aritmética, para filtrar cada valor. Al ser instrumentos de respuesta lineal, se obtuvieron para cada uno la ecuación característica para realizar la conversión a un valor esperado, utilizando las tablas de las lecturas que se mostraron previamente para su caracterización.



Figura 39. Algoritmo para la recolección de datos de viento, voltaje y corriente.

Para el cálculo de la frecuencia, el circuito capaz de detectar cruce por cero enviaba la señal a una entrada analógica, donde se detectaba una caída de voltaje mínima para el reconocimiento del inicio del ciclo. Al detectar el primer cruce por cero, la instrucción mandaba a un bucle para detectar dos cruces por cero, y a través de un temporizador en microsegundos, contar el tiempo total de la duración del ciclo y calcular la frecuencia a la que el generador se encontraba trabajando.

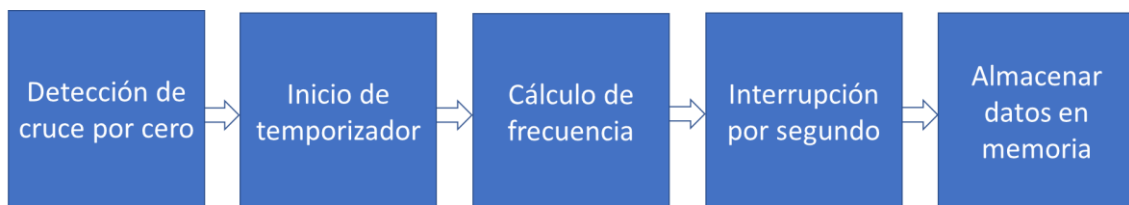


Figura 40. Algoritmo para cálculo de frecuencia de aerogeneradores.

La rutina era cancelada si el temporizador llegaba a un límite de tiempo (350 milisegundos), lo que hacía que la frecuencia de trabajo tuviera un valor nulo. Esta limitante se debía a que se necesitaba obtener datos de frecuencia cada segundo, para calcular la velocidad angular de los aerogeneradores, por lo que difícilmente se registraban frecuencias de trabajo por debajo de 3 Hz.

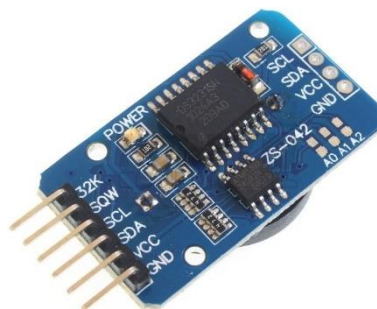


Figura 41. Reloj de tiempo real DS3231.

Para la recolección de datos por segundo de los datos, se utilizó una instrucción que interrumpía el programa principal y enviaba a una rutina donde se cargaba la información a la memoria SD en un archivo de tipo csv. Para la interrupción cada segundo, se utilizó la señal cuadrada SQW del integrado DS3231. De igual manera,

se utilizaba para almacenar la fecha y hora real de los datos obtenidos, ya que cuenta con la ranura para insertar una batería adicional que mantiene la fecha almacenada en su memoria.

El registrador de datos fue ubicado en el edificio V de la facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán. El historial de datos recolectados y datos meteorológicos muestran que en la ciudad de Mérida predominan principalmente los vientos del sureste por la mañana y del norte por la tarde. Los anemómetros fueron colados en el lugar visualizado en la Figura 42, cercanos a donde se instalaron los aerogeneradores utilizados para esta investigación.



Figura 42. Ubicación de anemómetros (verde)

4.3 Implementación de sistemas eólicos aislados

Para poder evaluar el potencial eólico de la zona urbana de Mérida, se debían utilizar aerogeneradores con capacidades de generación similares a una misma velocidad nominal. Como se describió previamente, existen los aerogeneradores de eje horizontal y de eje vertical. Se sabe que estos poseen distintas ventajas y desventajas entre ellos, que pudieran ser aprovechadas en condiciones particulares, por lo que se analizarán sus características para obtener su potencia estimada, así

como observar su desempeño en condiciones reales.

Los aerogeneradores utilizados se muestran en la Figura 43. Según información de los fabricantes, ambos sistemas generan una potencia nominal de 400 W a 12 m/s. Para cada aerogenerador se obtuvo el área de barrido de las palas, así como mediciones de la resistencia e inductancia de los devanados, número de polos y campo magnético del generador. De igual forma, se comprobó el voltaje, corriente, frecuencia eléctrica y par del generador al someterlo a velocidades controladas.

Para el área de barrido del aerogenerador horizontal, se midió el largo de una de sus palas, así como la distancia del centro del eje hacia una de las ranuras de sujeción de las palas. Estas medidas representan el radio del área de barrido. Para la medida del área del aerogenerador vertical, se trazó el contorno de una de sus palas en un plano. Ya que la parte exterior de las palas está delimitada por un contorno de tipo óvalo, se obtuvieron puntos en un plano “x” e “y” y se midieron las distancias para cada punto en un centro de referencia, el cual está dado por el centro del generador. Se trazó la curva característica y se obtuvo el área total debajo de esa curva, la cual representa la mitad del área de barrido.



Figura 43. Aerogeneradores de pequeña escala situados en zona de referencia.

Una vez obtenida el área de barrido, se realizó el cálculo a través de la ecuación del potencial eólico, con el fin de obtener la limitación teórica que pueden alcanzar estos sistemas, en base a las características particulares de cada uno. La ecuación

se describe como:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot C_p \cdot v_w^3$$

donde ρ es la densidad de viento en kg/m^3 , A es el área de barrido de las palas, C_p es el coeficiente de potencia y v_w es la velocidad nominal de trabajo otorgado por el fabricante. Sometido a revoluciones controladas y limitadas, se requería conocer las características eléctricas y mecánicas del generador. Para lograr esto, los generadores fueron probados en un torno sujetando los ejes con el fin de obtener los valores de voltaje, corriente rms de cada uno, así como la frecuencia eléctrica. De igual forma, con ayuda de un dinamómetro, se obtuvo el par que se requería para hacer girar los generadores.

Ya que el voltaje y la frecuencia son lineares, se obtuvieron las ecuaciones características a través de los valores medidos en el osciloscopio al someter el generador a diferentes revoluciones. A través de la frecuencia eléctrica medida, se calcula la frecuencia mecánica, que es directamente proporcional al par de polos. El número de polos está dado a través de la cantidad de imanes que contiene dichos generadores. Con este valor se obtiene ω , valor que indica la velocidad del rotor en rad/s:

$$\omega = 2\pi f_{mec}$$

Se puede obtener la velocidad de viento en relación con las revoluciones del generador. Para esto, se utiliza la ecuación de relación de velocidad de punta:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_w}$$

donde R es el radio de pala y v_w es la velocidad de viento. Para obtener la corriente esperada a distintas velocidades de viento, se utilizó la ecuación de la potencia trifásica activa, dada por la ecuación:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

donde U es igual al voltaje rms, I es la corriente rms y φ está dado por:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{X_w}{R_w}$$

donde R_w es la resistencia de los devanados y X_w , al ser una reactancia inductiva,

el valor depende de la frecuencia eléctrica f y el valor inductivo L :

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f_{ele} \cdot L$$

Por último, se calculó el par esperado en relación con los valores obtenidos:

$$\tau = \frac{P}{\omega}$$

Después de obtener los valores teóricos de la potencia esperada a través de las características de cada aerogenerador, se colocaron los sistemas descritos en la ubicación previamente mencionada.

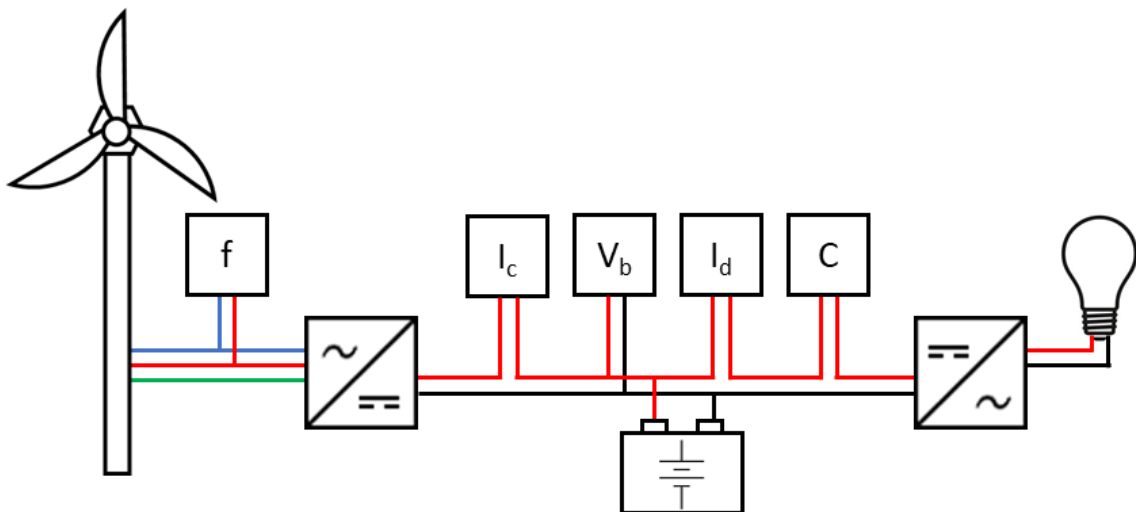


Figura 44. Diagrama de conexión de sistema eólico aislado.

Los aerogeneradores fueron instalados como se indica en Toja-Silva et al. (2018). El aerogenerador de eje horizontal se ubicó por encima del umbral $z/H= 1.31$, teniendo esta altura como referencia del punto más bajo que deben alcanzar las aspas. Ya que la intensidad de turbulencia no perjudica el funcionamiento del aerogenerador de eje vertical, éste se instaló por debajo del umbral anteriormente mencionado.

Se colocaron entre dos líneas del generador el detector de cruce por cero, con el fin de conocer la frecuencia cuando el aerogenerador se encuentre trabajando. Las tres líneas de los generadores fueron llevadas a un controlador de carga, para poder convertir la corriente alterna del generador a corriente directa. Se realizaron

lecturas de la corriente de carga, así como la medición de tensión que existe en baterías. Para mantener descargada la batería, se utilizó un foco LED de 5 W que fue conectado a un inversor.

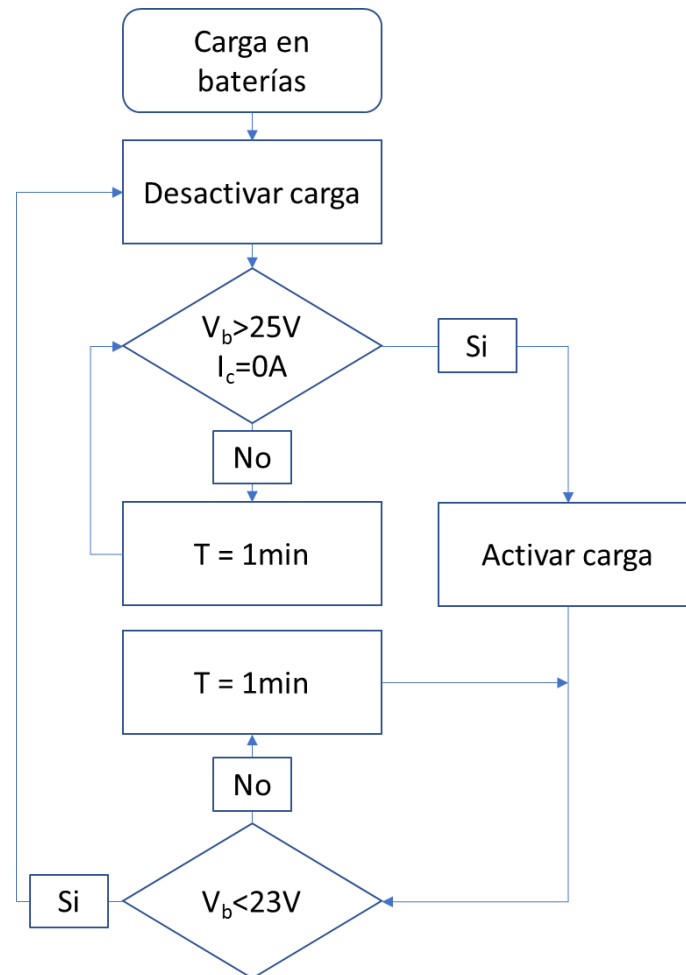


Figura 45. Diagrama de flujo del control de carga en baterías.

El encendido y apagado del inversor era controlado a través de la lógica del registrador elaborado para este proyecto. Se tomaron como referencias el voltaje en batería V_b y la corriente de carga I_c . Al detectar un voltaje bajo en baterías, el microcontrolador enviaba una señal a un relevador, para que éste abriera la línea que alimentaba al inversor, haciendo que la carga fuera desconectada del sistema en su totalidad. Al desconectar dicho elemento, el aerogenerador era capaz de cargar la batería cuando entrara en funcionamiento, la cual solo volvía a activarse cuando hubiera un voltaje mínimo y se detectara que no existe una corriente I_c . El voltaje era verificado en un periodo de un minuto, para conocer el estado de carga de la

batería. La corriente I_d era registrada para conocer la actividad de corriente del foco utilizado como descarga.

CAPITULO V

ASPECTO SOCIAL Y ECONÓMICO

5.1 Evaluación del sombreado proyectado por los aerogeneradores

Al proponerse soluciones técnicas para el aprovechamiento de la energía eólica en zonas urbanas, la implementación de estos trae consigo problemáticas sociales que se presentan en cualquier sitio donde se instalen aerogeneradores. Se sabe que los aerogeneradores, al ser principalmente mecanismos en movimiento impulsados por la energía cinética del viento, ocasionan la proyección de una sombra parpadeante cuando los rayos solares atraviesan dichos elementos cuando se encuentran en funcionamiento. Aunque existen otras problemáticas igualmente importantes, este trabajo se limitó a la observación y propuestas para disminuir la afectación del efecto parpadeante.

Como primer paso, se debe conocer la ubicación y la altura requerida que necesita tener un sistema eólico. Como el trabajo está dirigido a sistemas eólicos urbanos, es importante recordar que la principal ubicación para colocarlos es en los techos de las construcciones, dándole ésta una altura inicial. Como se ha estado mencionando, existen dos tipos de aerogeneradores, los cuales se detallarán para cada uno la altura necesaria.

5.1.1 Consideraciones técnicas para la altura de aerogeneradores

Los sistemas de eje vertical son preferentemente colocados a la altura de la superficie de donde se desean colocar, debido a su funcionamiento omnidireccional. Esto quiere decir que, si una casa tiene una altura h , el sistema de eje vertical alcanzará una altura máxima de $h+h_t$, siendo h_t la altura máxima que alcanza del aerogenerador. El espacio por utilizar no debe de interferir con otros elementos que se encuentren en el lugar de instalación, por lo que se debe considerar si existe el espacio suficiente para colocarlos. Para simplificar el área a utilizar, se le asigna un área cuadrada, que está dada por el diámetro d_t , dado por el tamaño del aerogenerador.

Con la altura del aerogenerador y el área, se puede calcular su espacio volumétrico para considerar el espacio necesario para producir energía eólica a través de estos sistemas.

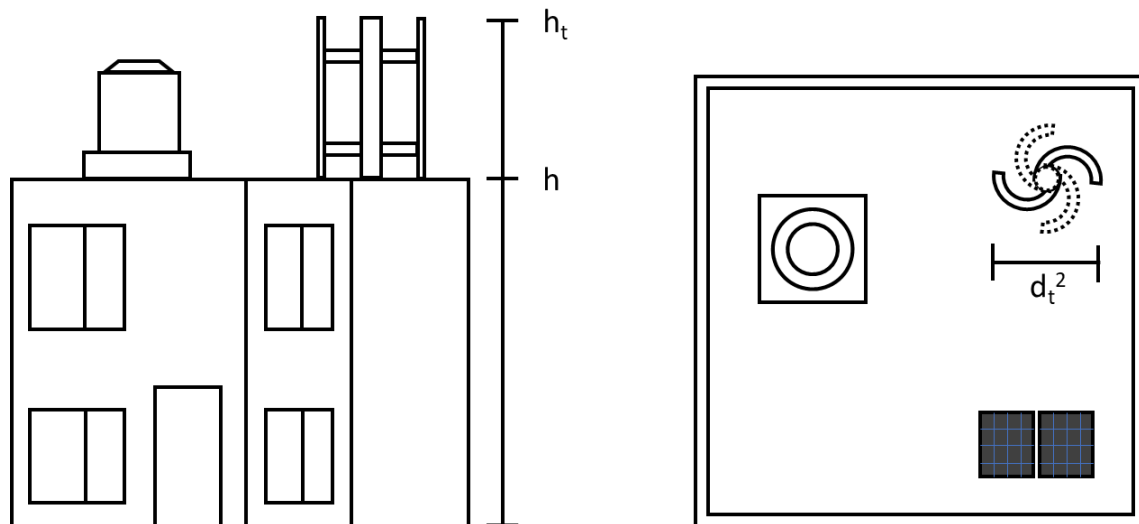


Figura 46. Espacio considerado para la instalación de sistemas de eje vertical.

Debido a que los sistemas de eje horizontal son más sensibles, es recomendable instalarlos a una altura donde existan el menor porcentaje de intensidad de turbulencia. Para esto, se necesitará conocer el radio de la pala, la altura del edificio, la altura máxima de los elementos que se encuentren en la superficie a instalar, la rugosidad z_0 y el desplazamiento en el plano cero z_d .

Primero, se debe comparar la altura de la estructura con la información de z_0 y z_d recolectada de la zona. Si en promedio, la zona posee un z_0 y z_d mayor a la altura de la estructura, se debe considerar z_0+z_d como la altura de superficie. Esta altura reemplazará la altura de la estructura, debido a que a esta altura se considera que el viento no es afectado por las estructuras de la zona (turbulencia).

Dada la altura de la estructura, se considera lo anteriormente mencionado de Toja-Silva et al. (2018). Como el sistema de eje horizontal es orientado dependiendo de la dirección del viento, el sistema girará sobre el eje de la torre, utilizando un área espacial a cierta altura, por lo que se debe considerar una altura de libramiento de obstáculo h_r . Esta altura deberá ser mayor que la altura del objeto con el que se quiere evitar colisión.

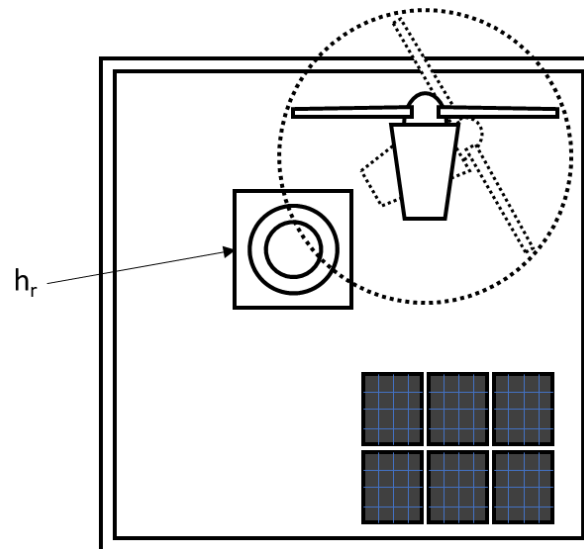


Figura 47. Área espacial de un sistema de eje horizontal.

En la Figura 47, se muestra cómo el aerogenerador puede invadir el área ocupada del obstáculo que se desea evitar, siempre y cuando dicho objeto esté por debajo de la altura mínima de las palas.

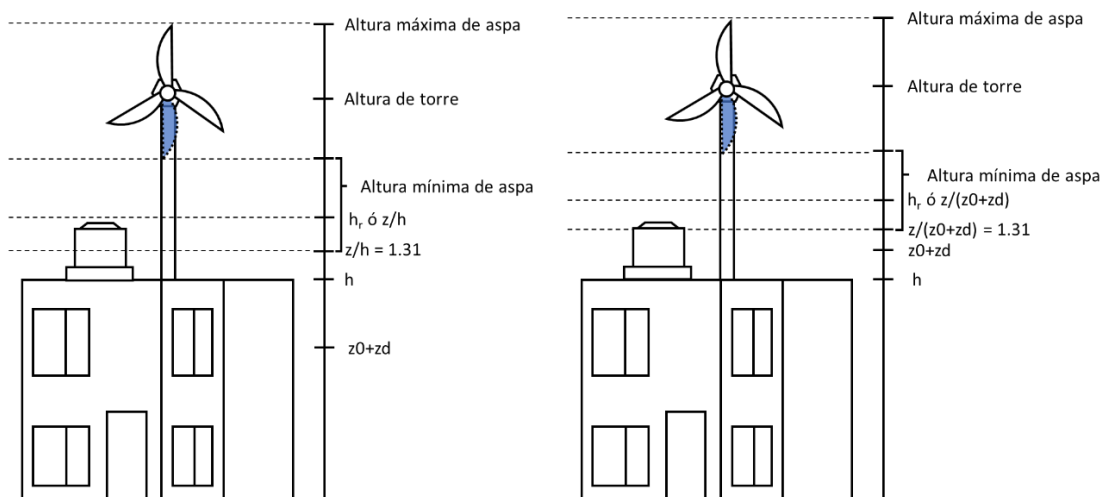


Figura 48. Alturas mínimas por considerar para sistemas de eje horizontal.

Si dicho elemento supera z/h , la altura mínima del aspa del aerogenerador debe ser mayor a h_r . De lo contrario, se considera z/h como la altura mínima a la que las aspas se deben de encontrar. Por último, se considera la altura a la cual se encontrará el generador, tomando en cuenta el radio de las aspas, para así obtener una altura de torre necesaria.

5.1.2 Estimación de la proyección de sombra de aerogeneradores

Conociendo la altura mínima que el sistema requeriría, se utilizaron las ecuaciones utilizadas en Messenger y Ventre (2010) para calcular la proyección de sombra. Para este cálculo, se debe tomar en cuenta la ubicación geográfica de la zona de estudio, dada por la altitud ϕ . Como el movimiento de las aspas generaría una sombra parpadeante, el área de afectación es solo la proyección de las palas.

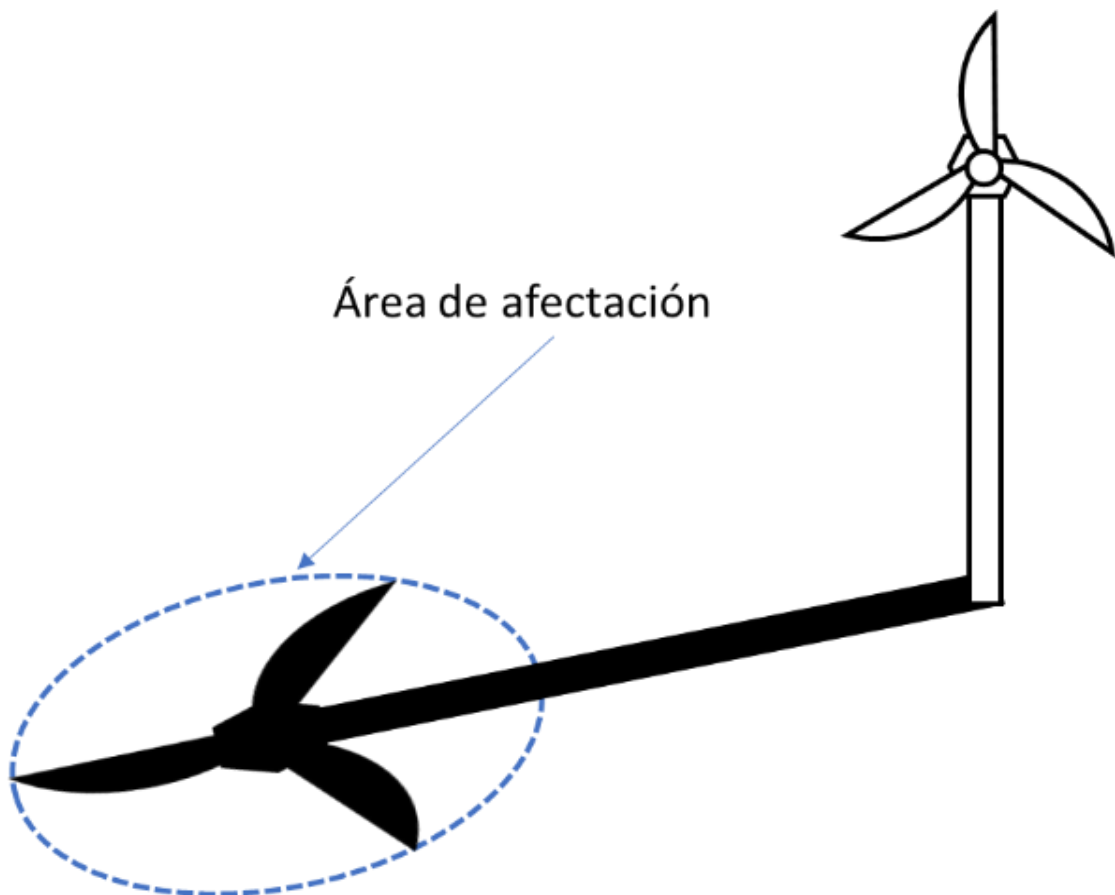


Figura 49. Proyección de sombra del aerogenerador.

Estos sistemas presentarán su peor caso cuando las aspas se encuentran perpendicularmente en dirección al sol, lo que ocasiona la mayor área de sombra en movimiento proyectada. Dependiendo también de la altura solar α , la longitud de la sombra podrá ser menor o mayor que el área real del aerogenerador. Al tratarse de una fuente de luz que se encuentra a una distancia de 149.6 millones de km, el

ancho de la sombra proyectada será equivalente al ancho de cualquier cuerpo respecto a la ubicación del sol.

Algo que también se debe tomar en cuenta es la declinación δ , la cual se conoce principalmente como la causa de las estaciones del año. Debido a que la tierra gira en un eje con una inclinación de 23.45° respecto al sol, el zenit no siempre se encuentra sobre el ecuador, sino que se encuentra desplazándose entre los trópicos de cáncer y capricornio. Esto hace que la elevación del sol varíe y se tengan días más largos o cortos. La declinación puede ser calculada a través de la siguiente ecuación:

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360(n - 80)}{365} \right]$$

donde n representa el día del año en el que se desea saber la proyección. De igual manera, se debe conocer la hora angular ω . Este valor es la diferencia que hay entre el mediodía y la hora T que se desea conocer en términos de la rotación de la tierra en 24 horas.

$$\omega = \frac{12 - T}{24} \cdot 360^\circ = 15(12 - T)^\circ$$

La proyección de la sombra pudo ser calculada conociendo la altura solar α y el azimut ψ respecto al norte de referencia. Estos valores se obtuvieron de la siguiente manera:

$$\sin \alpha = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega$$

$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi}$$

Para un correcto ángulo azimutal, se requiere un condicional en el que, si el tiempo es menor a 12, la posición del sol se encontrará del lado este de nuestro objeto a proyectar, por lo que el valor de este ángulo es negativo respecto al objeto. Conociendo la altura h del objeto y utilizando trigonometría, se pudo calcular la longitud de la sombra, donde:

$$S_t = \frac{h_t}{\tan \alpha}$$

Una vez obtenida la proyección de la sombra, se calculan las zonas hacia dónde

sería proyectada, para conocer el área que es afectada por la altura en la que se encuentra el aerogenerador, por lo que nuevamente se utilizó trigonometría para conocer los puntos en el plano “x” e “y”:

$$S_x = S_t \cdot \cos \psi$$

$$S_y = S_t \cdot \sin \psi$$

Conociendo el radio de las aspas del sistema, se conoce el punto de máxima y mínima altura de las aspas, los cuales proyectarán la sombra con una longitud que variará dependiendo la hora y el día, así como el ancho de su sombra, el cual será equivalente a su diámetro. Con todos los datos anteriormente mencionados, se puede calcular el área de afectación a las horas que existe luz diurna, los 365 días del año.

5.2 Evaluación económica de potencial eólico y solar

En la ciudad de Mérida, en Yucatán, cada día existen más usuarios que generan parcialmente su energía a través de energías renovables, principalmente con sistemas fotovoltaicos. Esto debido a que su eficiencia y costos están siendo competitivos con las tarifas suministradas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Sin embargo, todavía existen grandes oportunidades para que cada día dependamos en menor cantidad de centrales que suministren la mayor parte de la energía eléctrica, ya sea con la instalación de paneles solares o una correcta implementación de sistemas eólicos en la zona urbana.

Los hogares que tienen tarifa de alto consumo (DAC) pudieran ser de interés para este estudio, pero como depende del consumo del usuario, difícilmente se podría contar con información de su ubicación. Por otro lado, los pequeños negocios son también de interés por el tipo de tarifa eléctrica a la que están sujetos y además pueden ser ubicados fácilmente haciendo un recorrido en el entorno urbano.

5.2.1 Localización de sitios de interés

Una opción viable hoy en día, es que pequeños negocios que se encuentren en las

zonas residenciales cuenta con un sistema de energía renovable. Actualmente estos entran a una tarifa especial, denominada pequeña demanda baja tensión (PDBT). Esta tarifa difiere del consumo de hogar, ya que el kWh consumido tiene un costo fijo, siempre y cuando la potencia demandada sea menor a 25 kW-mes. La importancia de tomar en cuenta a estos consumidores es que usualmente estos negocios pueden contar con una separación espacial de área entre sí, ideal para sistemas híbridos. Pero para conocer su correcta implementación, se debe conocer la viabilidad económica de los sistemas eólicos y fotovoltaicos a pequeña escala en la zona urbana.

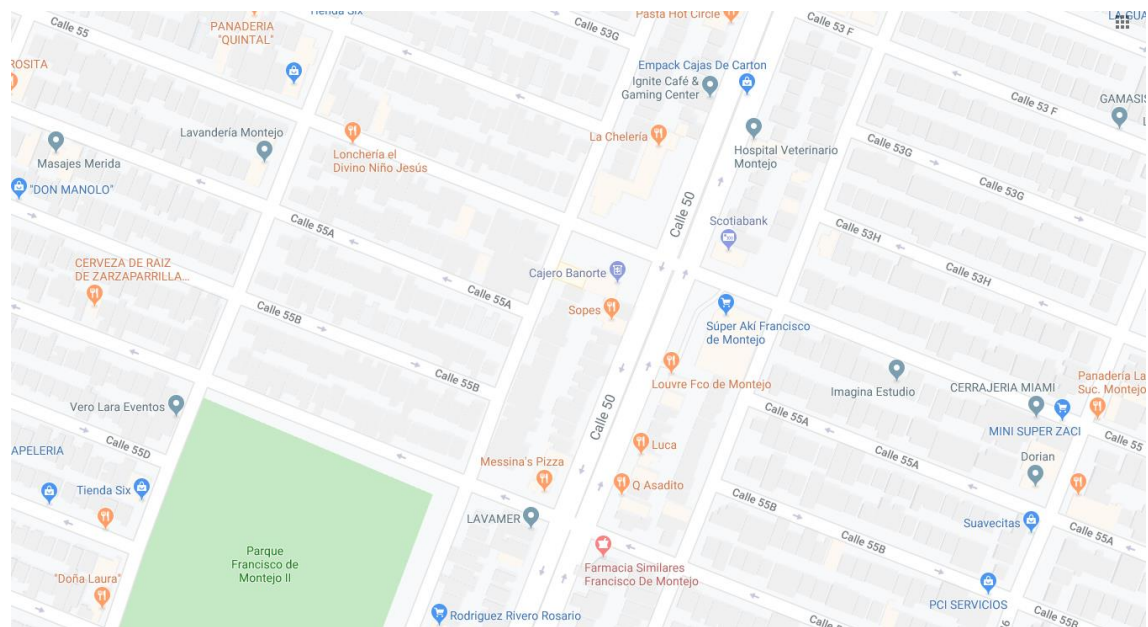


Figura 50. Visualización de sitios de negocios en Google Maps.

Para estimar el potencial que puede generarse de los pequeños negocios, se observaron las zonas descritas anteriormente en el capítulo 3, para obtener un promedio de los negocios que se encontraran cerca de un área. Usualmente, los negocios se encuentran distribuidos en avenidas principales, y con un espaciamiento entre ellos, ya que son comercios en donde existen casas de uso habitacional. Hoy en día, la herramienta Google Maps facilita el fácil acceso a la información de las ciudades, permitiendo la fácil localización de comercios que estén dados de alta para uso publicitario. Utilizando esta herramienta, se contabilizaron los negocios donde se visualizan mayor cantidad de ellos en distintas zonas, abarcando un área

de 400 x 400 m² y obtener el promedio de comercios.

Se debe considerar que los pequeños negocios están principalmente en estructuras de tipo casa-habitación, los cuales, al ser de dimensiones de terreno y construcción muy similares, cuentan con un área disponible similar. De igual forma, la limitante de que sean construcciones similares a tipo casa-habitación es debido a que no comparten la estructura, por lo que cuentan con un área exclusiva para la posible instalación de sistemas de energía renovable para beneficio del usuario particular, caso que en lugares como plazas o centros comerciales no existe. Se evaluó la potencia eléctrica que podría ser aprovechada con la colocación de sistema de paneles y eólico para la generación híbrida de energía en techos

5.2.2 Análisis del valor actual neto para sistemas eólicos de pequeña escala

Ya que no existe un proveedor regional de aerogeneradores de pequeña escala como en el caso de sistemas fotovoltaicos, los costos promedios de los aerogeneradores fueron obtenidos a través de sitios de internet donde se ofrecieran estos sistemas como en AliExpress (2019). Teniendo los precios promedio, se estimaron también los costos de las modificaciones que se realizaron para dichos sistemas. En el caso del costo de los paneles solares, se recurrió a precios de mercado a través de proveedores regionales.

Para conocer la recuperación de la inversión de los sistemas, se toman en cuenta el costo de la tarifa PDBT, inflación, costo de operación y mantenimiento y el potencial de generación expuesto anteriormente, se pudo obtener el valor actual neto (VAN) del ahorro que se reflejaría en el consumo de energía si se invierte en un sistema eólico o híbrido, y así, conocer el dimensionamiento necesario para que éste sea redituable.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t}$$

En *Wind empowerment* (2016), se estima que el costo de los componentes principales que integran un sistema eólico de pequeña escala está dividido en tres partes.

Como se muestra en la Figura 51, el costo aproximado de un aerogenerador, incluida la torre, refleja un 33% del costo total del sistema. De ese porcentaje, 17% representa el costo de la torre y 17% el del aerogenerador y otra tercera parte es el costo del almacenamiento o conversión de energía. La tercera parte restante corresponde a gastos en sistemas eléctricos y otros componentes necesarios. Como se describe en *National Renewable Energy Laboratory* (2016), el costo por operación y mantenimiento de un sistema eólico de pequeña escala tiene un costo fijo de \$41 dolares aproximadamente.

En Pramod (2010), el costo de un aerogenerador (turbina y aspas), representa el 55.24% del costo total de un sistema eólico. De este porcentaje, el 81% representa el costo del generador y 19% el costo de las aspas. Si bien este porcentaje está dirigido a instalaciones de sistemas de gran escala, el crecimiento de aspas no difiere mucho de sistemas a pequeña escala, debido a que solo se requiere un porcentaje mayor del material si se requiere un mayor dimensionamiento.

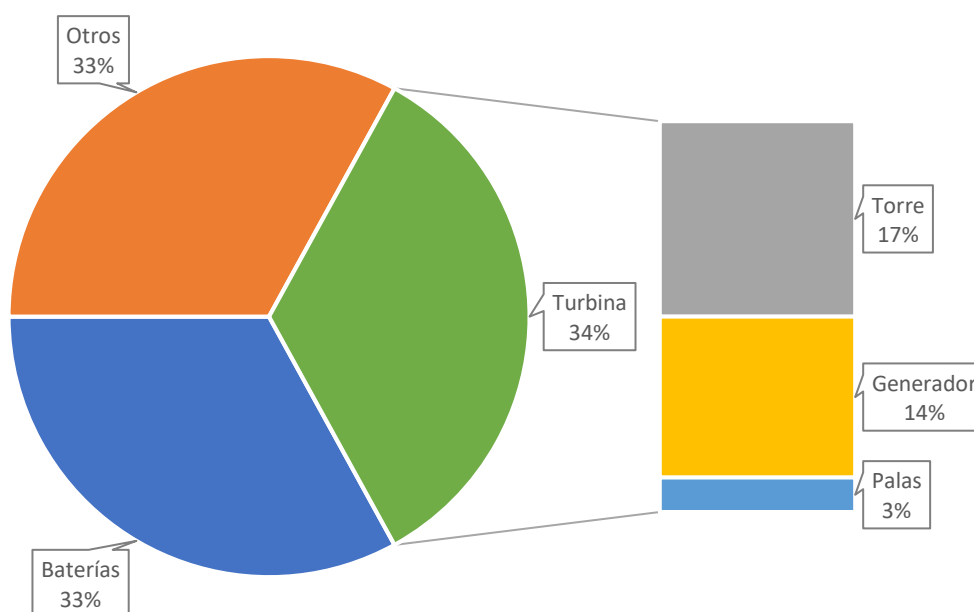


Figura 51. Porcentajes de costos en sistemas eólicos de pequeña escala.

Para el aprovechamiento del potencial eólico en el ambiente urbano (con una altura

de torre pertinente por seguridad y para disminuir el impacto del sombreado), es necesario que la turbina cuente con una mayor área de barrido que la que se requiere en aplicaciones en otro tipo de ambientes. Esto ocasionaría un incremento en el costo total del sistema, debido a que se debe crecer el tamaño de sus palas. Si se toman en cuenta los porcentajes anteriormente descrito del aerogenerador, 14% corresponderían a un generador trifásico y 3% a las aspas. Dependiendo del dimensionamiento de palas, el costo de las palas aumentará. Para el caso de los sistemas de eje horizontal, el costo es proporcional al crecimiento de la pala. En el caso de los sistemas de eje vertical, al ser más robustos, el material a utilizar es mayor, por lo que habrá un mayor aumento en su precio. En ambos casos, se tomaron costos reales que se encuentran en el mercado, calculando el precio de las palas con base en los porcentajes antes mencionados y las dimensiones de cada sistema.

Otro costo que debe variar para la instalación de sistemas eólicos de eje horizontal es el costo de una torre para la elevación del sistema. Para el caso de un aerogenerador de eje vertical, es recomendable sea colocado en la superficie de interés, por lo que no habría una elevación de precio para la instalación de torre. Para los sistemas de eje horizontal, se tomaron en cuenta los puntos que se mencionan más adelante. Habiendo obtenido una altura mínima requerida y con base en el costo por metro de la torre, se obtuvo el costo de la torre arriestrada que se necesitaría instalar.

Para que los sistemas eólicos puedan ser una opción conjunta con los sistemas fotovoltaicos, se deben considerar el correcto diseño para la zona urbana, en el cual pueda garantizar la producción de energía que obtenga un retorno de inversión atractivo para el usuario.

CAPÍTULO VI.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 Análisis del viento en zona urbana

La descripción adecuada del recurso eólico disponible en la zona urbana debe tomarse en cuenta si se desean contar con alternativas que satisfagan la generación eléctrica para un uso más responsable y descentralizado. Si existe un buen recurso eólico en la zona, tal vez sea momento que se puedan contar con sistemas complementarios en lugares donde el costo de la electricidad representa un ahorro en el consumo.

6.1.1 Velocidad del viento a baja altura

A alturas mayores, el comportamiento del viento es sin duda más veloz. Teniendo parámetros del relieve, así como mediciones a una altura de referencia se puede extrapolar la velocidad a una mayor o menor altura, utilizando la ley logarítmica o de potencia de Hellman. Sin embargo, esto resulta poco útil si se quisiera conocer la diferencia de velocidad de viento a pequeñas diferencias de altura (como es el caso de mediciones sobre el techo de las edificaciones en donde se busca encontrar la zona libre de turbulencia). Debido a esto, se utilizaron los anemómetros ultrasónicos de alta precisión, para poder comparar valores de viento cercanos.

Los anemómetros fueron colocados a una altura de 8 y 10 m en el edificio V de la Facultad de Ingeniería de la UADY, tomados del 30 de septiembre al 4 de octubre de 2019, obteniendo un total de 330,000 datos de los vectores de viento. Se excluyeron las velocidades de viento por debajo de 1 m/s del registro para este análisis, ya que no representan un valor significativo para los sistemas eólicos (por estar por debajo de su velocidad de arranque). Al comparar los valores obtenidos entre los anemómetros, se corroboró que la velocidad del viento por encima del umbral previamente descrito fue de 32.45% mejor que las medidas tomadas cercanas a la superficie del techo.

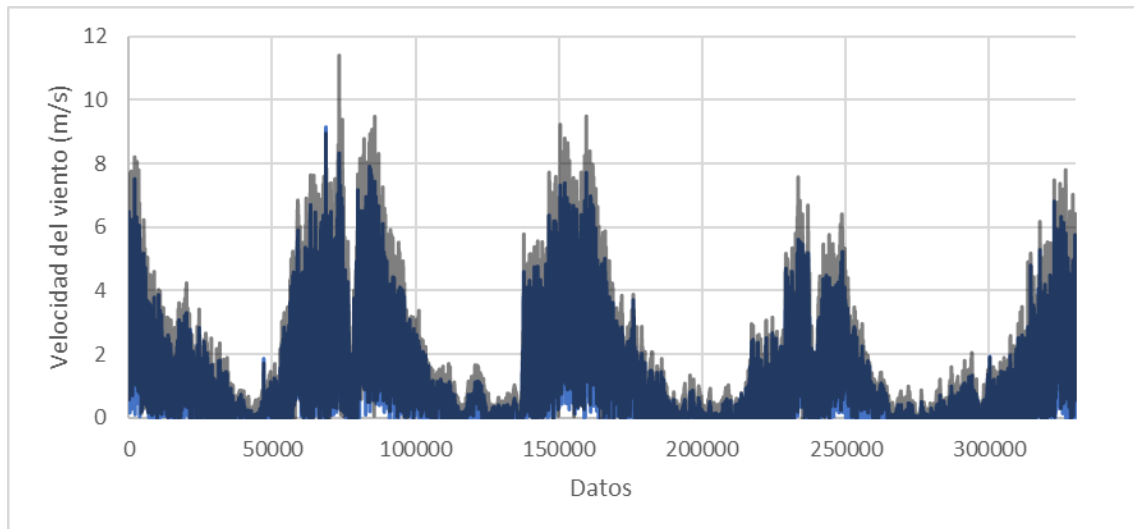


Figura 52. Velocidades de viento a alturas de 8 m (azul) y 10 m (gris).

6.1.2 Intensidad de turbulencia

La intensidad de turbulencia (IT) para los datos de velocidad de viento mostró que existe una turbulencia similar y relativamente alta para las variaciones de viento que se presentaron en ambas alturas. Como se muestra en la Figura 53, se registraron valores de aproximadamente 0.25 de IT a partir de la velocidad de interés (mayores a 3.5 m/s). Aunque no se haya comportado el viento menos turbulento a una mayor altura, la ganancia que mostró el recurso eólico por encima del umbral resulta favorable para los sistemas eólicos. La IT aunque es alta, es un comportamiento esperado a bajas alturas en ambientes urbanos.

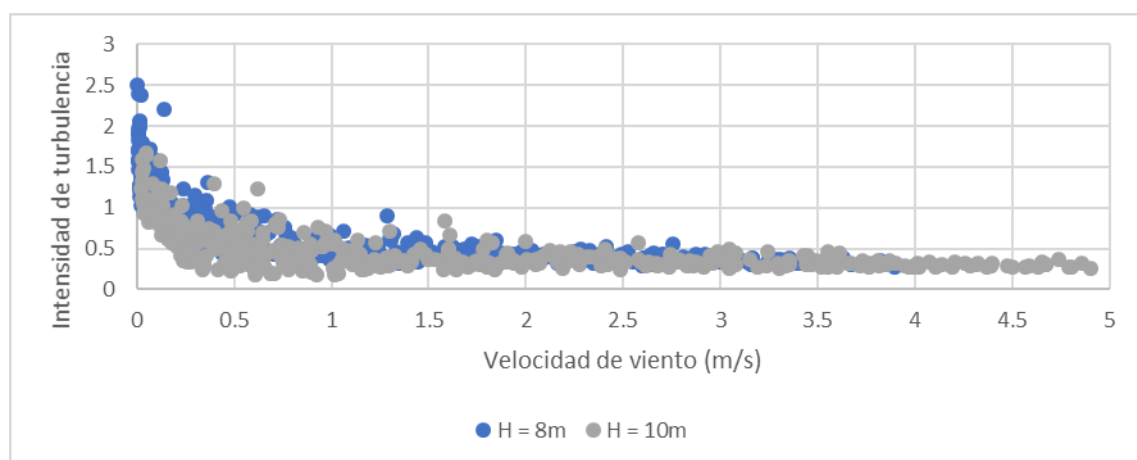


Figura 53. Intensidad de turbulencia obtenidos dadas las velocidades de viento.

6.1.3 Gradiente vertical de velocidad del viento

Para la validación de los modelos propuestos en este trabajo, es indispensable conocer el perfil vertical de la velocidad del viento del sitio de referencia. Para esto, se registraron datos de viento mediante el sistema SODAR, para contar con información de las velocidades de viento promedio, así como la dirección de viento predominante en la región.

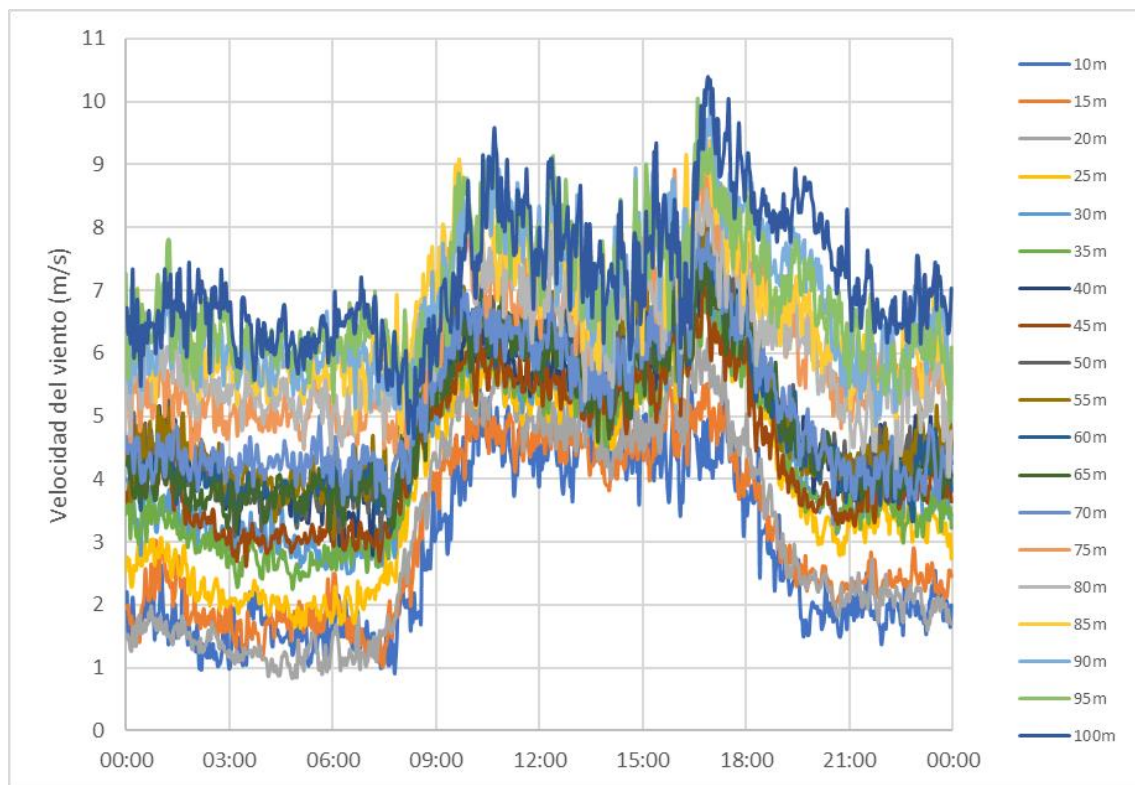


Figura 54. Comportamiento del viento promedio en la Facultad de Ingeniería.

De 14,746 datos para cada altura tomada en el mes de junio y parte de julio de 2019, se obtuvieron los porcentajes de datos válidos en el transcurso de la prueba para cada altura, con el fin de identificar a qué altura se captaba información más completa del viento. Se observó una mayor cantidad de datos válidos a una altura de 45m (altura relativa al SODAR), registrando el 88% de datos, mientras que el peor caso se obtuvo a 10 m, obteniendo solo el 29%. Para la velocidad del viento a 100 m, se obtuvieron 58% de los datos. Estos datos sirvieron para observar el comportamiento promedio del viento en las 24 horas del día para tener datos para

realizar la extrapolación deseada.

6.1.4 Análisis morfométrico de la zona de referencia

Para la extrapolación de datos obtenidos a otras posibles zonas de interés, se requieren los valores de desplazamiento del plano cero y de la rugosidad. Estos se obtuvieron a través del análisis de la información de la altura promedio de cada sección y la densidad de estructuras. Para obtener la información necesaria, se realizó el procesamiento de imágenes recurriendo a la herramienta de computación "Google Earth".

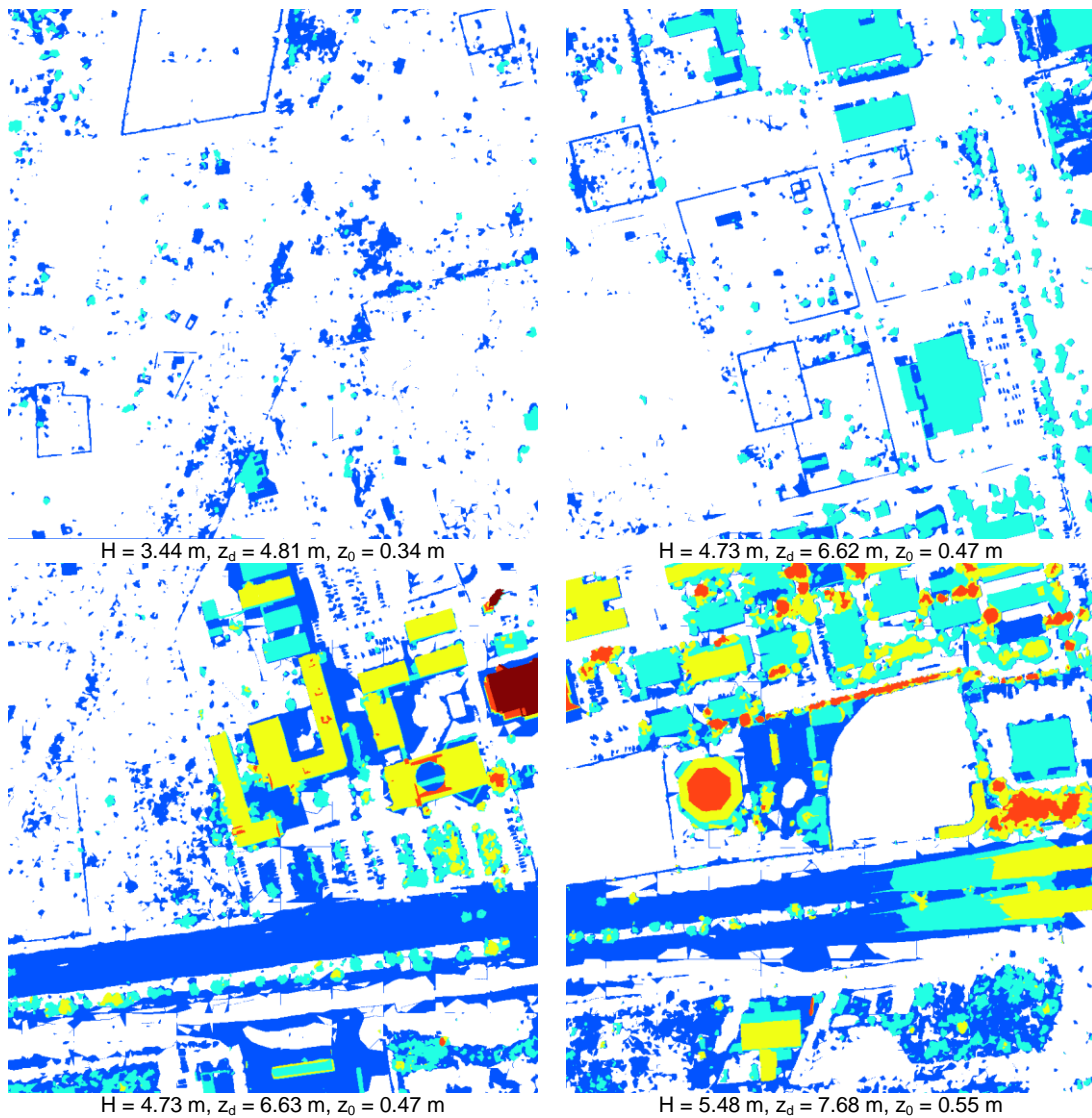


Figura 55. MED de la zona de referencia.

Se obtuvieron los valores de la locación de referencia donde fueron colocados los instrumentos de medición. En la Figura 55 se observa el relieve a través del MED, así como sus valores característicos. Del relieve analizado, se obtuvo una altura promedio de 4.6 m, un desplazamiento del plano cero a 6.44 m y una rugosidad de 0.46 m a través del método morfométrico simple. Si se deseara una mayor exactitud en los valores obtenidos anteriormente, se podría utilizar un diferencial de altura menor al que se utilizó para esta investigación, pero esto consumiría un mayor tiempo en el análisis del relieve urbano.

Para la validación del modelo se requiere tener una correlación con la que se pueda validar el valor de z_0 que fue obtenido a través de la metodología morfométrica. Para esto, se deben de realizar mediciones para obtener el valor experimental de la zona. Se registraron las mediciones a distintas alturas para obtener la rugosidad mediante la ley logarítmica y de potencia utilizando el sistema SODAR. Se promediaron los valores registrados para obtener el perfil horizontal de viento, mostrando un posible comportamiento que indique el inicio de la subcapa inercial a 70 m de altura aproximadamente, debido a que se observa una disminución transitoria en la velocidad del viento entre 45 y 65 m, para posteriormente, crecer de manera exponencial.

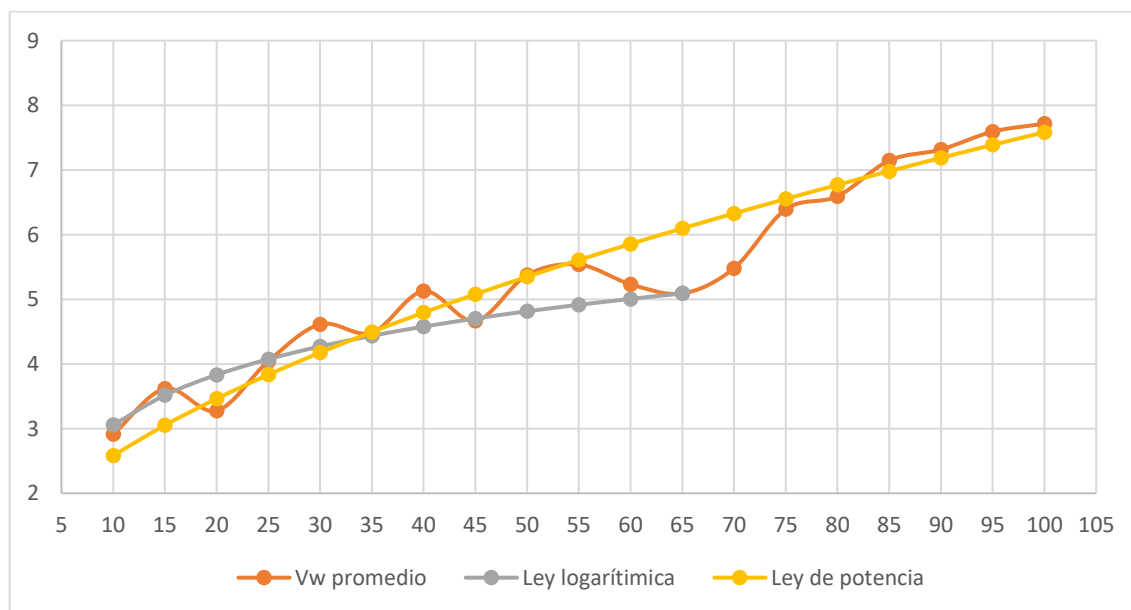


Figura 56. Perfil de viento vertical obtenido mediante SODAR.

Para comprobar z_0 , se utilizó la ley logarítmica dados los valores del perfil de viento observado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** De igual forma, se utilizó la ley de potencia para obtener el exponente de Hellmann, con el cual se puede relacionar la rugosidad.

Los resultados para z_0 obtenidos mediante el uso de la ley logarítmica con los datos recolectados fue de 0.47 m. Los valores obtenidos utilizando la ley logarítmica a alturas por debajo de la subcapa inercial mencionada (65 m) muestran una mayor correlación con la rugosidad y desplazamiento del plano cero obtenidos a través de la metodología morfométrica para la zona de referencia.

6.1.5 Análisis morfométrico de las zonas representativas

Posteriormente, se obtuvo el MED para las zonas, en donde se observan los distintos niveles de altura de los edificios que existen en la ciudad. Los MED mostrados en la Figura 57, pertenecen a la zona del centro, donde el relieve es heterogéneo debido a las estructuras que se encuentran en él. Debido a que se encuentran edificaciones como hoteles, comercios y oficinas, se puede apreciar en la Figura 57a, estructuras que tienen una altura mayor a las del código de color expresados en el capítulo anterior. En la mayor parte de los casos, el relieve tiene estructuras de baja altura como se muestra en la Figura 57b.

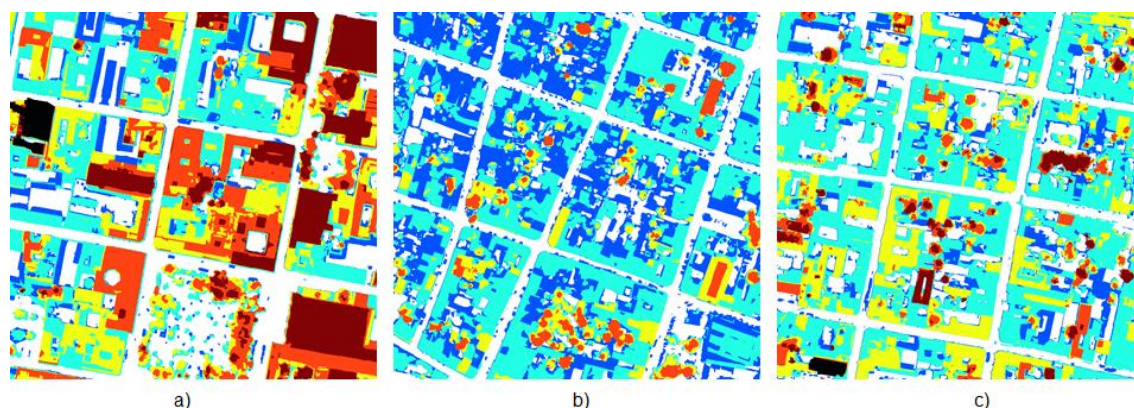


Figura 57. Diferencia entre relieves en zona 1 con diferente densidad.

Cada zona fue dividida en 25 secciones, de las cuales se obtuvo la altura promedio,

mayor altura de la estructura por zona y densidad de estructuras para obtener los valores a microescala. Para el indicador de área frontal λ_f se recurrió a la función cuadrática que aproxima empíricamente dado el valor λ_p . De igual forma, los valores de cada zona fueron promediados para tener una escala local para z_d y z_o .

Tabla 5. Valores obtenidos del MED para zonas analizadas.

	Havg	$z_0(R_o)$	$z_d(R_o)$		Havg	$z_0(R_o)$	$z_d(R_o)$		Havg	$z_0(R_o)$	$z_d(R_o)$
1	4.34	0.43	6.08		3.16	0.32	4.43		3.53	0.35	4.94
2	4.62	0.46	6.46		3.20	0.32	4.48		3.43	0.34	4.80
3	5.35	0.54	7.50		3.61	0.36	5.05		3.39	0.34	4.74
4	5.59	0.56	7.83		3.73	0.37	5.22		3.61	0.36	5.05
5	4.59	0.46	6.42		3.29	0.33	4.61		4.06	0.41	5.69
6	5.38	0.54	7.53		3.35	0.33	4.69		3.65	0.36	5.11
7	4.88	0.49	6.84		3.38	0.34	4.74		3.49	0.35	4.89
8	5.10	0.51	7.13		3.32	0.33	4.65		3.61	0.36	5.06
9	7.06	0.71	9.89		3.69	0.37	5.16		3.72	0.37	5.21
10	4.91	0.49	6.88		3.25	0.32	4.55		3.65	0.37	5.12
11	4.73	0.47	6.62		3.30	0.33	4.63		3.68	0.37	5.16
12	5.41	0.54	7.58		3.38	0.34	4.73		3.76	0.38	5.27
13	9.75	0.97	13.65		3.61	0.36	5.05		4.62	0.46	6.47
14	5.55	0.56	7.77		3.94	0.39	5.51		3.45	0.34	4.83
15	5.69	0.57	7.96		3.62	0.36	5.07		3.52	0.35	4.93
16	4.72	0.47	6.61		3.28	0.33	4.59		3.74	0.37	5.24
17	5.57	0.56	7.80		3.41	0.34	4.77		3.83	0.38	5.36
18	6.93	0.69	9.71		3.29	0.33	4.60		3.43	0.34	4.80
19	7.43	0.74	10.40		5.83	0.58	8.17		7.51	0.75	10.51
20	5.62	0.56	7.87		3.37	0.34	4.72		3.57	0.36	5.00
21	4.42	0.44	6.19		3.46	0.35	4.84		4.07	0.41	5.70
22	4.69	0.47	6.57		3.31	0.33	4.64		3.71	0.37	5.19
23	4.47	0.45	6.25		3.28	0.33	4.59		3.77	0.38	5.27
24	5.21	0.52	7.29		4.05	0.41	5.67		7.39	0.74	10.34
25	4.75	0.48	6.65		3.51	0.35	4.92		3.60	0.36	5.04
Prom.	5.47	0.55	7.66		3.55	0.35	4.96		3.99	0.40	5.59

Los resultados obtenidos mediante $z_0(Kan)$ no fueron validados, ya que se utilizó una modificación en algunos de los parámetros de la metodología, debido a que ésta no contempla una alta densidad de estructuras en la zona y la ecuación cuadrática para el área frontal es de ciudades con relieve altamente heterogéneo.

6.1.6 Validación de la metodología

Para validar la rugosidad morfométrica se procedió a extrapolar horizontalmente en el mismo sitio la información obtenida para que ésta sea comparada con los datos registrados por el SODAR a la altura de 10 m (17 m respecto del relieve de la zona de referencia).

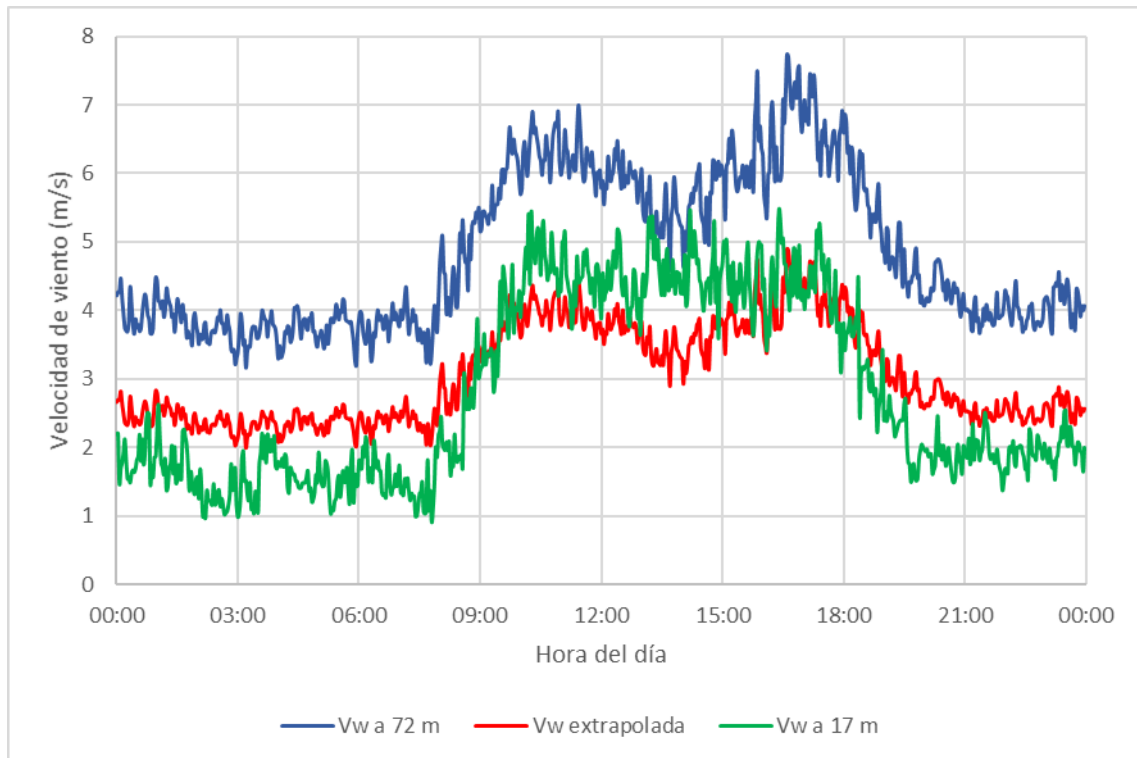


Figura 58. Comparación de datos extrapolados (rojo) vs datos reales (verde).

En la Figura 58 se observa la velocidad de viento extrapolada (línea roja), obtenida a través de los valores morfométricos. Estos fueron extrapolados utilizando los datos de velocidad de viento a la altura de 65 m (72 m respecto del relieve de la zona de referencia), ya que es donde se encuentra la transición a la subcapa inercial. A mayor altura, el viento es menormente afectado debido al calentamiento o enfriamiento de la superficie. Estas alteraciones en la velocidad del viento son más visibles en el comportamiento de la velocidad de viento a menor altura (línea verde), donde la velocidad del viento en el transcurso del día puede alcanzar velocidades dos veces mayores que las velocidades en el resto del día.

En el transcurso del día, la superficie es calentada por la radiación solar, la cual

ejerce un cambio térmico en el aire, haciéndolo más ligero. Por densidad, el aire caliente inicia a elevarse y las corrientes de viento a niveles altos descienden, creando las corrientes de viento favorables para el aprovechamiento eólico a bajas alturas. Debido a este fenómeno, el resultado de la extrapolación tiene un comportamiento ligeramente mayor que las velocidades reales (sobreestimación) medidas por el SODAR en el horario entre 9:00 y 18:00 hrs.

Ya que no se registraron otros parámetros meteorológicos, como temperatura o densidad para correlacionar la velocidad de viento, se lograron resultados parcialmente similares, debido a que en los horarios con menor viento, la extrapolación realizada refleja velocidades de viento por encima de las mediciones reales (subestimación) captadas por el SODAR. Las velocidades de viento calculados en los horarios de 8 a 18 horas se asemejan más a los valores obtenidos.

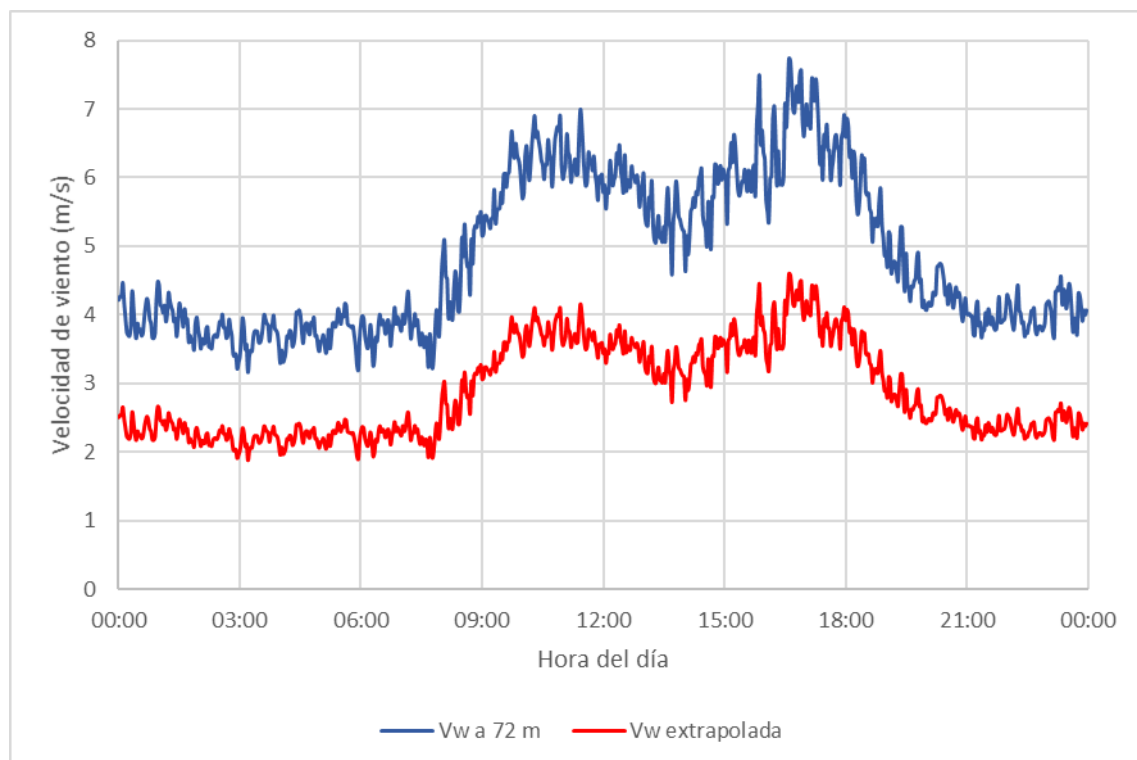


Figura 59. Extrapolación espacial a zona 1.

Se puede concluir entonces que la extrapolación con la metodología propuesta no es completamente exacta pero si tiene un buen nivel de aproximación, lo cual pro-

vee de una buena herramienta para el desarrollo de proyectos eólicos en el ambiente urbano tomando en cuenta la facilidad de realizar el proceso de descripción del recurso en diversos puntos que dicha metodología proporciona.

Teniendo presente las capacidades de la metodología propuesta, se extrapolaron los valores de referencia a la zona 1, utilizando los valores promedios de z_d y z_0 mostrados en la Tabla 5. En la Figura 59 se observa que las velocidades de viento en esta zona serían menores a las registradas en la zona de referencia, debido a su alta rugosidad.

6.2 Análisis de desempeño de aerogeneradores

La generación eólica de pequeña escala para ambientes urbanos se ha enfrentado a la problemática de que los equipos disponibles para tal efecto realmente no cuentan con las características que los harían económicamente viables. Con el fin de evidenciar estas limitaciones y proveer alternativas en este trabajo se evaluó el desempeño de un aerogenerador de eje horizontal y uno de eje vertical.

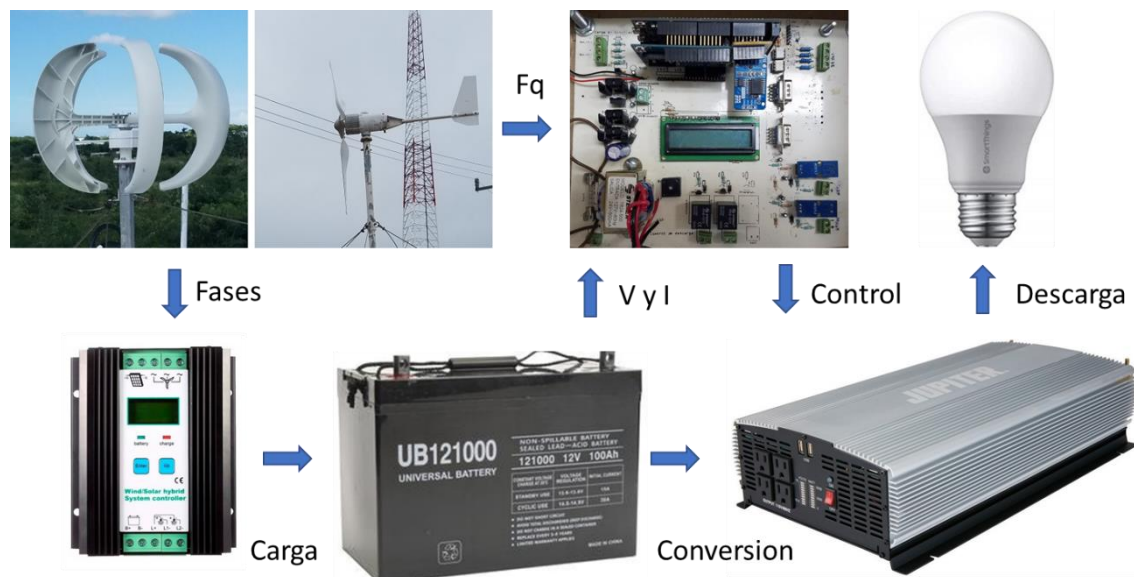


Figura 60. Diagrama de conexión para la medición de parámetros.

Para evaluar el desempeño de los aerogeneradores, se calculó su producción ener-

gética potencial teórica y se comparó con los resultados obtenidos de manera experimental con cada sistema. Las mediciones de la potencia y de la producción energética se realizaron implementando un registrador que era capaz de almacenar un historial de datos de:

- Dirección y la velocidad del viento del anemómetro ultrasónico utilizado en las inmediaciones del aerogenerador.
- Voltaje y corriente eléctrica a la salida del rectificador.
- Frecuencia de giro de los aerogeneradores.
- Hora y fecha de la muestra.

Los datos eran procesados y almacenados en el registrador mediante una tarjeta Arduino Due con un módulo de reloj de tiempo real.

6.2.1 Evaluación de producción energética de SEH

Para estimar el ahorro de energía que produciría un aerogenerador de pequeña escala horizontal, se debe estimar la potencia que generaría en situaciones comunes. Se toman las características del aerogenerador horizontal de 5 palas de 400 W de potencia nominal a 12 m/s y 500 W de potencia máxima, el cual tiene como área de barrido 1.2 m^2 (distancia de la punta de la pala al centro del eje de 0.62 m). Para la estimación de potencia, se utiliza una densidad del aire fija de $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, así como distintos valores de C_p , y utilizando la ecuación de potencia del viento, se obtiene la potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento con los distintos valores de C_p (Figura 61).

Dado los resultados anteriores, el aerogenerador debería tener al menos un C_p de 0.35, ya que a su velocidad nominal de viento la potencia supera la potencial nominal especificada por el fabricante. Aunque se sabe que los sistemas de tripalas pueden tener un C_p mayor a éste (Silva, Oliveira y Barreto, 2009), muchas veces no se obtienen los valores máximos en su funcionamiento, debido a un deficiente diseño aerodinámico. Para calcular la generación de energía que pudieran entregar estos sistemas anualmente en el ambiente urbano, se utiliza una distribución Weibull con valores de $\lambda = 4$ y $k = 2$. A través de las especificaciones del fabricante, se conoce que los aerogeneradores tienen una velocidad de arranque de 2 m/s. En la

Figura 62 se muestra el comportamiento de la potencia del SEH a las distintas velocidades de viento. La velocidad de corte se limita a 25 m/s.

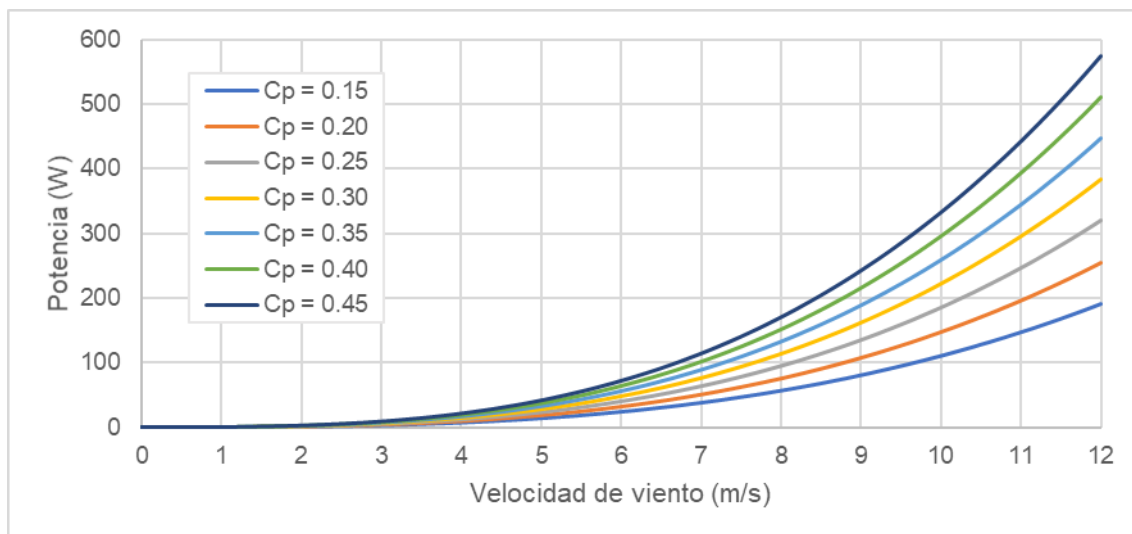


Figura 61. Estimación de potencia de aerogenerador horizontal de 400 W.

Mediante la integración numérica utilizando la información anteriormente descrita, se obtuvo la generación de energía anual para el SEH. La energía generada alcanzaría 191 kWh/añal bajo condiciones similares, lo que representa un 5.45% de factor de planta (FP).

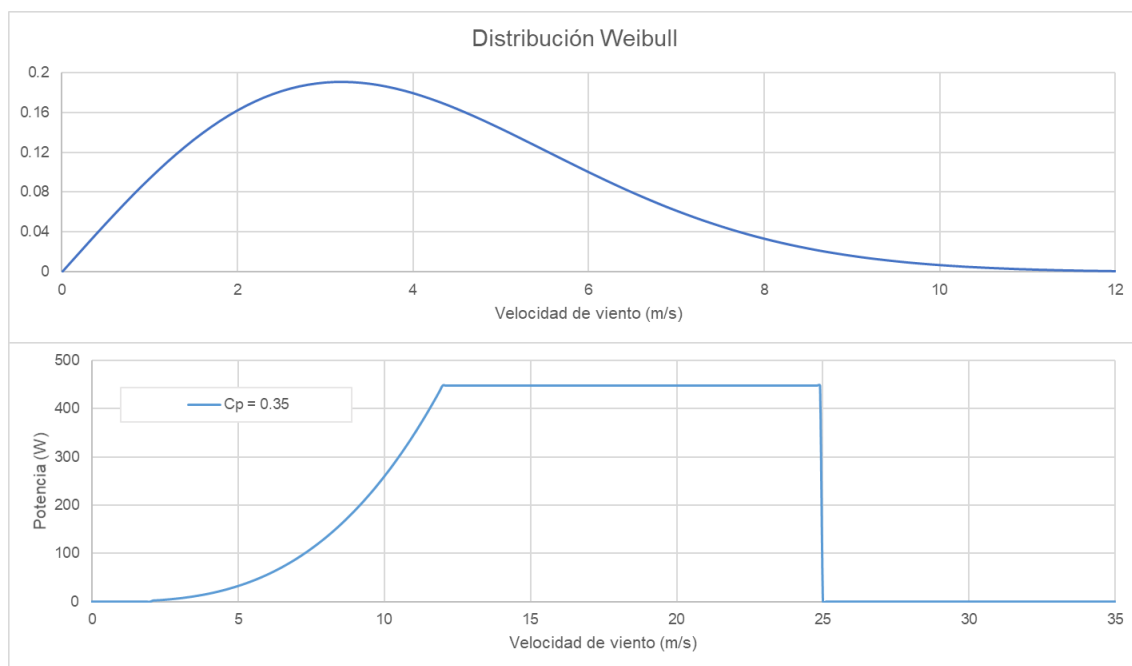


Figura 62. Distribución Weibull y curva de potencia para SEH.

Las mediciones realizadas a la resistencia e inductancia de los devanados del SEH tuvieron una lectura promedio de 4.78Ω y 6.94 mH respectivamente. En la Tabla 6, se muestran los valores de voltaje, corriente y frecuencia eléctrica obtenidos del generador, sometiéndolo a revoluciones controladas. Tomando en cuenta las características medidas del generador, se calcularon las revoluciones necesarias para que el sistema generara la potencia nominal. Con los datos obtenidos, se confirma que el generador alcanzaría la potencia nominal a la velocidad de viento especificada por el fabricante.

Tabla 6. Mediciones registradas del generador del SEH.

RPM	Par (N.m)	Freq (Hz)	V_{rms} (V)	I_{rms} (A)
0	0	0	0	0
32	0.15	3.40	0.932	0.1
55	0.21	5.66	1.509	0.17
70	0.24	7.14	1.899	0.215
95	0.27	10	2.661	0.326
160	0.57	16.65	4.42	0.67
200	0.77	21.00	5.56	0.85
320	1.19	34.24	8.94	1.309
850	4.39	90.01	23.63	10.14

El SEH fue instalado a 3 m sobre la superficie (10 m sobre el relieve urbano). Su funcionamiento obtuvo un buen desempeño, del cual se pudo corroborar un C_p entre 0.3 y 0.35 comparándola con la potencia registrada.

En el mejor día de velocidades de viento registradas, el aerogenerador alcanzó una producción de energía de 114 Wh/día . Esta generación representó casi el 75% de la generación calculada, dada la actividad del viento presente ese día. Se detectó que una vez habiendo arrancado, el sistema continuaba operando con velocidades de 1.6 m/s , lo que indica que el arranque-paro del aerogenerador es un fenómeno complejo que tiene histéresis.

Para un mejor funcionamiento de los aerogeneradores de eje horizontal, se debe seleccionar o diseñar un perfil de pala que asegure que el sistema arranque a velocidades bajas. Si el SEH examinado hubiera aprovechado las velocidades de viento intermitentes que excedían de su velocidad de arranque, habría incrementado su generación de energía promedio.

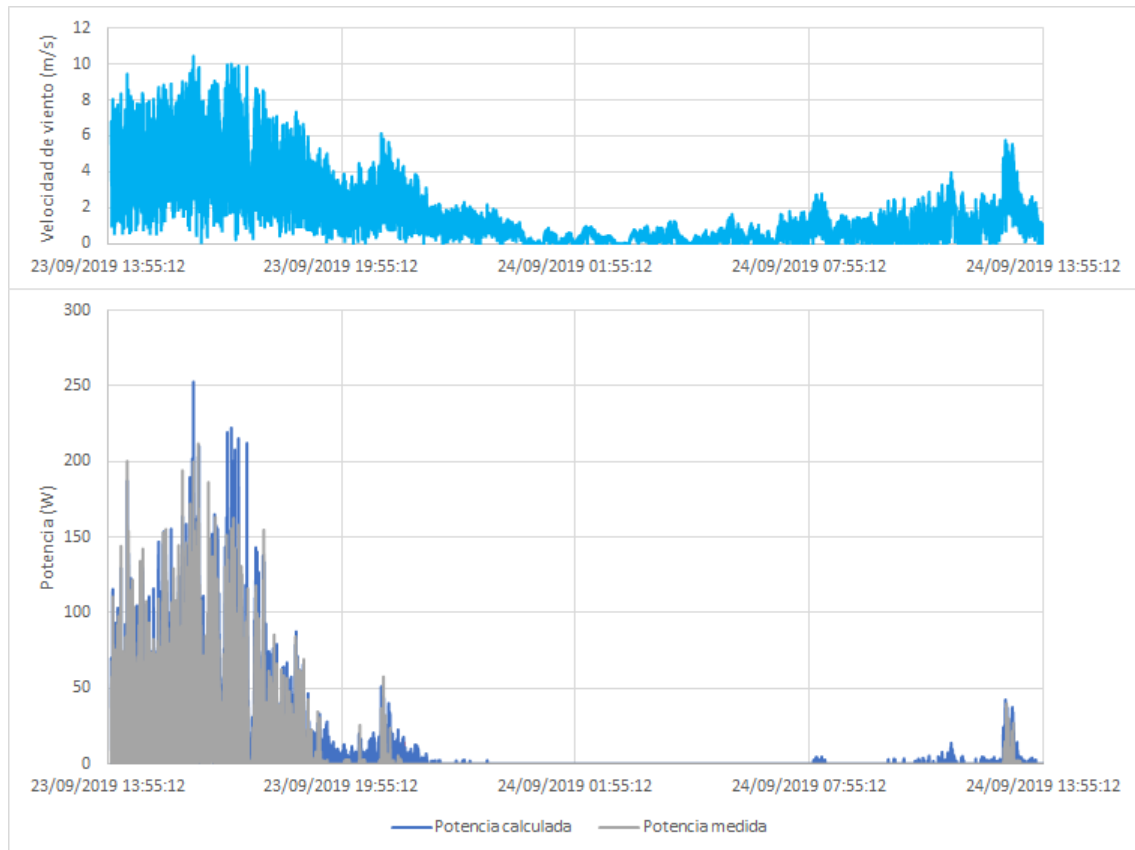


Figura 63. Velocidad de viento presente los días de medición y potencia teórica (azul) y real (gris) dada la velocidad de viento en SEH.

Además, los sistemas eólicos de pequeña escala evaluados son inestables debido a su ineficiente mecanismo de orientación y bajo peso, ya que cualquier turbulencia puede ocasionar la desestabilización en el sistema, ocasionando afectaciones a la producción de energía. Es indispensable entonces, la consideración de un área mayor en el sistema mecánico de orientación tipo veleta, para que ésta no sea redireccionada por pequeñas turbulencias o disponer de un control de dirección integrado que no produzca una elevación sustancial del costo del sistema.

6.2.2 Evaluación de producción energética de SEV

En esta sección se estima la potencia esperada que generaría el aerogenerador vertical de 5 palas y 400W de potencia nominal (de acuerdo con los datos del fabricante). Este aerogenerador es de tipo híbrido, ya que sus palas son similares a las de un rotor H, pero cuentan con una concavidad que asemejan a un rotor tipo Savonius para la captación del viento mediante el principio de arrastre. Se realizaron las mediciones del área descrita por las palas como se describió en el capítulo anterior (Figura 64). Se obtuvo un área de barrido de 0.46 m^2 .

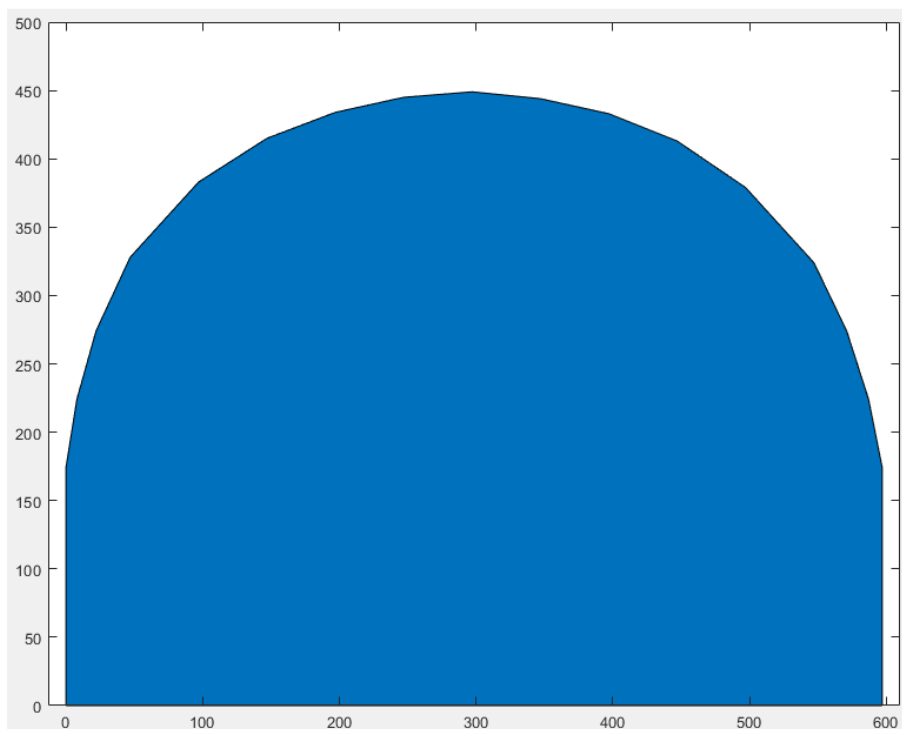


Figura 64. Área cubierta por pala del aerogenerador vertical.

Como en el caso anterior, se toma un valor de densidad del aire de $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, así como distintos valores de C_p para calcular el potencial del sistema utilizando la ecuación de potencial eólico. El cálculo de potencia eólica que se observan en la Figura 65 no refleja los 400 W que el fabricante especifica aún con un alto valor de C_p . Aun obteniendo un valor de C_p de 0.5926, el cual es el límite que un sistema eólico podría alcanzar, conocido como límite de Betz, el sistema descrito no alcanzaría la potencia nominal que el fabricante especifica.

Al realizar las estimaciones para alcanzar la potencia nominal descrita, se necesitaría una velocidad de viento de 20 m/s, valor muy poco probable a baja altura en las condiciones meteorológicas habituales en el ambiente urbano. Por otro lado, para que el SEV alcanzara la potencia nominal a velocidades de viento de 12 m/s, se debería diseñar al menos un área de barrido mínima de 2.13 m² para estos sistemas.

Como se realizó en el cálculo del SEH, se obtuvo la generación de energía anual para el SEV mediante la integración numérica de las curvas mostradas en la Figura 66. El sistema generaría 41 kWh/añual con la probabilidad de vientos expuesta por la curva de Weibull descrita anteriormente, teniendo un 1.17% de FP.

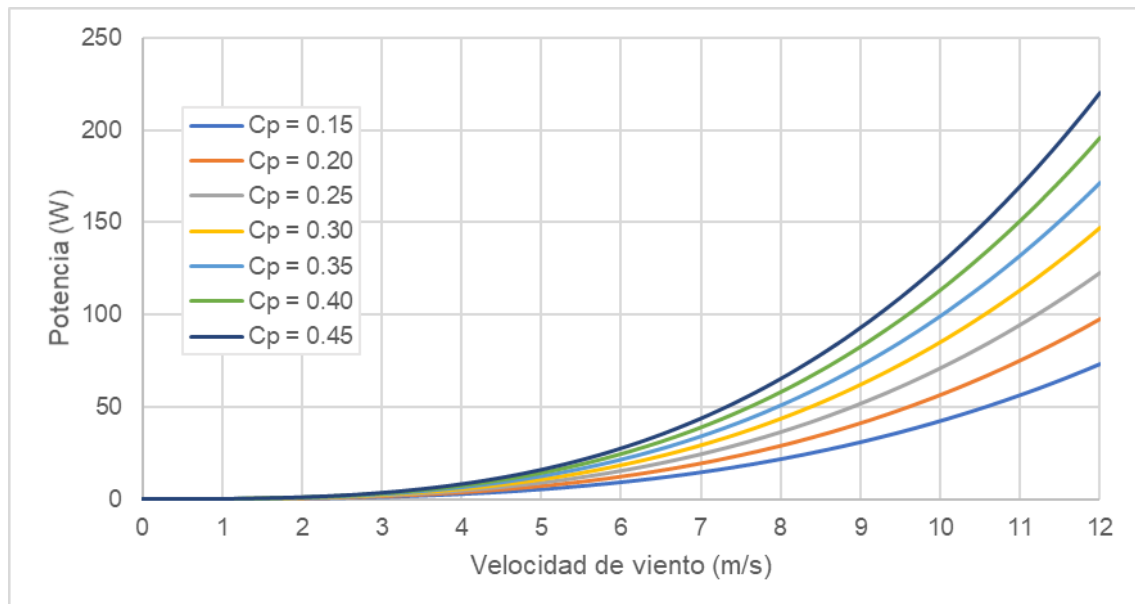


Figura 65. Estimación de potencia de aerogenerador vertical de 400 W.

Teniendo los valores teóricos que pudiera alcanzar dicho sistema, se procedió a realizar las pruebas prácticas al aerogenerador. Estos resultados no reflejan una generación de energía aprovechable, ya que no sería capaz de alimentar una carga que consuma 10 Wh. Se midieron sus propiedades eléctricas, así como el par requerido para hacer girar el generador. Al realizar las mediciones del generador del SEV, se observó que los devanados alcanzaron valores altos de resistencia e inductancia.

De acuerdo con los valores obtenidos del generador (Tabla 7), se observa que a 320 RPM existen valores de corriente y voltaje muy inferiores a los observados en el generador del SEH. De los valores obtenidos en las mediciones de resistencia e inductancia en los devanados se esperaba que la eficiencia del aerogenerador se viera afectada, debido a su alta impedancia.

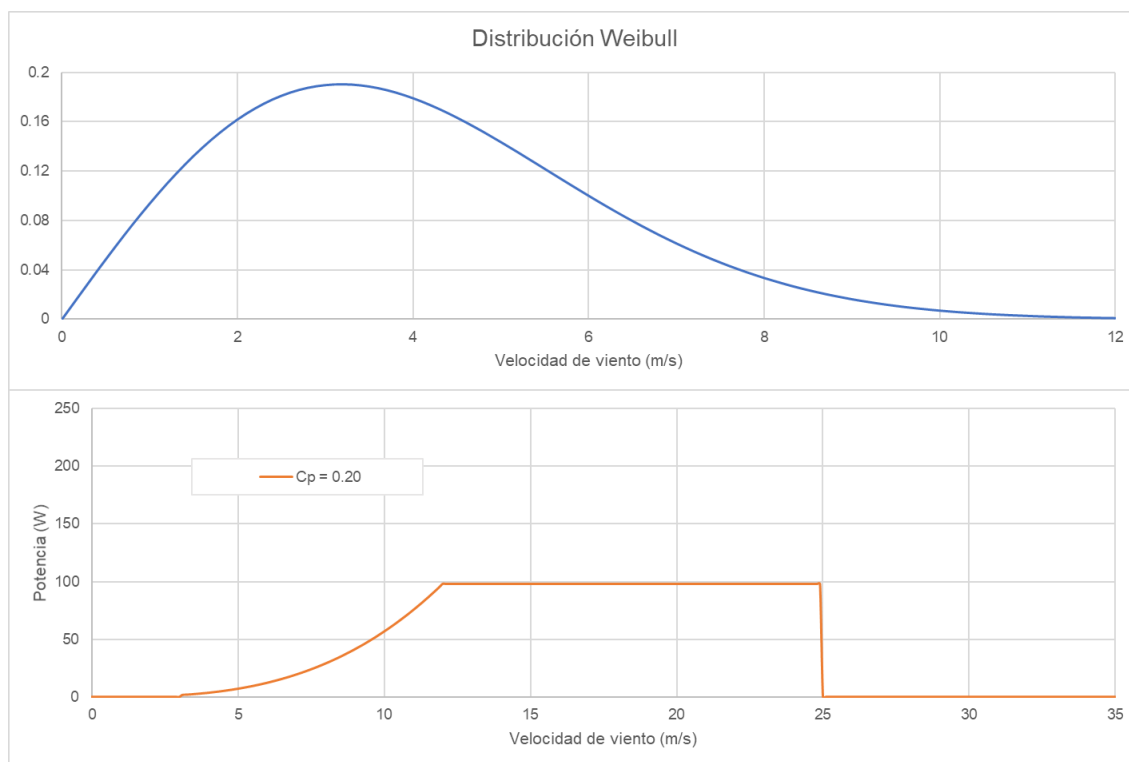


Figura 66. Distribución Weibull y curva de potencia de aerogenerador vertical.

El SEV se instaló a una altura de 1 m respecto al techo (8 m sobre el relieve urbano) para observar su desempeño a una menor altura, ya que, de acuerdo a las indicaciones de los fabricantes, estos sistemas son capaces de funcionar a menores velocidades de viento y no son afectados por la turbulencia que existe debido al estancamiento del viento en la superficie. Sin embargo, la relación de velocidad de punta es baja en comparación con la de los SEH, lo que hace que su eficiencia sea menor.

Tabla 7. Mediciones registradas del generador del SEV.

RPM	Par (N)	Freq (Hz)	V (V)	I (mA)
-----	---------	-----------	-------	--------

0	0	0	0	0
32	0.14	3.40	0.30	0.06
55	0.22	5.66	0.50	0.10
70	0.27	7.14	0.63	0.12
95	0.39	10	0.88	0.17
160	0.63	16.65	1.46	0.28
200	0.79	21.03	1.82	0.35
320	1.22	34.17	2.90	0.54

Aunque se comprobó que el SEV tuvo mayor actividad que el SEH los 4 días en el que se realizaron las pruebas, el generador solo trabajó a velocidades de punta bajas, mostrando una lectura nula de producción de energía en el registro de datos, cuando hubo velocidades de viento aprovechables.

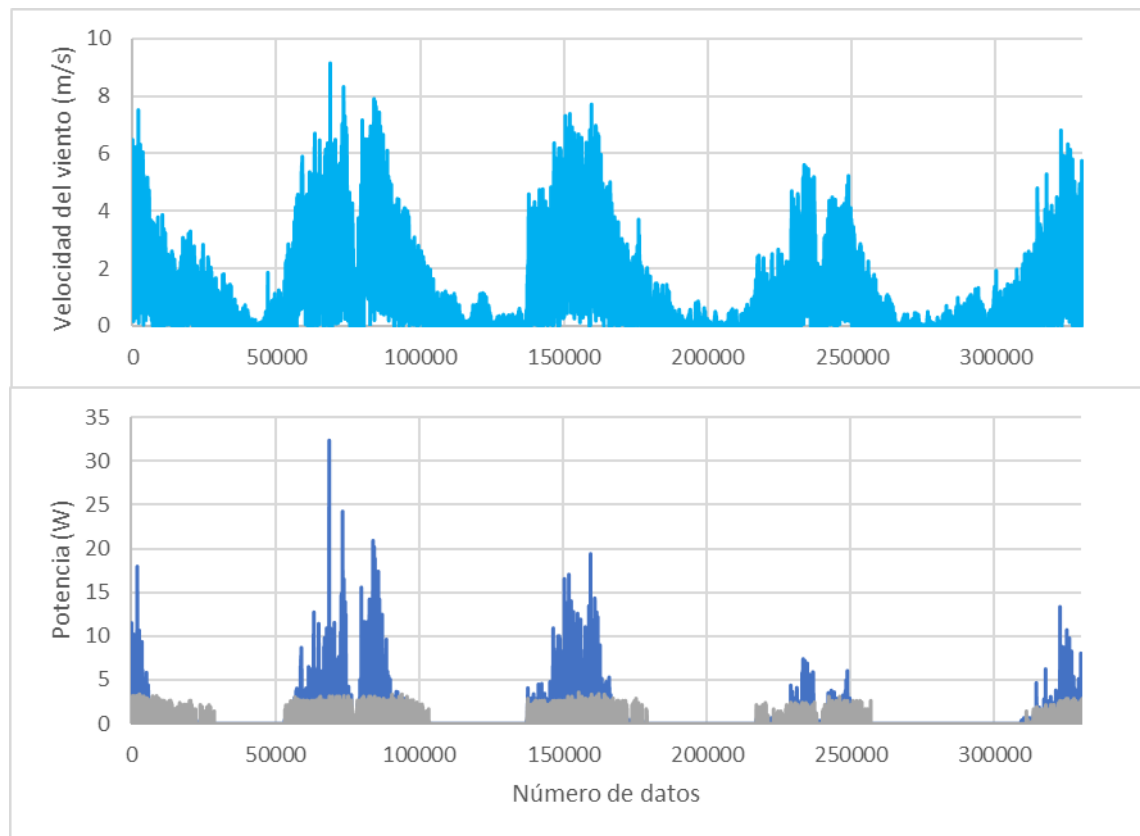


Figura 67. Velocidad de viento presente los días de medición y potencia teórica (azul) y real (gris) dada la velocidad de viento en SEV.

Dadas las pruebas a este sistema, este modelo de aerogenerador no es aceptable para su aplicación en el ambiente urbano en bajas alturas sobre el nivel del terreno,

debido a la nula generación de energía. Sería recomendable observar el comportamiento de un SEV de tipo Darrieus.

6.3 Propuesta técnica y económica para aerogeneradores urbanos

Los generadores analizados previamente, los cuales tienen una capacidad de generación de 400 W a una velocidad nominal de 12 m/s según información del fabricante no son adecuados para el aprovechamiento del recurso eólico urbano, ya que la velocidad de viento necesaria para que el aerogenerador alcance su potencia nominal es poco probable a bajas alturas en condiciones climáticas normales, como se muestra en el perfil de viento obtenido a través del SODAR. Para un mejor aprovechamiento de las capacidades del generador bajo las condiciones mencionadas, es indispensable el incremento del área de barrido. Esto implicaría un mejor desempeño a bajas velocidades de viento, como se aprecia en la Figura 68. Debido a esto, se deben considerar los aspectos técnicos y económicos de esta necesidad.

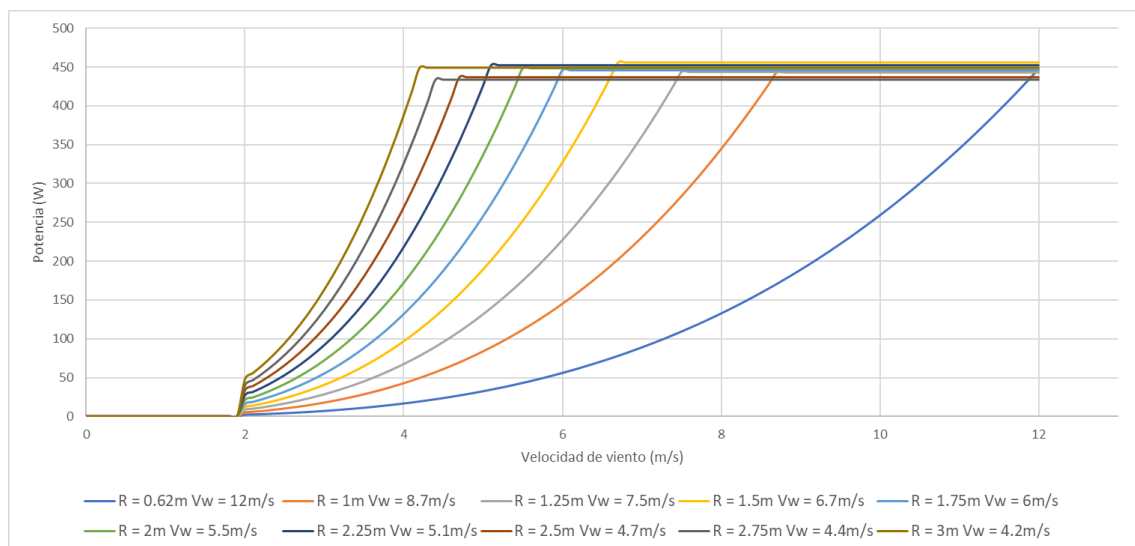


Figura 68. Comportamiento esperado de potencia por crecimiento de palas.

6.3.1 Consideraciones para el crecimiento de área de barrido

Un área de barrido mayor puede lograr una mayor generación de energía, sacrifi-

cando el aprovechamiento de velocidades de viento mayores. Para esto, se tomaron en cuenta varias longitudes de pala con el fin de definir las distintas velocidades nominales que se necesitarían para alcanzar la capacidad límite del generador. En la Tabla 8, se observan las velocidades nominales necesarias para las distintas medidas de palas que se consideraron, así como su área de barrido. Con la velocidad del viento, se obtiene una aproximación de la frecuencia de trabajo del generador en la cual debería ser limitado.

Tabla 8. Relación área de barrido y velocidad nominal del viento.

Radio (m)	Área de barrido (m ²)	Vw nominal (m/s)	Frecuencia (Hz)
1	3.14	8.7	42
1.25	4.91	7.5	29
1.5	7.07	6.7	21
1.75	9.62	6	16
2	12.57	5.5	13
2.25	15.90	5.1	10
2.5	19.63	4.7	9
2.75	23.76	4.4	8
3	28.27	4.2	7

Para el análisis de costo de las palas, se tomó en cuenta un costo aproximado de \$254.58 dólares para el generador, el cual se trata de un costo promedio obtenido de la consulta en Internet de los precios indicados por diversos proveedores. De este precio se puede desprender el costo de las palas de ambos sistemas con los porcentajes expresados en el capítulo anterior, teniendo un costo de palas de \$48.37 dólares en ambos casos.

Para el análisis del costo del sistema de eje horizontal, se toma en cuenta el número de palas y la longitud. Éstas tienen una medida de 0.62 m de largo. En el caso del sistema de eje vertical, se obtuvo un radio equivalente como si se tratara de un sistema de eje horizontal, tomando en cuenta el área de barrido del sistema de eje vertical, el cual es de 0.48 m².

Tabla 9. Costos debido al aumento de tamaño de palas para SEH y SEV.

Sistema	Área de barrido real (m ²)	Radio (m)	Costo de palas (dóls)
SEH	1.21*	0.62	\$48.37
	3.14	1.00	\$78.02

	7.07	1.50	\$117.03
	12.57	2.00	\$156.03
	28.27	3.00	\$234.05
SEV	0.46*	0.38**	\$48.37
	1.00	1.00	\$126.41
	2.25	1.50	\$189.61
	4.00	2.00	\$252.82

* Área real de aerogeneradores probados

** Radio equivalente (0.68 m real)

Como se describió en el capítulo anterior, el área de barrido de los sistemas de eje vertical se obtiene a través del doble de su ancho y la altura de la pala. Debido a que estos sistemas suelen utilizar un mayor material para su construcción, se toma este acercamiento en la elevación de su costo. Se puede observar en la Tabla 9 que el costo de un metro de palas de un sistema de eje horizontal es inferior al costo de un sistema de eje vertical. Teniendo el costo y las dimensiones de los sistemas antes mencionados, podemos obtener el costo por el crecimiento de las palas.

6.3.2 Análisis de costos para sistemas fotovoltaicos y eólicos

A continuación, se describen los costos, así como los componentes necesarios que fueron cotizados para comparar distintos dispositivos para la generación de energía. Para ello, se observó el costo y desempeño de sistemas fotovoltaicos, eólicos e híbrido. Los costos se describen en dólares americanos y se maneja una inflación del 5 % durante el periodo de inversión de 20 años.

Como primer costo, el cual será de las mismas dimensiones en los sistemas descritos, se toma en cuenta el uso de sistemas de conversión y almacenamiento de energía, ya que, además de comparar distintos sistemas de generación de energía, se debía comparar el costo de un sistema interconectado a la red, un sistema aislado y un sistema combinado.

Para el caso del almacenamiento, se tiene un costo original de una batería de ciclo profundo de \$153 por kWh. Estas baterías tienen un promedio de 1000 ciclos, por lo que su vida útil se estima sea de 2 a 3 años. Si se cotiza un sistema para 20

años, se requerirán de 5 a 6 reemplazos por batería. Sin embargo, si se aplica cambio de baterías, en el costo por reemplazo se descuenta una tercera parte del costo original. Para este análisis, se contemplaron dos baterías por reemplazo.

De igual forma, se compara la conversión de energía para el uso bajo demanda, por lo que se debe estimar el costo del sistema utilizando un inversor/rectificador. El costo aproximado de este elemento es de \$764 dólares/kW, con un costo extra de \$510 por cada kW adicional. Se estima que cada inversor tiene una vida útil de 10 años en promedio, por lo que cada análisis considera un reemplazo de este elemento a la mitad del periodo.

El costo de una torre arriestrada (comúnmente utilizada para sistemas de telecomunicación, monitoreo e instalación de sistemas aerogeneradores) es de \$72 dólares/m. Para calcular el costo de la torre, se requiere conocer la altura mínima a la que será instalado el aerogenerador, tomando en cuenta z_0 y z_d , así como cualquier obstáculo con el que se pueda presentar una colisión y el umbral en donde el viento es desviado debido a las estructuras explicado en el capítulo 5. Si el punto de interés es un pequeño negocio de dos plantas, se estima que la altura inicial de la superficie de interés es de 6 m aproximadamente. Si se requiere colocar el sistema a una altura mínima de 11 m, se necesitarían 5 m de torre, lo que tendría un costo de 360 dólares.

Ya que los sistemas fotovoltaicos son mayormente aceptados para uso en ambientes urbanos, es importante conocer el costo de la inversión de estos, así como el ahorro de energía utilizando sistemas eólicos con capacidades similares. Un sistema fotovoltaico tiene un costo aproximado de \$2,037/kW.

Por último, se toman en cuenta los costos de operación y mantenimiento de cada sistema como se menciona en *National Renewable Energy Laboratory* (2016). Para este trabajo, se eligió un costo fijo aproximado de \$45/kW-anual para los sistemas eólicos y \$25/kW-anual para los sistemas fotovoltaicos.

En la tabla 10 se comparan distintas configuraciones de palas para los sistemas eólicos de eje vertical y horizontal, así como sistemas fotovoltaicos con una potencia máxima de 500 W. De igual forma, se compararon un sistema eólico, fotovoltaico e híbrido con una potencia máxima de 1000 W. Para cada sistema se contempla un costo de sistema interconectado a la red, aislado y combinado.

Comparando cada configuración, los sistemas interconectados a la red reflejan un menor costo. Los sistemas aislados tienen un costo alto porque los acumuladores representan un costo muy elevado, debido al reemplazo de baterías a lo largo de la vida útil del sistema.

Los pequeños negocios se encuentran en la tarifa denominada “pequeña demanda baja tensión hasta 25 kW-mes”. En esta tarifa, el costo por consumo de electricidad corresponde a \$3.61/kWh (Comisión Federal de Electricidad, 2019). Debido que a estos negocios se encuentran en construcciones de tipo casa-habitación, se toma una medida de construcción promedio de 6 x 6 m², debido a que se pretende aprovechar solo el área del techo, ya que estos representan el área con más altura y que se encuentra menos obstaculizados en el lote.

Tabla 10. Inversión inicial entre sistemas eólicos, fotovoltaicos e híbridos.

Sistema	A _s (m ²)	Sistema interconectado	Sistema aislado	Sistema combinado
SEH 3P 500W	1.21	\$1,279	\$2,220	\$2,602
	3.14	\$1,308	\$2,250	\$2,632
	7.07	\$1,418	\$2,360	\$2,742
	12.57	\$1,457	\$2,399	\$2,781
SEV 5P 500W	0.46	\$993	\$1,935	\$2,317
	1.00	\$1,071	\$2,013	\$2,395
	2.25	\$1,135	\$2,077	\$2,458
	4	\$1,198	\$2,140	\$2,522
SF 500W	NA	\$1,019	\$1,961	\$2,343
SF 1kW	4.84	\$2,037	\$2,597	\$3,361
Híbrido 1kW	12.57	\$2,476	\$3,036	\$3,800
SEH 1kW	28.27	\$1,989	\$2,549	\$3,312

Conociendo la tarifa eléctrica de pequeños negocios y teniendo la estimación de potencia que generarían los aerogeneradores, se calcula el VAN y la tasa interna de retorno (TIR) proyectada a 20 años.

Tabla 11. VAN y TIR para cada sistema.

Sistema	Generación (kWh/año)	VAN (\$) Inversor	TIR (%) Inversor	VAN (\$) Baterías	TIR (%) Baterías	VAN (\$) Combinado	TIR (%) Combinado
SEH 500W	191	-1,304	-	-1,976	-	-2,357	-
	486	20	5.18	-921	-	-1,303	-
	972	1,697	16	755	8.29	373	6.45

	1,419	3,301	24.7	2,359	14.23	1,977	11.88
SEV 500W	41	-1,300	-	-2,242	-	-2,624	-
	90	-1,198	-	-2,140	-	-2,522	-
	203	-846	-	-1,788	-	-2,169	-
	359	-335	-	-1,277	-	-1,659	-
SF 500W	912	2,079	22.9	1,137	10.72	755	8.32
SF 1kW	1,825	4,163	22.9	3,603	17.57	2,839	13.05
Híbrido 1kW	2,331	5,381	23.96	4,820	19.21	4,057	14.39
SEH 1kW	3,193	12,186	63.15	1,1625	45.35	10,862	33.28

Como se muestra en la Tabla 11, un SEH con capacidad de 1 KW obtiene una mayor tasa de retorno, debido a su alta generación de energía. Sin embargo, el sistema requeriría contar con palas de 3 m de longitud. Debido a este dimensionamiento, el funcionamiento representa un mayor riesgo, por lo que no sería recomendable para un sistema montado sobre un techo urbano.

Un sistema híbrido con capacidad de 1kW utilizaría un área de 2.42 m² en la superficie, lo cual representa un 6.7% del espacio disponible mencionado, debido a que se contempla el uso de paneles con una capacidad de hasta 500 W. Las dimensiones de palas del sistema eólico utilizado es el recomendado por el equilibrio entre su relación de longitud de palas/velocidad de viento.

El sistema híbrido muestra una mayor generación de energía comparado con un sistema fotovoltaico de 1 kW. Además, la generación de energía de un sistema híbrido muestra una producción extendida en las horas en las que no existe actividad solar, lo que puede reflejar un ahorro constante en el consumo.

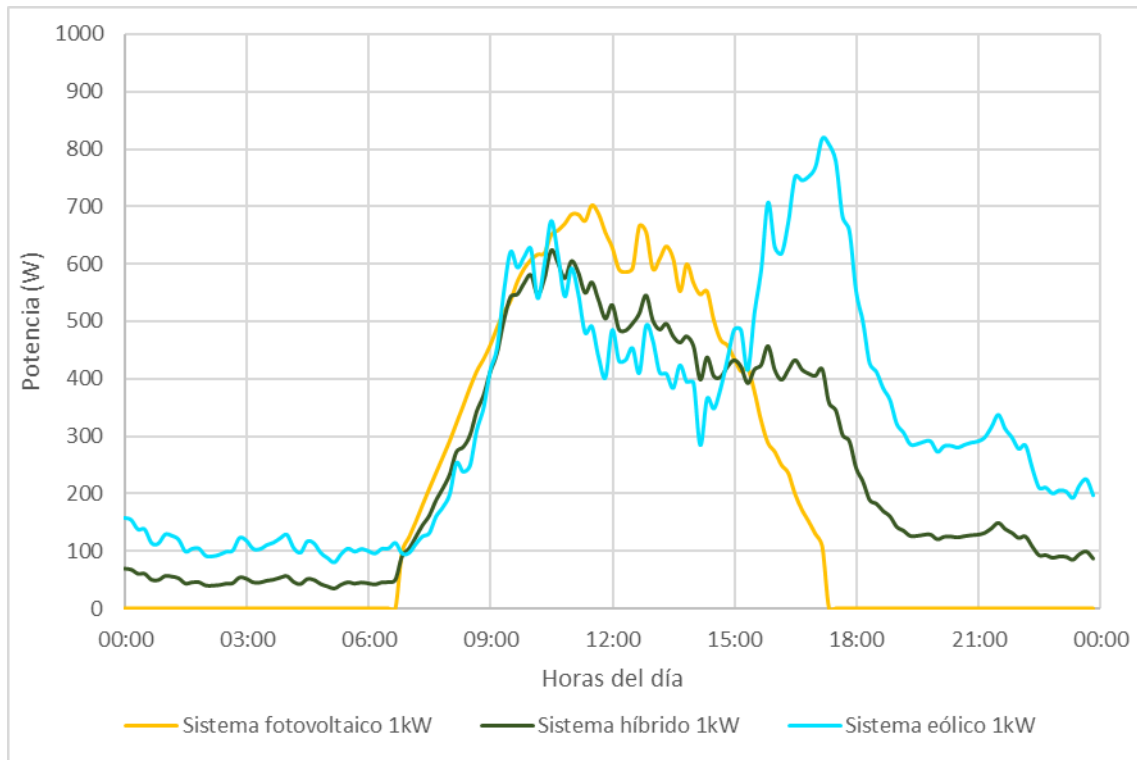


Figura 69. Potencia a través del SF, SEH y sistema híbrido de 1 kW.

6.3.3 Casos típicos de consumo eléctrico

El consumo de energía eléctrica depende de la demanda que exista en el lugar donde se desee implementar el sistema de generación por fuentes renovables. Debido a esto, no se puede asegurar el mejor sistema para todos los casos, ya que el mejor aprovechamiento de la energía a través de fuentes renovables sucede cuando la generación eléctrica es igual o menor que su demanda. Para propósitos demostrativos, se describen ejemplos hipotéticos a continuación.

Se supone un consumo de negocio u oficina con actividades laborales de 8 a 19 horas, con un día de la semana no laborable. Para las horas restantes en día de trabajo y el fin de semana, existe un consumo de energía mínimo debido a sistemas de seguridad. La potencia solar y eólica son tomados de datos promedio previamente utilizados para el cálculo de generación eléctrica.

En la Figura 70a, se muestra el consumo de energía en días hábiles para este caso. La línea color rojo (punteada) muestra el consumo promedio diario, mientras que la línea naranja muestra la diferencia entre el consumo y lo generado por un sistema híbrido. No se reflejan excedentes de energía, por lo que la energía generada es

inferior a la demanda. De los 13.4 kWh/día que se demandan en promedio, el consumo se reduce a 7.5 kWh/día, representando un ahorro del 44%.

Ahora bien, el consumo de energía en el día inhábil es mínimo, por lo que el excedente se presenta cuando el sistema híbrido supera la demanda del consumo mínimo descrito. El excedente se observa en la Figura 70b, identificado por la línea azul, mientras que la línea negra (discontinua) muestra el excedente acumulado. Este excedente no consumido representa una cantidad de energía de 2.5 kWh/día.

Se debe tomar en cuenta que para el almacenamiento de energía existen pérdidas por conversión de energía, así como una menor captación de energía dependiendo de la condición de las baterías y el manejo de carga y descarga. Si se recupera un 70% de la conversión de energía, la energía almacenada correspondería a 1.7 kWh. Tomando en cuenta que una batería comercial puede almacenar hasta 2.4 kWh, la cantidad excedente puede ser almacenada en el arreglo de dos baterías propuesto.

De esta manera, el excedente de energía podría ser utilizado para un mayor ahorro. Además, al utilizar la carga una vez por semana puede significar un ahorro en el reemplazo de baterías, ya que la vida de la batería se da por ciclos de carga y descarga. Las baterías cuentan con un promedio de 1000 ciclos de vida. Debido a que si es utilizada semanalmente, siguiendo las recomendaciones de uso, podría prolongar 3 veces su tiempo de vida útil.

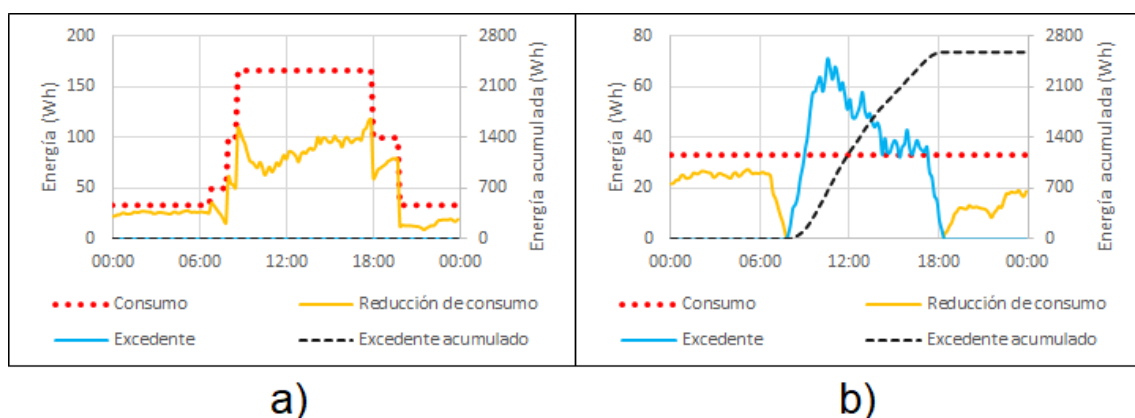


Figura 70. Caso 1 a) Energía en días hábiles. b) Energía en día inhábil.

El caso 2 es un negocio con horario de actividades de 15 horas a 1 del siguiente día. Se laboran 6 días a la semana, de los cuales se consume una energía promedio de 12.9 kWh/día. Debido a la diferencia de horarios entre la generación de energía de los sistemas y la demanda de electricidad, existe un excedente de energía todos los días aproximadamente desde las 7 hasta la hora de apertura. Ante esta situación, un sistema fotovoltaico de 1 kW tendría un excedente de energía de 2.5 kWh/día. Como se expresó anteriormente, al realizar la conversión de energía solo podría aprovecharse un 70% de esta cantidad, por lo que serían almacenados en batería 1.7 kWh. En el caso de un sistema híbrido, se tendría un excedente de 1.9 kWh/día, del cual si se toma la misma consideración de pérdidas por conversión, solo se almacenarían 1.3 kWh/día.

Bajo estas circunstancias se presentaría una carga y descarga diaria de batería para este caso, lo que representa un ciclo diario. Esto ocasionaría que la batería tuviera una vida útil reducida en comparación al caso anterior, ocasionando un incremento en el costo del sistema combinado.

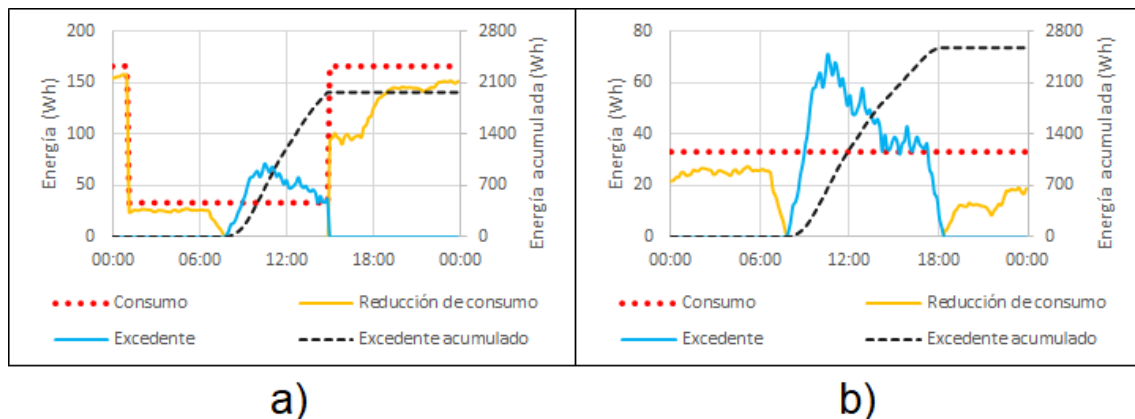


Figura 71. Caso 2 a) Energía en días hábiles. b) Energía en día inhábil.

Aunque hoy en día existe un costo mayor para un sistema combinado en comparación a un sistema interconectado a la red, en un futuro podrían existir situaciones en las que el excedente de energía sea deseado para su almacenamiento, debido a que puedan ser implementadas las tarifas de electricidad variables. Para estos casos sería altamente recomendable disponer un almacenamiento de energía para un mayor ahorro, ya que, dependiendo de las horas de demanda, los sistemas combinados pueden ser utilizados para consumir energía almacenada en horas en las que la tarifa de electricidad sea más alta.

6.3.4 Ahorro energético de las zonas representativas

Se analizaron los comercios que asemejen construcción de tipo casa-habitación que existen en un área de diferentes zonas de Mérida. Las zonas donde se observaron dichos negocios son las previamente analizadas para el estudio del MED. Se obtuvo el promedio de negocio por secciones donde pudieran ser implementados sistemas híbridos. Cabe mencionar que fueron omitidos centros comerciales, templos religiosos, plazas para locales y dependencias gubernamentales, debido a que se desconoce las tarifas que manejan, por lo que no puede ser representado el análisis económico presente.

En la zona 1, la cual corresponde al centro de la ciudad, se observó que existe un promedio de 24 negocios por sección. Aunque en esta área existe un mayor número de negocios por sección, se debe tomar en cuenta que es la zona más heterogénea de la ciudad, por lo que posiblemente se tengan problemas con la instalación de paneles solares debido a un sombreado por edificios de mayor altura y se necesite una altura de torre mayor para un sistema eólico debido a su rugosidad local.

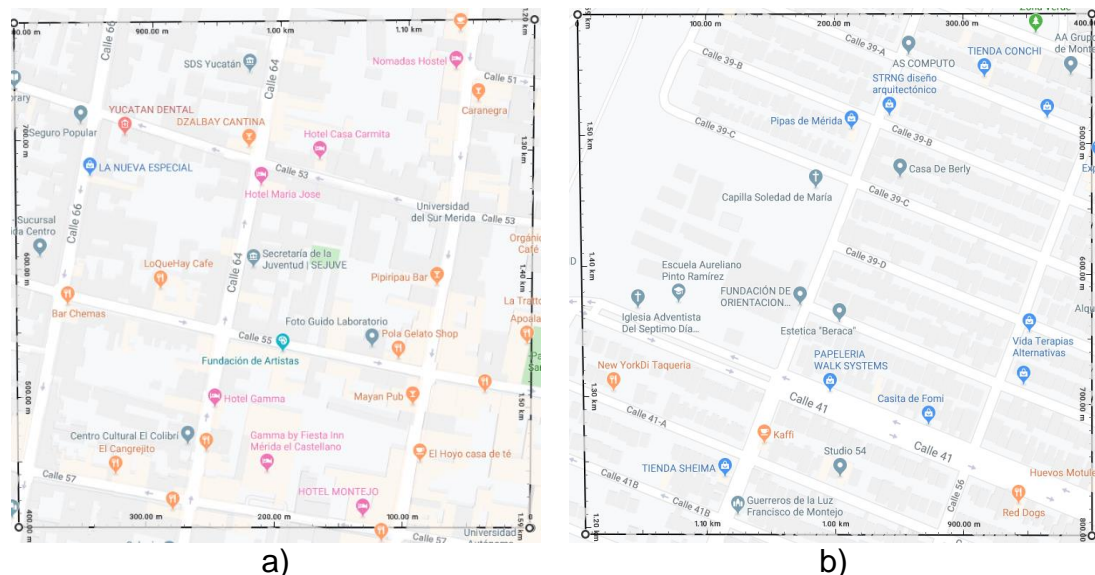


Figura 72. a) Comercios representativos para promedio de zona 1 b) Comercios representativos para promedio de zona 2 y 3

En las secciones 2 y 3 se observó un promedio de 16 y 14 negocios por sección

respectivamente. Estas zonas cuentan con un relieve homogéneo como se mostró en el análisis de rugosidad, lo que las hace ideal para la instalación de sistemas híbridos.

Tabla 12. Energía y ahorro de sistemas híbridos de 1 kW en negocios.

Lugar	No. de negocios promedio	Generación energética	Ahorro (dls)
Zona 1	24	55.94 MWh/anual	\$10,282
Zona 2	16	37.29 MWh/anual	\$6,854
Zona 3	14	32.63 MWh/anual	\$5,997

Tomando en cuenta el cálculo de generación de sistemas híbridos de 1 kW realizado previamente, se calcula la energía que podría ser generada anualmente por cada zona de ser instalados en cada negocio. De igual manera, con base en la posible generación de energía, se calcula el ahorro que podría ser generado de contar con dichos sistemas, considerando la tarifa por kWh utilizada para esta investigación.

Sin embargo, se debe tomar en consideración las afectaciones que pudieran ocasionar la implementación de sistemas eólicos, ya que al ser instalados a una altura en donde el viento pueda ser aprovechado, ocasiona problemáticas sociales como lo es la proyección de sombra parpadeante, lo que traería como consecuencia una menor eficiencia en paneles solares, así como molestias a los residentes que habitan en su cercanía.

6.4 Propuestas relativas al aspecto social.

La implementación de tecnologías de energías renovables para ambiente urbano está limitado al área que el usuario disponga. Estos sistemas no pueden ser instalados en cualquier sitio, sino que se deben tomar consideraciones previas a su instalación para que estos no presenten problemas de seguridad o de operación. Tal es el caso de los paneles solares, tecnología que cada día se ve más utilizada en ambientes urbanos, para el ahorro de consumo eléctrico en casas y pequeños negocios.

Dependiendo del dimensionamiento del sistema, el principal problema que presentan los sistemas fotovoltaicos es que deben ser instalados en un área que se encuentra por encima de la altura promedio de estructuras que lo rodean. Estos sistemas son sensibles al sombreado, por lo que se debe evitar al máximo que no existan proyecciones de sombras que bloqueen parcial o totalmente las celdas fotovoltaicas. Debido a esto, si se considera la instalación de sistemas híbridos de generación de energía en zonas urbanas, se deberán atender las necesidades de un aerogenerador sin afectar las de los sistemas fotovoltaicos.

6.4.1 Proyección de sombra parpadeante

Para un mejor aprovechamiento del recurso eólico se sabe que, a mayor altura mayor potencial del viento, y a su vez, menor turbulencia. Es por lo que se requiere saber la altura necesaria para aerogeneradores que pudieran ser instalados en zonas urbanas. Sin embargo, la instalación de sistemas eólicos ya sea a una menor o mayor altura, puede traer consecuencias para los residentes cercanos a la zona que deben ser atendidas antes de cualquier montaje, ya que se conoce que la proyección de la sombra de sus aspas puede llegar a resultar un problema para los habitantes cercanos a ellas. Debido a esto la importancia de contar con un sistema que calcule la trayectoria de la sombra.

El primer caso a mostrar es en la zona residencial ubicada en Cd. Candel, donde se simula la instalación de un aerogenerador con palas de 2 m, a una altura de generador de 18 m. El punto más alto que alcanzarían las aspas sería de 20 m. Se deberá conocer el área que alcanzaría la sombra del sistema a la altura máxima de aspa, tomando en cuenta un horario de 7 a 17 horas los 365 días del año. Cabe mencionar que el cálculo de la hora fue realizado en referencia a la hora solar, sin tomar en cuenta los cambios por el horario de verano.

En el peor de los casos, la sombra proyectada ocasionaría una elipse de eje menor a , el cual está dada por el radio del aspa, y de eje mayor b , dado por la diferencia de proyección en su punto máximo de altura y la proyección de la altura del eje. Para un aspa de 2 m de radio, la sombra proyectada se elongaría 22.89 m en su eje mayor, a las 7 y 17 horas el día 354 del año, día que corresponde al 20 de diciembre. Con estos valores, obtenemos un área de sombreado de 143.82 m².

Además, por la altura a la que se encuentra el sistema, el área de la proyección del aerogenerador se encontraría desplazado a 228.96 m de su origen. Las sombras resultantes para estos casos se pueden apreciar en la Figura 73 como 1 y 2.

La proyección 1 no presenta conflictos, debido a que no hay alguna estructura en la que se pueda proyectar sombra en su interior. Esto no ocurre con la proyección 2, ya que ésta ocasiona sombreado directo a fachadas donde se ubican algunas estructuras. Entre el transcurso de las horas antes mencionadas, la sombra del sistema eólico pierde altura, desplazándose 17.05 m hacia el norte al medio día. Esta sombra abarca un área de 11.91 m², como se muestra en la proyección 3.

La proyección 4 y 5 son los peores casos presentados cuando el sol se encuentra por encima de la altitud de la zona evaluada. Esto ocasiona que la sombra de cualquier objeto tenga un desplazamiento hacia el sur. El 20 de junio es el día que alcanza su mayor desplazamiento, proyectando la sombra a 51.96 m de su origen, con un área de sombreado producido por el aerogenerador de 32.64 m².



Figura 73. Proyecciones de sombra del SEH a una altura de 20 m.

Como se requiere conocer el traslado de la sombra a las horas mencionadas los 365 días, se proyectó la sombra para conocer el área total que es afectada debido a su desplazamiento. En la Figura 74, se observa que el traslado de la sombra en diferentes horarios y días ocasiona la proyección de sombra en hogares. Estas proyecciones causarán en las entradas de luz un parpadeo que puede resultar molesto para sus habitantes.

La zona de color verde son los casos que pueden ser fácilmente reconocidos, debido a que es altamente probable que la fachada de las casas contenga una o varias entradas de luz. Como la fachada se encuentra en sentido contrario a la dirección de la proyección de la sombra, la sombra ocasionará el parpadeo de sombreado en el interior de las casas. Para la zona amarilla, la afectación se deberá atender siempre y cuando existieran entradas de luz que se encuentren en sentido contrario de la proyección de la sombra. Principalmente en esta área se puede identificar que la sombra es proyectada hacia patios y techos de las casas vecinas.

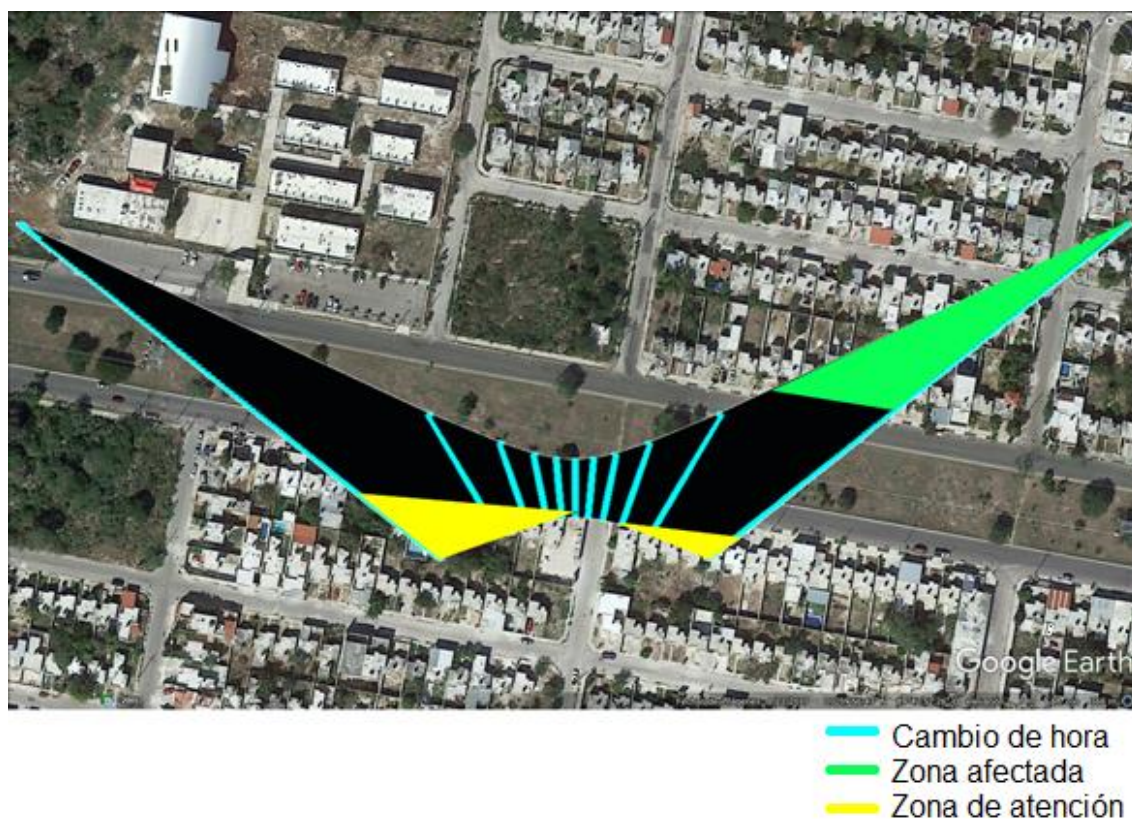


Figura 74. Zonas afectadas por sombreado en el transcurso del año.

Con los análisis de viento previamente obtenidos, se pudo obtener la potencia eólica a diferentes alturas. Si bien los aerogeneradores tienen un mejor desempeño a mayor altura, es importante conocer si el excedente de potencia es significativo para su aplicación. Sin embargo, un aerogenerador instalado a una altura mínima puede reducir la proyección de la sombra (Figura 75). Esto reflejaría una menor área de afectación para los residentes cercanos de un aerogenerador urbano, lo que reduciría los problemas por atender.

Una solución parcial se podría implementar mediante un sistema inteligente que pudiera reconocer, dada la ubicación del sistema eólico, la proyección en tiempo real, controlando el funcionamiento si existe un sombreado indeseado a la fachada de un hogar, puesto que, de no atenderse, los sistemas eólicos seguirán siendo indeseables en zonas urbanas. Conociendo las áreas de afectación, se podría frenar el funcionamiento del aerogenerador las horas y días de afectación no importando si existe el recurso eólico.



Figura 75. Áreas de afectación debido a diferentes alturas de aerogenerador.

De igual forma, se podría detectar cuando el sol se encuentre parcial o completa-

mente oculto por situaciones meteorológicas, permitiendo que trabaje el aerogenerador en horas que se supondría se proyecta sombra. De esta manera, se podría mitigar esta problemática social que puedan afectar a los residentes de los alrededores.

6.4.2 Proyección de sombra a sistemas complementarios

Los sistemas eólicos podrían afectar a la fachada de las estructuras y también a sistemas fotovoltaicos que pudieran existir en la cercanía, reduciendo eficiencia en los sistemas por el sombreado parcial de celdas fotovoltaicas. Para el sombreado a los sistemas fotovoltaicos, si se toma en cuenta que a una altura solar menor se produce un sombreado a mayor distancia, se debe considerar que la proyección de esta sombra será más difusa, por lo que posiblemente se puedan despreciar horarios donde sean detectados para estas situaciones.

Considerando que sea tomado el funcionamiento de paneles solares en un horario de 8 a 16 con un sistema instalado a 13 m de altura, se tendría una longitud de sombra máxima en el peor día del año de 42 m hacia el norte. Las componentes de esta sombra en el eje "x" e "y" sería de 35 y 23 m respectivamente hacia el este y oeste del sistema.

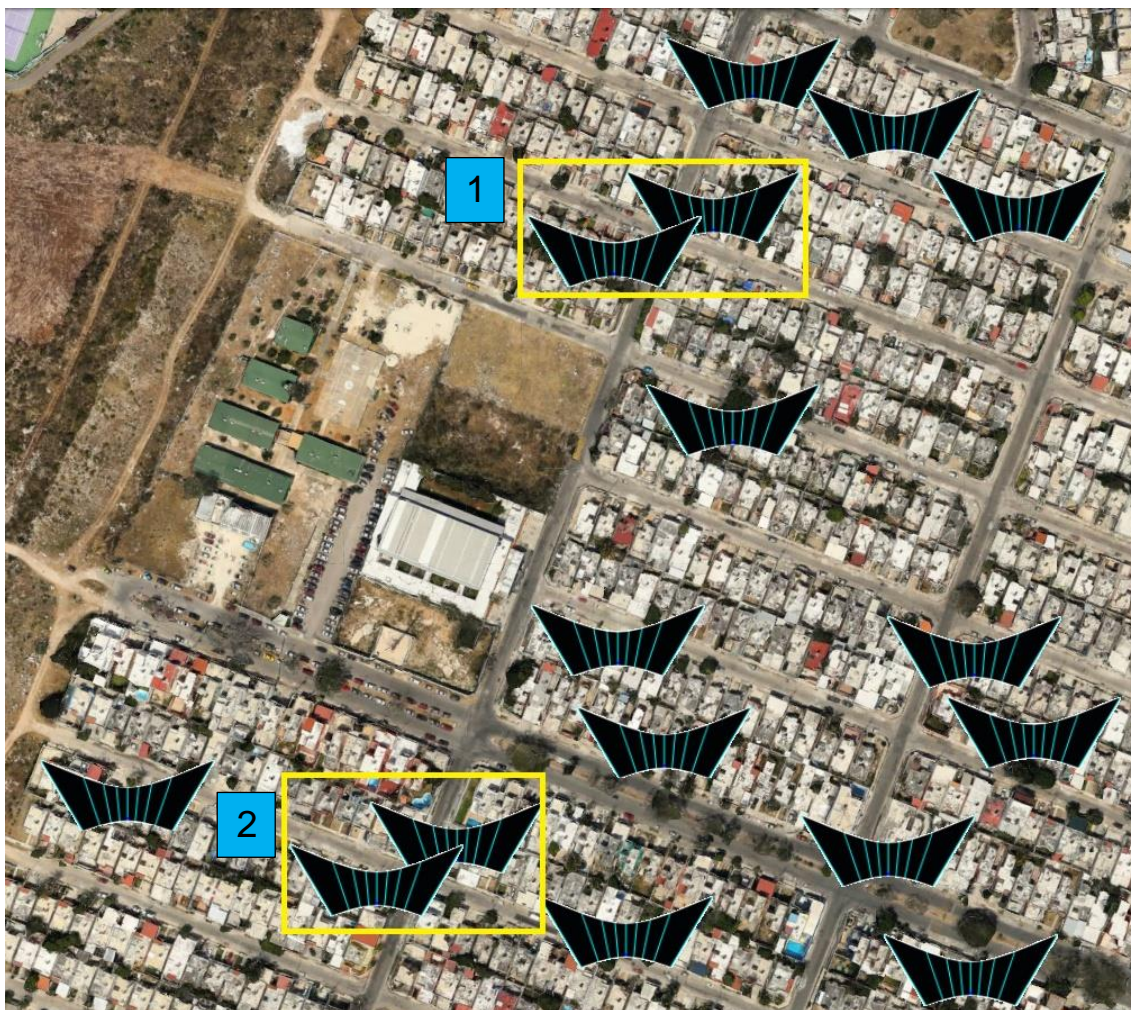


Figura 76. Representación de sombreados de una sección de la zona 2.

Cuando el sol se encuentre en su máximo punto por encima de la altitud de Mérida, la máxima sombra será proyectada a 19 m hacia el sur, ocasionando componentes en “x” e “y” de 5 y 18 m respectivamente hacia el este y oeste. Por razones de simplificación, tomando en cuenta los puntos máximos, se obtiene que de las componentes de la sombra reflejan un área de afectación de 1,960 m².

Esta área representaría una zona en la que un sistema podría ser colocado sin interferir en otra zona de interés. De encontrarse los negocios en una cuadrícula, distanciados entre si dentro de esta área limitada por las componentes de la sombra que se proyectaría del aerogenerador, se podrían instalar aproximadamente 80 sistemas híbridos en cada sección de 400 x400 m² sin ninguna interferencia de esta índole. Desafortunadamente, los comercios se encuentran ubicados de forma aleatoria en cada sección, por lo que este número de sistemas en una sección sería

difícil de lograr.

Se toma el ejemplo de una de las secciones de la zona 2, en donde se cuenta con el promedio de negocios que se obtuvieron para esta zona. Los posibles sombreados de los sistemas eólicos fueron colocados en ubicaciones de negocios reales en esa sección. En la mayoría de los casos, la proyección de sombra no se superpone a otros techos de las estructuras donde podrían colocarse sistemas híbridos. Existen solo dos casos en los que la sombra de sistemas eólicos podría proyectar sombra a otros sistemas (Figura 76).

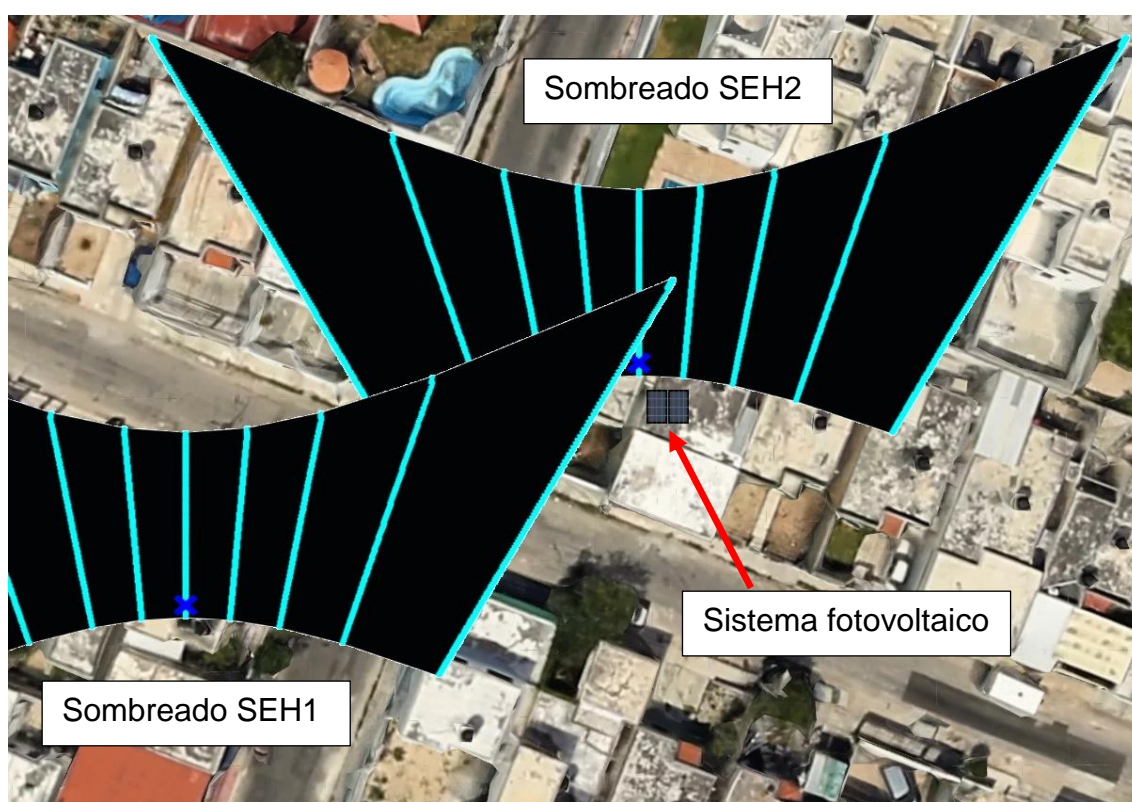


Figura 77. Colocación de sistemas híbridos considerando la problemática del sombreado.

Es indispensable conocer la localización exacta y distanciamiento de los negocios para conocer si existiera este tipo de obstrucciones por sombra. La posible instalación de paneles solares para este caso debe ser planeado acorde a la situación que se presenta debido a la proyección de sombra de las estructuras del sistema eólico. Para el caso que se muestra en la Figura 77 no sería necesaria una acción

mayor, ya que los paneles cuentan con el área suficiente para que la proyección de la sombra del SEH1 no comprometa la generación de energía.

Los paneles solares generalmente cuentan con un arreglo de diodos que deshabilitan el funcionamiento de una hilera de celdas para proteger el panel de diferencias de voltaje por un sombreado parcial. Conociendo la dirección de la sombra que pudiera generar la estructura del sistema eólico, podrían mitigarse en caso de no ser posible una mejor ubicación para los sistemas fotovoltaicos.

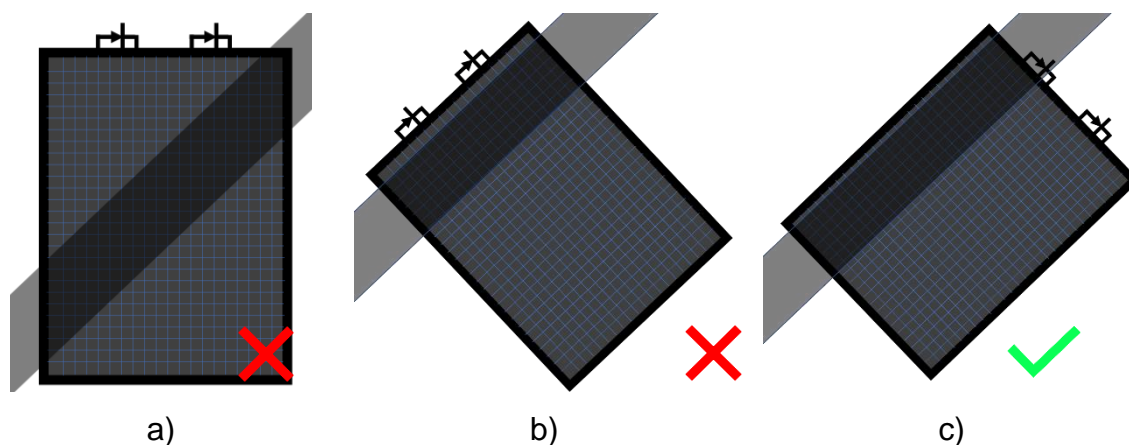


Figura 78. Casos de sombreado en paneles solares.

En la Figura 78a, el panel es orientado hacia el sur, lo que ocasionaría que un sombreado cruzado sobre el panel (por la estructura de un sistema eólico) haga perder el 100% de la producción que generaría en ese instante. En la Figura 78b se muestra una posible mala orientación, debido al desconocimiento del arreglo de celdas, por lo que anularía de igual manera cualquier producción de energía que se pudiera dar en ese tiempo. Por último, la Figura 78c muestra una obstrucción parcial, permitiendo que se genere al menos el 50% de energía eléctrica que pudiera suministrar el panel solar.

Debido a estas situaciones, se debe considerar el espaciamiento y proyecciones entre sistemas híbridos, ya que podrían mitigarse pérdidas de producción de uno o varios usuarios que buscan efficientizar su consumo eléctrico a través de energías renovables.

CAPÍTULO VII.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

La descentralización de la generación de energía eléctrica a partir del viento es importante en el aspecto económico, como en lo social. Una descentralización bien implementada podría generar a un ahorro y concientización del consumo de energía. Además esto generaría una descentralización económica, ya que por el momento, son las grandes compañías que explotan el recurso eólico con sistemas de gran capacidad de generación. Sistemas de menor escala podrían traer consigo empleos a personas con actividad empresarial (de la misma forma que ha sucedido con los sistemas fotovoltaicos), por lo que se espera que en un futuro, se puedan implementar sistemas eólicos en la zona urbana.

Gracias a los instrumentos de alta precisión utilizados en este trabajo, se obtuvieron las velocidades de viento en una zona de referencia, observando un recurso eólico aprovechable a baja altura para sistemas eólicos en la zona urbana. A través del SODAR se obtuvo el perfil vertical de la velocidad del viento, obteniendo la altura en donde se observa el inicio de la subcapa inercial de la región, la cual se encuentra entre 45 y 65 m de altura, debido a las fluctuaciones de velocidades de viento observadas.

Utilizando la herramienta Google Earth se obtuvieron datos del relieve de la zona de interés para obtener los parámetros de desplazamiento del plano cero y rugosidad para la aplicación de metodologías morfométricas. Esta herramienta facilitó la recopilación de datos y se pudo obtener una correlación aceptable entre el análisis morfométrico y los valores obtenidos a través de las velocidades de viento a diferentes alturas utilizando el SODAR.

Obtenidos los parámetros morfométricos, se extrapoló la velocidad de viento a una de las zonas representativas. Sin embargo, al extrapolar los datos en la misma zona de referencia, se obtuvieron resultados parcialmente similares, debido a que los

datos registrados no coinciden en ciertos horarios con la extrapolación utilizando la metodología morfométrica. Esto se pudo deber a la falta de otros parámetros meteorológicos, como la temperatura y densidad del aire, por lo que no se llegó a resultados que se puedan validar completamente para la extrapolación.

Con el desarrollo del sistema de recolección de datos, se obtuvo información a una tasa de muestreo de un segundo. Con esta información se comparó el potencial eólico disponible con la producción energética de los aerogeneradores utilizados. Se observó un mejor desempeño en los aerogeneradores de eje horizontal. Con la ayuda de los anemómetros ultrasónicos de alta precisión, se observó la diferencia entre la velocidad del viento a cortas distancias en techos urbanos, confirmando un mejor aprovechamiento del recurso eólico por encima del umbral descrito en esta investigación. Sin embargo, el estudio reveló que no existe un menor IT por encima de este umbral, por lo que se recomienda la toma de parámetros de viento a diferentes alturas para encontrar la altura donde se observe un IT menor.

Tomando en cuenta un nivel de potencia de 1 kW, el sistema eólico con un área de barrido adecuada para la generación en ambiente urbano representaría una mayor recuperación de inversión que un sistema fotovoltaico de la misma capacidad de generación. Sin embargo, es importante tomar en cuenta los aspectos de afectación social que podrían generar de ser instalados generadores de mayores dimensiones. Debido a esto, es recomendable explorar la inversión para sistemas híbridos interconectados a la red, ya que se requeriría un dimensionamiento de palas menor y se obtendría una generación de energía con menor variabilidad en el transcurso del día en comparación a solo el uso de paneles solares.

Por último, se describieron casos de las posibles problemáticas sociales debido a la instalación de un sistema eólico en zona urbana y se expusieron los casos más comunes que se pueden dar al instalar sistemas eólicos para la generación híbrida de energía, como lo es el sombreado parpadeante y el bloqueo por sombra a celdas solares, que si bien, no podrían ser solventadas completamente, se deben tomar las medidas recomendadas de este trabajo para mitigar sus afectaciones.

7.2 Trabajo a futuro

Se recomienda mejorar el análisis del recurso eólico de la zona, recolectando datos por un periodo de al menos 12 meses, ya que en este trabajo solo se recolectaron dos meses de información aproximadamente. Además, no se contó con el equipo desde el inicio, por lo que se retrasó la toma de datos.

El SODAR facilitó la toma de parámetros de viento, sin embargo es recomendable encontrar medidas para que el sistema no pierda datos por la contaminación de ruido que se observó al realizar este trabajo.

Se recomienda observar la relación que existe entre otros parámetros meteorológicos como la temperatura, ya que al extrapolar los datos se obtuvieron resultados parcialmente válidos. Además, es recomendable que si se desean extrapolar datos a distintas zonas, se mida también la zona de interés, para obtener una mejor validación para la metodología de extrapolación.

El tipo de aerogenerador de eje vertical utilizado no mostró resultados favorables. Existen otros sistemas que pudieran tener mejores resultados, por lo que se podrían probar y comparar con los sistemas de eje horizontal, considerando las mismas condiciones para ambos.

Para mitigar la afectación social del sombreado, se emitió la recomendación de desarrollar un sistema de reconocimiento de proyección de sombras en tiempo real que permita el paro o funcionamiento temporal de sistemas eólicos en situaciones específicas. Esto reduciría el impacto social que pudieran tener al instalar sistemas eólicos.

Por último, sería interesante cuantificar estructuras que puedan utilizarse como segundo uso para la instalación de sistemas eólicos, como lo son las torres de tendido eléctrico que se encuentren en las zonas urbanas y calcular la generación eléctrica con aerogeneradores de pequeña y mediana escala.

Referencias

- Abubaker, A, I Kostic, and O Kostic. "Numerical modelling of velocity profile parameters of the atmospheric boundary layer simulated in wind tunnels." *IOP*, 2018.
- AliExpress*. 2019. <https://es.aliexpress.com>.
- Amdee*. 2018. <https://www.amdee.org/viento-en-numeros>.
- Chong, Wen-Tong, et al. "Cross axis wind turbine: Pushing the limit of wind turbine technology with complementary design." *Elsevier*, 2017: 78-95.
- Chou, Jui-Sheng, Yu-Chen Ou, Kuan-Yu Lin, and Zhi-Jia Wang. "Structural failure simulation of onshore wind turbines impacted by strong winds." *Elsevier*, 2018: 257-269.
- Cismilianu, Alexandru-Mihai, Alexandru Boros, Ionut-Cosmin Oncescu, and Florin Frunzulica. "New urban vertical axis wind turbine design." *INCAS Bulletin*, 2015: 67-76.
- Comisión Federal de Electricidad*. 2019. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/PequenaDemandaBT.aspx>.
- Cooney, Ciaran, Raymond Byrne, William Lyons, and Fergal O'Rourke. "Performance characterisation of a commercial-scale wind turbine operating in an urban environment, using real data." *Elsevier*, 2017: 44-54.
- Demirel, Yasar. *Energy production, conversion, storage, conservation and coupling*. Springer, 2016.
- Dilimulati, Aierken, Ted Stathopoulos, y Marius Paraschivoiu. «Wind turbine designs for urban applications: A case study of shrouded diffuser casing for turbines.» *Elsevier*, 2018: 179-192.
- Emeis, Stefan. *Wind energy meteorology: Atmospheric physics for wind power generation*. Springer, 2013.
- Energy numbers*. 2018. <http://energynumbers.info/>.
- Frolic, Kai. *Pager Power*. 2013. <https://www.pagerpower.com/news/shadow-flicker/>.
- Gimbutas, Marija. *The gods and goddesses of old Europe: 7000-3500 BC*. Gran Bretaña: Thames and Hudson, 1974.
- Gipe, Paul. *Wind works*. 2013. <http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=680>.
- "Global wind energy council." 2018. http://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf.

- Grimmond, C. S. B., y T. R. Oke. «Aerodynamic Properties of Urban Areas Derived from Analysis of Surface Form.» *Journal of applied meteorology*, 1999: 1262-1292.
- Hansen, J. P., P. A. Narbel, and D. L. Aksnes. "Limits to growth in the renewable energy sector." *Elsevier* (Elsevier), 2017: 769-774.
- Hau, Erich. *Wind turbines: Fundamentals, technologies, application, economics*. London: Springer, 2013.
- Holmes, John. *Wind loading of structures*. CRC Press, 2015.
- Illustrated history of wind power development*. 2015.
<http://www.telosnet.com/wind/early.html>.
- Jain, Pramod. *Wind energy engineering*. McGraw Hill, 2010.
- Kanda, Manabu, Atsushi Inagaki, Takashi Miyamoto, Micha Gryschka, and Siegfried Raasch. "A new aerodynamic parametrization for real urban surfaces." *Springer*, 2013: 357-377.
- Kastner-Klein, Petra, and Mathias W. Rotach. "Mean flow and turbulence characteristics in an urban roughness sublayer." *ResearchGate*, 2004: 56-84.
- Kent, Christoph W., et al. "Evaluation of urban local-scale aerodynamics parameters: implications for the vertical profile of wind speed and for source areas." *Springer*, 2017: 183-213.
- Key Energy*. 2018. <https://en.keyenergy.it/key-energy/info/news/key-energy-news/after-a-decade-of-dithering-the-us-east-coast-went-all-in-on-offshore-wind-power-this-week.n8604504.html>.
- Krishnan, Abilash, and Marius Paraschivoiu. "3D analysis of building mounted VAWT with diffuser shaped shroud." *Elsevier*, 2015: 160-166.
- Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017*. 2017.
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
- Liu, W. Y. "A review on wind turbine noise mechanism and de-noising techniques." *Elsevier*, 2017: 311-320.
- Macdonald, R. W., R. F. Griffiths, and D. J. Hall. "An improved method for the estimation of surface roughness of obstacle arrays." *Pergamon*, 1998: 1857-1864.
- Martínez, Leonardo. *Elementos metodológicos para elaborar los programas de calidad del aire de las ciudades y zonas metropolitanas del país*. 2016.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/204440/Metodologi_a_Proaires_Inec-ADA-019-2016_versio_n_revisada_060317_rbc_agg__1_.pdf (accessed 2016).

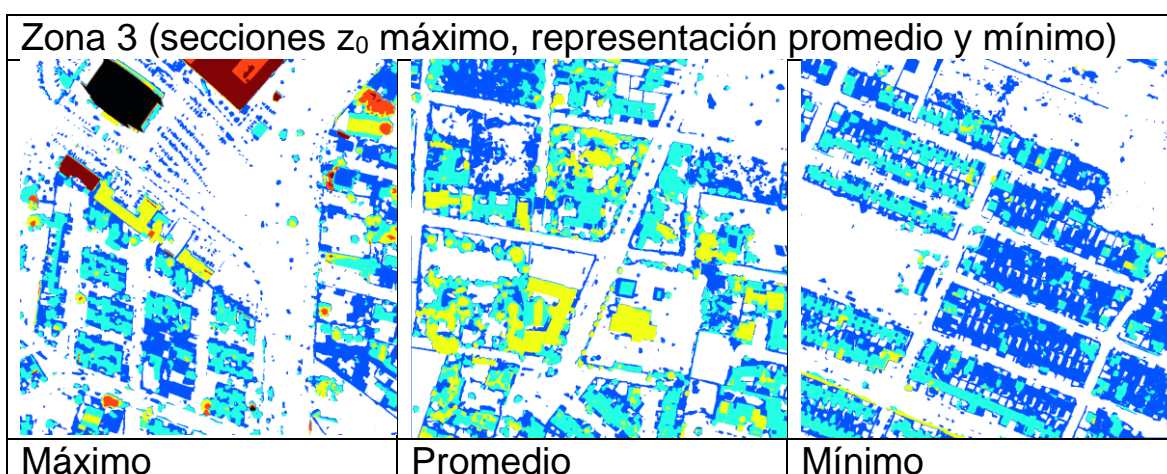
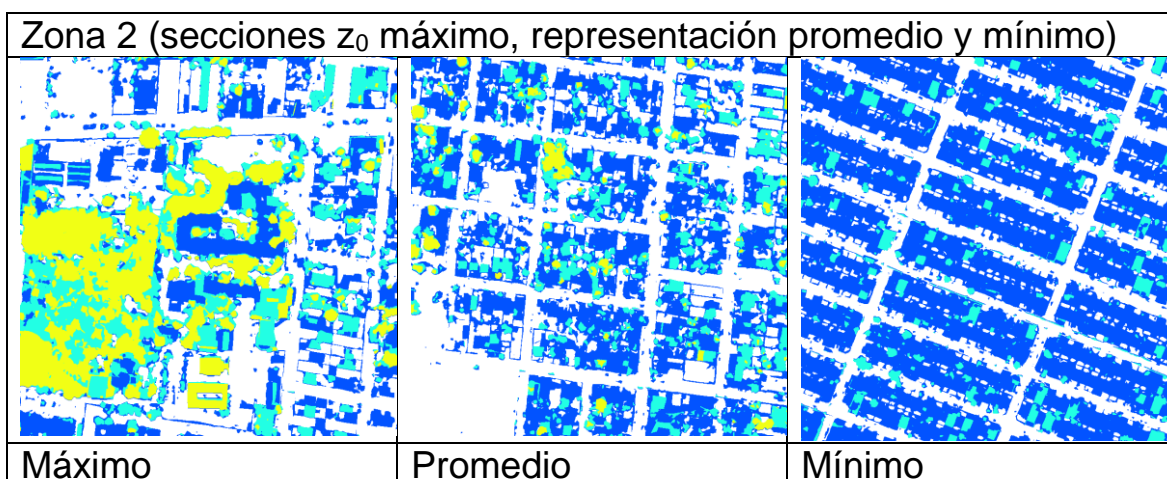
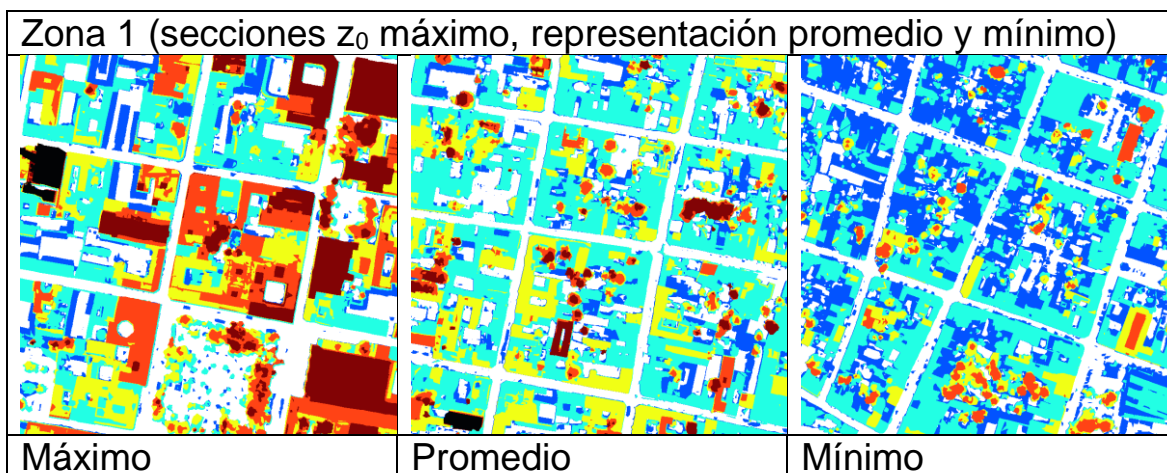
- Matysik, Silvio, and Lucas Bauer. *wind-turbine-models.com*. 2018. <https://en.wind-turbine-models.com>.
- Messenger, Roger A., and Jerry Ventre. *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press, 2010.
- Michaelides, Efstathios. *Alternative energy sources*. Springer, 2012.
- Millward-Hopkins, J. T., A. S. Tomlin, L. Ma, D. B. Ingham, and M. Pourkashanian. "Assessing the potential of urban wind energy in a major UK city using an analytical model." *Elsevier*, 2013: 701-710.
- Millward-Hopkins, J. T., A. S. Tomlin, L. Ma, D. Ingham, y M. Pourkashanian. «Estimating aerodynamic parameters of urban-like surfaces with heterogeneous building heights.» *Springer*, 2011: 443-465.
- Mouzourides, P., A. Kyprianou, and M. Neophytou. "A scale-adaptive approach for spatially-varying urban morphology characterization in boundary layer parametrization usin multi-resolution analysis." *Springer*, 2013: 455-481.
- National Renewable Energy Laboratory*. 2016. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-cost-om-dg.html>.
- Pagnini, Luisa C., Massimiliano Burlando, and Maria Pia Repetto. "Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment." *Elsevier*, 2015: 112-121.
- Pramod, Jain. *Wind Energy Engineering*. McGraw-Hill, 2010.
- "Reglamento de construcciones del municipio de Mérida." Mérida, 2018.
- REN21*. 2017. <http://www.ren21.net/gsr-2017/>.
- Renewable power generation costs in 2017*. 2018. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.
- Reporte de avance de energías limpias*. 2018. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf.
- Residuos profesionales*. 2017. <https://www.residuosprofesional.com/tecnologia-pionera-reciclaje-fibra-de-vidrio/>.
- Rethinking energy 2017*. 2017. http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_rethinking_energy_2017.pdf.
- Revista eólica y del vehículo eléctrico*. 2018. <https://www.evwind.com/2018/06/19/eolica-se-triplicara-en-mexico-al-2022/>.
- Ripple, William J., et al. *World scientists' warning to humanity: a second notice*. 2017.

http://scientistswarning.forestry.oregonstate.edu/sites/sw/files/Warning_article_with_supp_11-13-17.pdf.

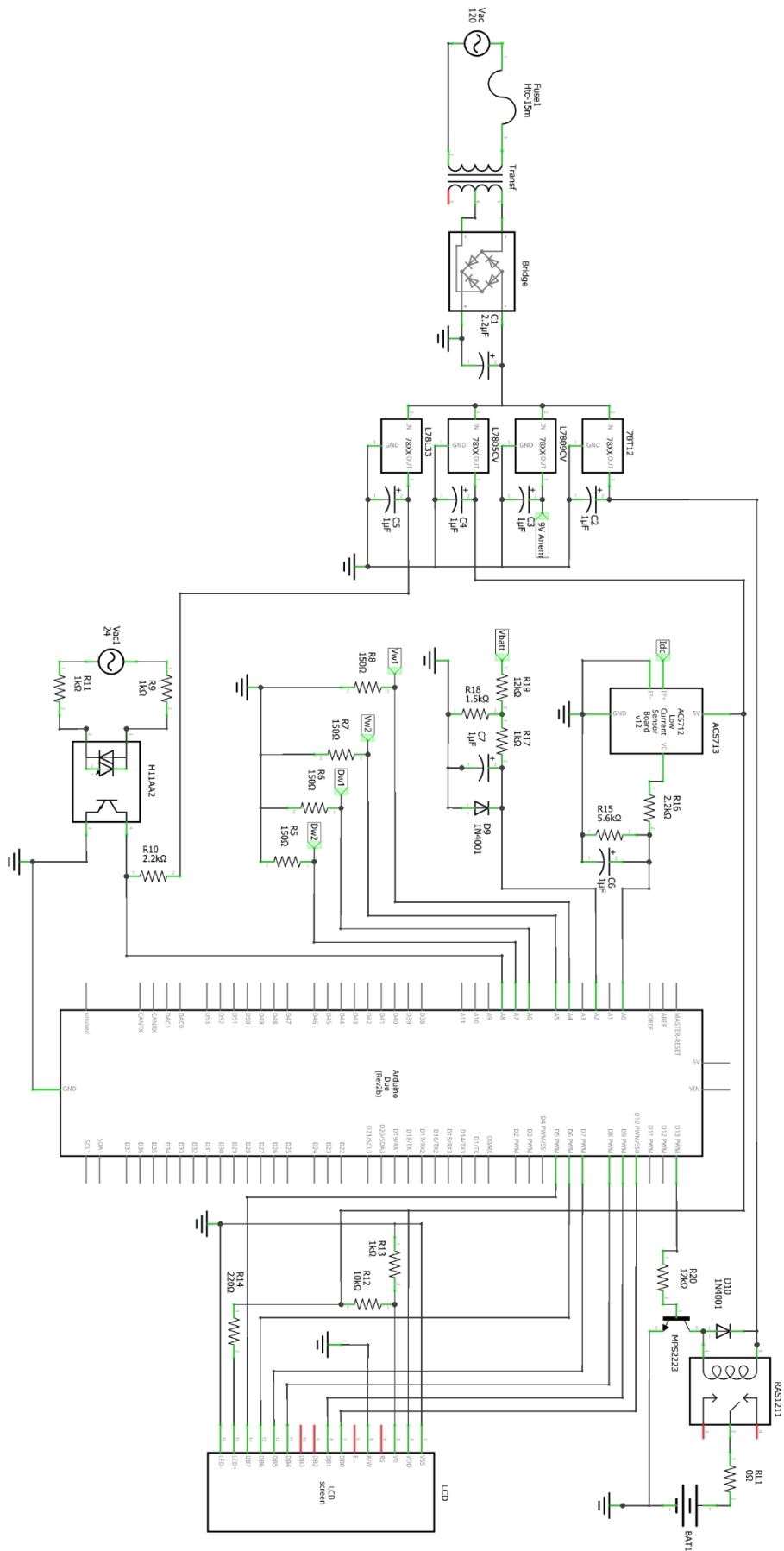
- Schaffarczyk, A. P. *Introduction to wind turbine aerodynamics*. Springer, 2014.
- Silva, Carlos, Demercil Oliveira, and Luiz Barreto. "A novel three-phase rectifier with high power factor for wind energy conversion systems." *ResearchGate*, 2009: 985-992.
- Simoës, Teresa, and Ana Estanqueiro. "A new methodology for urban wind resource assessment." *Elsevier*, 2016: 598-605.
- St. John, Jeff. *Green tech media*. 2017.
<https://www.greentechmedia.com/articles/read/offshore-wind-reaches-cost-competitiveness-without-subsidies#gs.lpxZ3n1g>.
- Stocker, Thomas F., et al. *Climate Change 2013 The physical science basis*. 2013. https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/index_es.shtml.
- Sumathi, S., L. Ashok Kumar, and P. Suerkha. *Solar PV and wind energy conversion systems*. Springer, 2015.
- Talayero, Ana, and Enrique Telmo. *Energía eólica*. Zaragoza: UNE, 2011.
- Toja-Silva, Francisco, Carlos Peralta, Oscar Lopez-Garcia, Jorge Navarro, and Ignacio Cruz. "On roof geometry for urban wind energy exploitation in high-rise buildings." *computation*, 2015: 299-325.
- Toja-Silva, Francisco, Carlos Peralta, Oscar Lopez-Garcia, Jorge Navarro, and Ignacio Cruz. "Roof region dependent wind potential assessment with different RANS turbulence models." *Elsevier*, 2015b: 258-271.
- Toja-Silva, Francisco, Takaaki Kono, Carlos Peralta, Oscar Lopez-Garcia, and Jia Chen. "A review of computational fluid dynamics (CFD) simulations of the wind flow around buildings for urban wind energy exploitation." *Elsevier*, 2018: 66-87.
- Ventusky*. 2019. <https://www.ventusky.com/>.
- Wagner, Hermann-Josef, and Jyotirmay Mathur. *Introduction to wind energy systems*. Springer, 2013.
- Wind empowerment*. 2016. <http://windempowerment.org/small-wind-turbines-the-basics/>.
- Wineur project*. 2007. <http://www.urbanwind.net>.
- Woodford, Chris. *Explain that stuff!* 2018.
<https://www.explainthatstuff.com/windturbines.html>.
- Xu, Yan, Jinhui Li, Quanyin Tan, Anesia Lauren Peters, and Congren Yang. "Global status of recycling waste solar panels: A review." *Elsevier*, 2018: 450-458.

- Yang, An-Shik, Ying-Ming Su, Chih-Yung Wen, Yu-Hsuan Juan, Wei-Siang Wang, and Chiang-Ho Cheng. "Estimation of wind power generation in dense urban area." *Elsevier*, 2016: 213-230.
- Yeo, In-Ae, and Jurng-Jae Yee. "A proposal for a site location planning model of environmentally friendly urban energy supply plants using an environment and energy geographical information system (E-GIS) database (DB) and an artificial neural network (ANN)." 2014: 99-117.
- Yuah, Chao. *Urban wind environment: Integrated climate-sensitive planning and design*. Singapore: Springer, 2018.

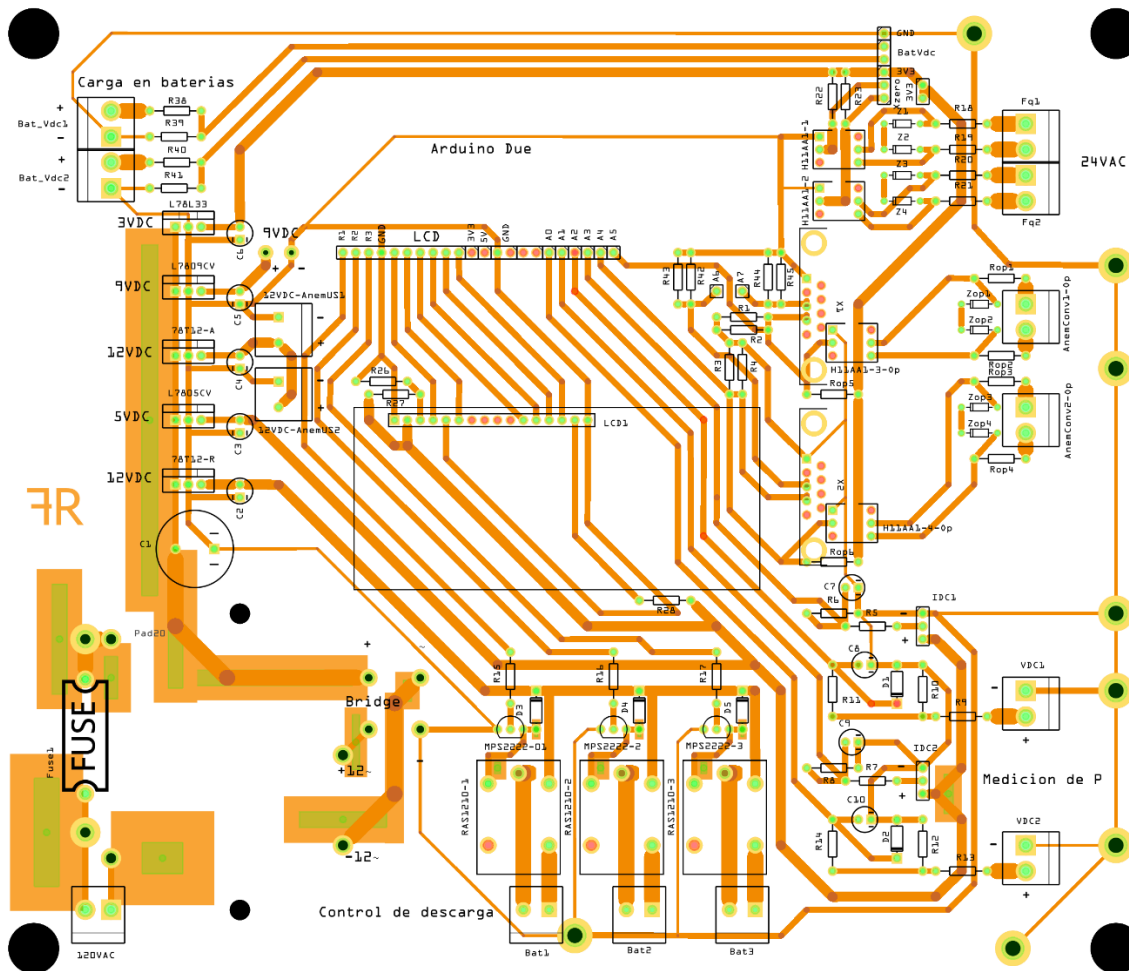
Apéndice I. MED de zonas representativas.



Apéndice II. Esquemático de registrador de datos



Apéndice III. Placa para pistas de cobre



Apéndice IV. Código en MATLAB para obtener potencial eólico teórico

```

%*****
%Potencial eólico
%*****
clear;
clc;
Cp=[0.35];          %Power coefficient
rho=1.225;
Cut_in=2;
Cut_out=25;
VNom=12;
Vw=(0:1:VNom)';
vw=(0:1:Cut_out)';
l=5;
r=[0.62 1 1.5 1.75 2]; %Blade radius

A=pi*r.^2;          %Horizontal
%A=r.^2;           %Vertical
Years=20;
P=Cp.*rho.*A.*Vw.^3/2;
Vwneeded=(2*447.3538./(A*Cp*rho)).^(1/3);
ylim([0, 500])
title("Estimación de la potencia")
xlabel("Velocidad del Viento (m/s)")
ylabel("Potencia (W)")
load Vwfw.mat

Vwmean=mean(vw);
wbl=wbpdf(vw,4,2)/10;
plot(vw,wbl)
xticks([1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15])
title("Distribución de probabilidad de Weibull")
xlabel("Velocidad del viento (m/s)")

PNom=max(P);
P2=Cp.*rho.*A.*vw.^3/2;
for j=1:size(P2,2)
    for i=1:size(P2,1)
        if vw(i) < Cut_in
            P2(i,j) = 0;
        elseif VNom<=vw(i) && vw(i)<Cut_out
            P2(i,j) = PNom(j);
        elseif Cut_out<vw(i)
            P2(i,j) = 0;
        end
    end
end
end
%plot(vw,P2)
legend(num2str(Cp),'Location','northwest')
title("Curva de potencia de la turbina")
xlabel("Velocidad del viento (m/s)")
ylabel("Potencia (W)")
Eannual=sum(P2.*wbl)*24*365/1000 %Annual energy (kWh)

```

Apéndice V. Código en MATLAB para promediar valores de SODAR

```

%*****
%Promedio de velocidad de viento para 24 hrs
%*****

clear;
clc;
load VwSodar.mat

ndatos=size(VwSodar,1);    %data count

DataTime=unique(VwSodar.Time); %time (every 2 min)
nTime=length(DataTime);

for i=1:nTime
    count=0;
    for j=1:ndatos
        if (VwSodar.Time(j)==DataTime(i))
            VwNaN = 0/VwSodar.Vw100(j);
            Vwio = isnan(VwNaN);
            if Vwio==0
                count=count+1;
                Vwtemp(count)=VwSodar.Vw100(j);
            end
        end
    end
    VwAvg(i,:)=mean(Vwtemp); %Avg wind speed
end

```

Apéndice VI. Código en C para registrador de datos

```

#include <Wire.h>
#include <RtcDS3231.h>
#include <SPI.h>
#include <SD.h>
#include <LiquidCrystal.h>
#include <Scheduler.h>

LiquidCrystal lcd(10, 9, 8, 7, 6, 5);

RtcDS3231 <TwoWire> rtcObject(Wire);

const int xZero01 = A11;
const int xZero02 = A10;
const int dirWind01 = A7;
const int dirWind02 = A6;
const int velWind01 = A5;
const int velWind02 = A4;
const int ldc01 = A3;
const int Vdc01 = A2;
const int ldc02 = A1;
const int Vdc02 = A0;

const byte interruptPin = 19;
const byte chargeBat01 = 13;
const byte chipSelect = 4;

char datestring[11];
char timestring[9];
const int checkingPeriod = 60000; // checking time battery
const int endCycle = 350; // maximum time for checking freq > 3 Hz
const int nSamples = 10;

unsigned long currentMillis = 0;
long previousMillisBat = 0; // will store last time of the cycle end
long previousMillisDisplay = 0;
long previousMillis = 0;
volatile unsigned long currentMicros = 0;
volatile unsigned long previousMicros = 0;
volatile unsigned long duration = 0;
volatile unsigned long durationMillis = 0;
volatile unsigned long displayTime = 0;

bool flag = true;

float readCharge01 = 0;
float readCharge02 = 0;
float readDw01 = 0;
float readDw02 = 0;
float readVw01 = 0;
float readVw02 = 0;
float readAmp01 = 0;
float readVolt01 = 0;
float readAmp02 = 0;
float readVolt02 = 0;
float readFreq01 = 0;
float readFreq02 = 0;

```



```

void setup()
{
  Serial.begin(115200); //Starts serial connection
  while (!Serial)
  {
    ;
  }

  rtcObject.Begin(); //Starts I2C

  //Serial.println("Inicializando tarjeta SD...");

  // Para ver si la tarjeta SD esta presente y se inicialice
  if (!SD.begin(chipSelect))
  {
    //Serial.println("No se encontrÃ³ tarjeta SD");
    while (1);
  }

  //Serial.println("Tarjeta inicializada");
  File dataFile = SD.open("datalog.txt", FILE_WRITE);

  // Si el archivo esta disponible, escribe:
  if (dataFile)
  {
    dataFile.close();
    // print to the serial port too:
  }

  // Si el archivo no se encuentra
  else
  {
    //Serial.println("Error abriendo archivo datalog.txt");
  }
  //Serial.print("Compiled: ");
  //Serial.print(__DATE__);
  //Serial.print(" ");
  //Serial.println(__TIME__);

  //-----RTC SETUP -----

  pinMode(chargeBat01,OUTPUT);
  //pinMode(chargeBat02,OUTPUT);
  pinMode(xZero01,INPUT);
  pinMode(xZero02,INPUT);
  pinMode(interruptPin, INPUT_PULLUP);
  //pinMode(pushButton, INPUT_PULLUP);

  digitalWrite(chargeBat01, LOW);
  //digitalWrite(chargeBat02, HIGH);

  attachInterrupt(digitalPinToInterrupt(interruptPin), ...
    CollectData_Interrupt, FALLING);
  //attachInterrupt(digitalPinToInterrupt(pushButton), ...
    IncreaseSec_Interrupt, FALLING);

  RtcDateTime compiled = RtcDateTime(__DATE__, __TIME__);
  setDateTime(compiled);
  //Serial.println();

```

```

if (!rtcObject.IsDateTimeValid())
{
    if (rtcObject.LastError() != 0)
    {
        // we have a communications error
        // see https://www.arduino.cc/en/Reference/WireEndTransmission for
        // what the number means
        //Serial.print("RTC communications error = ");
        //Serial.println(rtcObject.LastError());
    }
    else
    {
        // Common Causes:
        // 1) first time you ran and the device wasn't running yet
        // 2) the battery on the device is low or even missing

        //Serial.println("RTC lost confidence in the DateTime!");

        // following line sets the RTC
        rtcObject.SetDateTime(compiled);
    }
}
if (!rtcObject.GetIsRunning())
{
    //Serial.println("RTC was not actively running, starting now");
    rtcObject.SetIsRunning(true);
}

RtcDateTime now = rtcObject.GetDateTime();

if (now < compiled)
{
    rtcObject.SetDateTime(compiled);
}
else if (now > compiled)
{
}
else if (now == compiled)
{
}

lcd.begin(16,2);

// never assume the Rtc was last configured by you, so
// just clear them to your needed state

rtcObject.Enable32kHzPin(false);
rtcObject.SetSquareWavePin(DS3231SquareWavePin_ModeNone);
rtcObject.SetSquareWavePin(DS3231SquareWavePin_ModeClock);
rtcObject.SetSquareWavePinClockFrequency(DS3231SquareWaveClock_1Hz);

}

//***** MAIN LOOP *****
void loop()
{
    if (!rtcObject.IsDateTimeValid())
    {
        if (rtcObject.LastError() != 0)

```

```

{
  Serial.print("RTC communications error = ");
  Serial.println(rtcObject.LastError());
}
else
{
  Serial.println("RTC lost confidence in the DateTime!");
}
}
}

```

```

RtcDateTime now = rtcObject.GetDateTime();
setDateTime(now);

```

```

lcd.setCursor(0,0);
lcd.print(datestring);
lcd.setCursor(0,1);
lcd.print(timestring);

```

```

currentMillis = millis();
displayTime = currentMillis - previousMillisDisplay;
if (displayTime <= 3000)
{
  lcd.setCursor(10,1);
  lcd.print(readVw02);
  lcd.setCursor(15,1);
  lcd.print("m/s");
}
else if (displayTime > 3000 && displayTime <= 6000)
{
  lcd.setCursor(10,1);
  lcd.print(readDw02);
  lcd.setCursor(15,1);
  lcd.print("d");
}
else if (displayTime > 6000 && displayTime <= 9000)
{
  lcd.setCursor(10,1);
  lcd.print(readVw01);
  lcd.setCursor(15,1);
  lcd.print("m/s");
}
else if (displayTime > 9000 && displayTime <= 12000)
{
  lcd.setCursor(10,1);
  lcd.print(readDw01);
  lcd.setCursor(15,1);
  lcd.print("d");
}
else if (displayTime > 12000 && displayTime <= 15000)
{
  lcd.setCursor(10,1);
  lcd.print(readVolt01*readAmp01);
  lcd.setCursor(15,1);
  lcd.print("W");
}
else if (displayTime > 15000 && displayTime <= 18000)
{
  lcd.setCursor(10,1);
  lcd.print(readVolt01);
  lcd.setCursor(15,1);

```

```

    lcd.print("V");
}
else if (displayTime > 18000 && displayTime <= 21000)
{
    lcd.setCursor(10,1);
    lcd.print(readAmp01);
    lcd.setCursor(15,1);
    lcd.print("A");
}
else if (displayTime > 21000 && displayTime <= 24000)
{
    lcd.setCursor(10,1);
    lcd.print(readFreq01);
    lcd.setCursor(15,1);
    lcd.print("Hz");
}
else if (displayTime > 24000)
{
    lcd.setCursor(10,1);
    lcd.print(readAmp02);
    lcd.setCursor(15,1);
    lcd.print("A");
    if (displayTime >= 27000)
    {
        previousMillisDisplay = millis();
    }
}

readDw01 = Wind_Direction(analogRead(dirWind01)); // 1ms
readDw02 = Wind_Direction(analogRead(dirWind02)); // 2ms
readVw01 = Wind_Velocity01(); // 23ms
readVw02 = Wind_Velocity02(); // 34ms

readVolt01 = Average_Vin01(); // -6E-7*x^2+0.03x // 45ms
/*if (readVolt01 <= 0)
{
    readAmp01 = 0;
}
else
{*/
readAmp01 = Average_lin01(); // 0.0633x-35.291 // 56ms
//}

readVolt02 = Average_Vin02(); // -6E-7*x^2+0.03x // 67ms
/*if (readVolt02 <= 0)
{
    readAmp02 = 0;
}
else
{*/
readAmp02 = Average_lin02(); // 0.0633x-35.291 // 78ms
//}

readFreq01 = Count_Zero01(); // 429ms

currentMillis = millis();
if (currentMillis - previousMillisBat >= checkingPeriod)
{
    Handle_Battery();
}

```

```

    previousMillisBat = millis();
  }
}
//***** 1 SECOND INTERRUPT *****
void CollectData_Interrupt()
{
  String dataString = "";

  dataString += String("D,") +String(datestring) + String(",") + String(timestring)
  //+ String(",") + String(readCharge01) + String(",") + String(readCharge02)
  + String(",") + String(readVw01) + String(",") + String(readDw01)
  + String(",") + String(readVw02) + String(",") + String(readDw02)
  + String(",") + String(readAmp01) + String(",") + String(readVolt01)
  + String(",") + String(readFreq01)
  + String(",") + String(readAmp02) //+ String(",") + String(readVolt02)
  + String(",") + String(chargeBat01)
  ;

  File dataFile = SD.open("datalog.txt", FILE_WRITE);

  // if the file is available, write to it:
  if (dataFile)
  {
    dataFile.println(dataString);
    dataFile.close();
    // print to the serial port too:
    Serial.println(dataString);
  }
  // if the file isn't open, pop up an error:
  else
  {
    Serial.println("error opening datalog.txt");
  }
}
//***** CHANGE DISPLAY INFO *****
/*void IncreaseSec_Interrupt()
{
  var++;
  Serial.println(var);
  if (var >=5)
  {
    var = 1;
  }
  delay(10);
}*/
//***** DATE & TIME *****
#define countof(a) (sizeof(a) / sizeof(a[0]))

void setDateTime(const RtcDateTime & dt)
{
  sprintf_P(datestring,
    countof(datestring),
    PSTR("%02u/%02u/%04u"),
    dt.Day(),
    dt.Month(),
    dt.Year());

  sprintf_P(timestring,
    countof(timestring),

```

```

    PSTR("%02u:%02u:%02u"),
    dt.Hour(),
    dt.Minute(),
    dt.Second() );

    return;
}
//***** WIND DIRECTION *****
int Wind_Direction (int Wdir)
{
    int dirWind = 0;
    if (Wdir >= 931)
    {
        dirWind = 999; // error
    }
    else
    {
        dirWind = Wdir/2.5859;
    }
    return dirWind;
}

//***** WIND VELOCITY 01 *****
float Wind_Velocity01 ()
{
    float avgVel = 0;
    if (analogRead(velWind01) > 931)
    {
        avgVel = 999; // error
    }
    else
    {
        int i=0;
        for (i = 0; i<nSamples;i++)
        {
            avgVel += analogRead(velWind01);
            delay(1);
        }
        avgVel = avgVel/(nSamples*15.515);
    }
    return avgVel;
}
//***** WIND VELOCITY 02 *****
float Wind_Velocity02 ()
{
    float avgVel = 0;
    if (analogRead(velWind02) > 931)
    {
        avgVel = 999; // error
    }
    else
    {
        int i=0;
        for (i = 0; i<nSamples;i++)
        {
            avgVel += analogRead(velWind02);
            delay(1);
        }
        avgVel = avgVel/(nSamples*15.515);
    }
}

```

```

}
return avgVel;
}
//***** VOLTAGE 01 *****
float Average_Vin01 ()
{
int i=0;
float avgVin = 0;
for (i = 0; i<nSamples;i++)
{
avgVin += analogRead(Vdc01);
delay(1);
}
avgVin = -6e-7*sq((avgVin/nSamples))+0.03*(avgVin/nSamples); //-6E-7*x^2+0.03x

return avgVin;
}
//***** VOLTAGE 02 *****
float Average_Vin02 ()
{
int i=0;
float avgVin = 0;
for (i = 0; i<nSamples;i++)
{
avgVin += analogRead(Vdc02);
delay(1);
}
//avgVin = (avgVin/nSamples)*.0297;
avgVin = -4e-7*sq((avgVin/nSamples))+0.0299*avgVin/nSamples; //-4E-7*x^2+0.0299x
return avgVin;
}
//***** CURRENT 01 *****
float Average_lin01 ()
{
int i=0;
float avglin = 0;
for (i = 0; i<nSamples;i++)
{
avglin += analogRead(Idc01);
delay(1);
}
avglin = 0.0633*(avglin/nSamples)-35.291; // 0.0633x-35.291
/*if (avglin <0)
{
avglin = 0;
}*/
return avglin;
}
//***** CURRENT 02 *****
float Average_lin02 ()
{
int i=0;
float avglin = 0;
for (i = 0; i<nSamples;i++)
{
avglin += analogRead(Idc02);
delay(1);
}
avglin = 0.0633*(avglin/nSamples)-35.291; // 0.0633x-35.291
/*if (avglin <0)

```

```

{
  avglin = 0;
}*/
return avglin;
}
//***** BATTERY CHARGE VOLTAGE *****
void Handle_Battery ()
{
  if (readVolt01 > 25 && readFreq01 < 3)
  {
    digitalWrite(chargeBat01, LOW);
  }
  if (readVolt01 <= 23.5)
  {
    digitalWrite(chargeBat01, HIGH);
  }
}
//***** ZERO CROSS DETECTOR 01 *****
float Count_Zero01 ()
{
  float freq = 0;
  flag = true;
  int i = 0;
  int endMillis = 0;
  previousMillis = millis();
  durationMillis = 0;

  while (durationMillis < endCycle)
  {
    if (flag == true && analogRead(xZero01) >=1020)
    {
      if (i == 0)
      {
        previousMicros = micros();
      }
      i++;
      if (i == 3)
      {
        currentMicros = micros();
        duration = currentMicros - previousMicros;
        freq = 1e6/(duration);
        durationMillis = endCycle;
      }
      flag = false;
    }
    if (analogRead(xZero01) < 961)
    {
      flag = true;
    }
    currentMillis = millis();
    durationMillis = endMillis + currentMillis - previousMillis;
  }
  return freq;
}

```


Apéndice VII. Código en Matlab para evaluación del sombreado

```

%*****
%Cálculo para el sombreado anual en las horas de interés
%*****
clear;
clc;
dia=31+28+31+30+31+30+31+31+30+31+30+20; % 365 days
phi=20; %latitude
long=89; %longitude
h=13; % module height

for d=1:365
    delta(d)=23.45*sind(360*(d-80)/365);
    ti=8; % initial time
    tf=16; % final time
    if d>96 && d<300
        ti=ti;
        tf=tf;
    end

    for t=ti:tf

        tc=t-ti+1;
        tr=t+((long-75)*60/15)/60;

        omega(tc)=15*(12-t);

        alfa(d,tc)=asind(sind(delta(d))*sind(phi)...
            +cosd(delta(d))*cosd(phi)*cosd(omega(tc)));

        if t<=12
            psi(d,tc)=-real(acosd((sind(alfa(d,tc)).*sind(phi)...
                -sind(delta(d)))/(cosd(alfa(d,tc))*cosd(phi))));
        else
            psi(d,tc)=real(acosd((sind(alfa(d,tc)).*sind(phi)...
                -sind(delta(d)))/(cosd(alfa(d,tc))*cosd(phi))));
        end
        dcomp=h./tand(alfa);

        dnorth=dcomp.*cosd(psi);
        dnortht=dnorth';
        dside=dcomp.*sind(psi);
        dsidet=dside';

        r=2;
        th=0:pi/100:2*pi;
        a=r*cos(th)+dside(d,tc);
        b=r*sin(th)+dnorth(d,tc);

    end
end

maxcomp=max(max(dcomp))
maxdnorth=max(max(dnorth));
mindnorth=min(min(dnorth));
maxdside=max(max(dside));
mindside=min(min(dside));

```

```
x=maxdnorth-mindnorth  
y=maxdside-mindside
```

```
plot (dsidet,dnortht,'-k','LineWidth',3,'MarkerEdgeColor','c')  
plot (dsidet,dnortht,'-k*','LineWidth',3,'MarkerEdgeColor','c')  
hold on  
plot(0,0,'-bx','LineWidth',25)  
xlim([-300 300])  
ylim([-50 150])  
%*****
```

Anexo A. Hoja de datos del anemómetro Vaisala WXT532

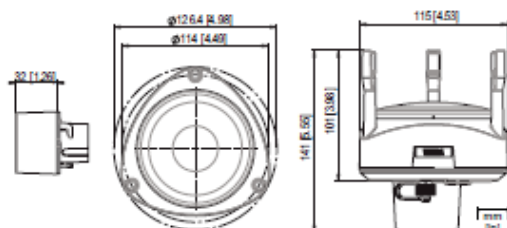
Technical Data

Wind Measurement Performance

Wind Speed	
Observation range	0 ... 60 m/s (134 mph)
Response time	0.25 s
Available variables	Average, maximum, and minimum
Accuracy	±3 % at 10 m/s (22 mph)
Output resolution	0.1 m/s (km/h, mph, knots)
Wind Direction	
Azimuth	0 ... 360°
Response time	0.25 s
Available variables	Average, maximum, and minimum
Accuracy	±3.0° at 10 m/s (22 mph)
Output resolution	1°
Wind Measurement Frame	
Averaging time	1 ... 3600 s (= 60 min), at 1 s steps, on the basis of samples taken at 4, 2, or 1 Hz rate (configurable)
Update interval	1 ... 3600 s (= 60 min), at 1 s steps

Inputs and Outputs

Operating voltage	6 ... 24 VDC (-10 ... +30 %)
Average power consumption	Minimum: 0.1 mA at 12 VDC (SDI-12 standby) Typical: 3.5 mA at 12 VDC with typical measuring intervals Maximum: 15 mA at 6 VDC (with constant measurement of all parameters)
Heating voltage	Options: DC, AC, full-wave rectified AC 12 ... 24 VDC (-10 ... +30 %) 12 ... 17 VACrms (-10 ... +30 %)
Digital outputs	SDI-12, RS-232, RS-485, RS-422
Communication protocols	SDI-12 v1.3 ASCII automatic and polled NMEA 0183 v3.0 with query option
Self-diagnostic	Separate supervisor message, unit/status fields to validate measurement stability
Start-up	Automatic, < 5 seconds from power on to the first valid output
Serial data interface	SDI-12, RS-232, RS-485, RS-422, USB connection
Baud rate	1200 ... 115 200



VAISALA
www.vaisala.com

Analog mA Output Options

When the analog output option is applied, digital communication is not available.

Wind speed	0 ... 20 mA or 4 ... 20 mA
Wind direction	0 ... 20 mA or 4 ... 20 mA
Load impedance	Max. 200 Ω
Update interval	Max. 4 Hz

Options and Accessories

Vaisala Configuration Tool and USB service cable SP	220614
Cable USB RS-232/RS-485 1.4 m USB M12 SP	220782
Cable 2 m shielded 8-pin M12 SP	222287
Cable 10 m shielded 8-pin M12 SP	222288
Cable 10 m shielded 8-pin M12, connectors on both ends SP	215952
Cable 40 m shielded 12-pin, open end wires SP	217020
Bushing and grounding accessory kit	222109
Mounting kit	212792
Mounting accessory between Mounting kit and 60 mm tube	WMSFIX60
Bird Kit	212793

Operating Environment

Operating temperature	-52 ... +60 °C (-60 ... +140 °F)
Storage temperature	-60 ... +70 °C (-76 ... +158 °F)
IP rating	Without mounting kit: IP65 With mounting kit: IP66

Mechanical Specifications

Dimensions (H × Ø)	141 × 114 mm (5.48 × 4.49 in)
Weight	510 g (1.12 lb)

Compliance

EMC compliance	IEC 61326-1 IEC 60945 IEC 55022:2010 Class B
Environmental	IEC 60068-2-1, 2, 6, 14, 30, 31, 52, 78 IEC60529 VDA 621-415
Maritime	DNVGL-CG-0339 IEC 60945



Published by Vaisala | B211593EN-B © Vaisala 2017

All rights reserved. Any logos and/or product names are trademarks of Vaisala or its individual partners. Any reproduction, transfer, distribution or storage of information contained in this document is strictly prohibited. All specifications — technical included — are subject to change without notice.

Anexo B. Hoja de datos del sensor de corriente ACS712

ACS712

*Fully Integrated, Hall Effect-Based Linear Current Sensor with
2.1 kVRMS Voltage Isolation and a Low-Resistance Current Conductor*

Description (continued)

loss. The thickness of the copper conductor allows survival of the device at up to 5× overcurrent conditions. The terminals of the conductive path are electrically isolated from the sensor leads (pins 5 through 8). This allows the ACS712 current sensor to be used in applications requiring electrical isolation without the use of opto-isolators or other costly isolation techniques.

The ACS712 is provided in a small, surface mount SOIC8 package. The leadframe is plated with 100% matte tin, which is compatible with standard lead (Pb) free printed circuit board assembly processes. Internally, the device is Pb-free, except for flip-chip high-temperature Pb-based solder balls, currently exempt from RoHS. The device is fully calibrated prior to shipment from the factory.

Selection Guide

Part Number	Packing*	T _{OP} (°C)	Optimized Range, I _P (A)	Sensitivity, Sens (Typ) (mV/A)
ACS712ELCTR-05B-T	Tape and reel, 3000 pieces/reel	-40 to 85	±5	185
ACS712ELCTR-20A-T	Tape and reel, 3000 pieces/reel	-40 to 85	±20	100
ACS712ELCTR-30A-T	Tape and reel, 3000 pieces/reel	-40 to 85	±30	66

*Contact Allegro for additional packing options.

Absolute Maximum Ratings

Characteristic	Symbol	Notes	Rating	Units
Supply Voltage	V _{CC}		8	V
Reverse Supply Voltage	V _{ROC}		-0.1	V
Output Voltage	V _{IOUT}		8	V
Reverse Output Voltage	V _{RIOUT}		-0.1	V
Output Current Source	I _{IOUT(SOURCE)}		3	mA
Output Current Sink	I _{IOUT(SINK)}		10	mA
Overcurrent Transient Tolerance	I _P	100 total pulses, 250 ms duration each, applied at a rate of 1 pulse every 100 seconds.	60	A
Maximum Transient Sensed Current	I _{R(max)}	Junction Temperature, T _J < T _{J(max)}	60	A
Nominal Operating Ambient Temperature	T _A	Range E	-40 to 85	°C
Maximum Junction	T _{J(max)}		185	°C
Storage Temperature	T _{stg}		-65 to 170	°C



TÜV America
Certificate Number:
U8V 06 05 54214 010

Parameter	Specification
Fire and Electric Shock	CAN/CSA-C22.2 No. 60950-1-03 UL 60950-1:2003 EN 60950-1:2001



Allegro MicroSystems, Inc.
115 Northeast Cutliff, Box 15036
Worcester, Massachusetts 01615-0036 (508) 853-5000
www.allegromicro.com