

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Análisis técnico-económico para la evaluación, selección e instalación de un aerogenerador con potencial para producir energía eléctrica en el sector rural del área de San Rafael, Villa Canales.

Trabajo de graduación presentado por:

Pablo Rodrigo Ramírez Porres

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Industrial

Guatemala

2017

Análisis técnico-económico para la evaluación, selección e instalación de un aerogenerador con potencial para producir energía eléctrica en el sector rural del área de San Rafael, Villa Canales.

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Análisis técnico-económico para la evaluación, selección e instalación de un aerogenerador con potencial para producir energía eléctrica en el sector rural del área de San Rafael, Villa Canales.

Trabajo de graduación presentado por:

Pablo Rodrigo Ramírez Porres

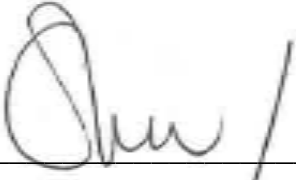
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería

Industrial

Guatemala

2017

Vo. Bo. :

(f) 

Ing. Cristián Rossi Sosa

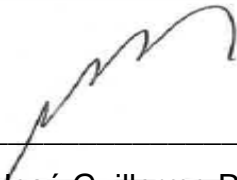
Tribunal Examinador:

(f) 

Ing. Cristián Rossi Sosa

(f) 

Ing. Ingrid Lorena De León

(f) 

Ing. José Guillermo Rivera

Fecha de aprobación: Guatemala, Enero de 2017.

PREFACIO

Este trabajo de graduación fue realizado con algunas dificultades, sobre todo por las limitaciones al acceso de información necesaria para completarlo. Aun así, agradezco a las personas e instituciones que colaboraron directa o indirectamente con la elaboración de dicho trabajo, sobre todo al departamento de Energía Renovable de la Unidad de Energía, del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, al Ingeniero Cristián Rossi, que me apoyó y brindó información bibliográfica, técnica y profesional para realizar los análisis mostrados a continuación, también a la Ingeniera Ana Lucia Solano, del Centro de Estudios Ambientales y de Biodiversidad de la Universidad del Valle de Guatemala, quien facilitó información en la rama ambiental y geográfica importante para el tipo de proyecto estudiado en este trabajo de graduación.

Agradezco a Dios sobre todo por permitirme culminar esta etapa en la carrera de Ingeniería Industrial, a mi esposa y a mis dos hijos, que fueron mi mayor motivación para lograr terminar este trabajo. A mis padres, José Fausto y Elisa Cristina, que influyeron de gran manera para que cumpliera con este objetivo, a mis hermanos mayores, que estuvieron pendientes de mi trayectoria y me motivaron a concluir este trabajo de graduación.

ÍNDICE

Página

PREFACIO.....	vi
LISTADO DE TABLAS.....	ix
LISTADO DE FIGURAS.....	x
RESUMEN.....	xii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. MARCO TEÓRICO.....	4
A. PROPIEDADES DEL VIENTO.....	4
B. ENERGÍA Y RECURSOS EÓLICOS.....	8
C. HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA INDUSTRIAL.....	14
III. ANTECEDENTES.....	19
A. EL RECURSO EÓLICO EN EL MUNDO.....	19
B. PROYECCIONES Y VIENTO EN AMÉRICA LATINA.....	20
C. EL VIENTO EN AMÉRICA CENTRAL.....	20
D. CONDICIONES DEL VIENTO EN GUATEMALA.....	22
E. SITUACIÓN GENERAL DEL SECTOR ENERGÉTICO.....	26
F. MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....	27
G. POTENCIAL ENERGÉTICO.....	28
H. ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	29
I. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	30
J. DEMANDA DE RECURSOS ENERGÉTICOS EN GUATEMALA.....	30
K. DEMANDA DE ELECTRICIDAD.....	31
L. MARCO POLÍTICO Y LEGAL EN GUATEMALA.....	32
M. ESTUDIO DE MEDICIÓN REALIZADO POR EL MEM, 2008-2012.....	35
IV. OBJETIVOS.....	40
A. OBJETIVO GENERAL.....	40
B. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	40

V. JUSTIFICACIÓN	41
VI. METODOLOGÍA.....	43
A. UNIDAD DE ANÁLISIS Y ESTUDIO	43
B. RECOLECCIÓN DE DATOS, MATERIAL Y MANEJO DEL PROCESO	43
C. MEDICIÓN Y TABULACIÓN DE DATOS.....	44
D. ANÁLISIS DE DATOS	44
E. ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS, SOCIALES, POLÍTICO Y AMBIENTALES DEL PROYECTO	44
F. CÁLCULOS Y VALORACIÓN DEL RECURSO VIENTO	46
H. MATERIAL Y RECURSOS UTILIZADOS	46
VII. RESULTADOS	47
A. TABLAS VELOCIDADES PROMEDIO DE VIENTO	47
B. FACTORES AMBIENTALES Y SOCIALES DEL PROYECTO.....	47
C. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES	49
VIII. DISCUSIÓN.....	70
IX. CONCLUSIONES	77
X. RECOMENDACIONES	78
XII. ANEXOS.....	83
A. ENERGÍA RENOVABLE	83
B. HISTORIA DE LOS AEROGENERADORES	92
C. GRÁFICAS DE RESULTADOS ESTUDIO DE MEDICIÓN MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, FINCA LA CONCHA, VILLA CANALES.....	103
D. SECCIÓN DE RESULTADOS.....	111
XIII. GLOSARIO	120

LISTADO DE TABLAS

Tabla	Página
1. Escala de tiempos y movimiento del viento en la atmósfera	4
2. Valores de Coeficiente α	10
3. Rugosidades para diferentes tipos de terreno	11
4. Proyectos posibles de generación eléctrica por medio del viento	21
5. Velocidades promedio mensuales de viento (m/s) para los años del 2008 al 2012, en Finca La Concha, Villa Canales	47
6. Combustible desplazado por la turbina eólica de 2.0 MW	48
7. Análisis PESTEL del entorno de la energía renovable	50
8. Análisis FODA de la organización empresarial y del medio	53
9. Análisis de las Cinco Fuerzas de Porter	54
10. Características generales del terreno seleccionado	57
11. Precio promedio en US\$ del MWh proporcionado por el AMM	57
12. Condiciones de licitación energética por la entidad MELECSA	57
13. Especificaciones técnicas de generación para ambas turbinas	59
14. Inversión para desarrollar un proyecto de energía eólica con dos tipos de turbina	60
15. Costos de M&O anuales para ambas turbinas en US (\$)	61
16. Proyección de Estado de Resultados a 15 años para la turbina de 50 kW	65
17. Proyección de flujo de efectivo a 15 años para la turbina de 50 kW	65
18. Proyección de Estado de Resultados a 15 años para la turbina de 2.0 MW	66
19. Proyección de Flujo de Efectivo a 15 años para la turbina de 2.0 MW	66
20. Indicadores financieros de rentabilidad para las dos turbinas propuestas	67
21. Financiamiento Proyecto Eólico para las dos turbinas eólicas propuestas	68
22. Presupuesto de inversión detallado para la instalación turbina de 2.0 MW	112
23. Proyección de costos totales para la turbina de 2.0 MW	113
24. Proyección de ingresos totales para la turbina de 2.0 MW	113
25. Proyección de Inversión detallado para la instalación turbina 50 kW	114
26. Proyección de costos totales turbina de 50 kW	115
27. Proyección de ingresos totales turbina de 50 kW	115

LISTADO DE FIGURAS

Figura	Página
1. Circulación atmosférica en el hemisferio norte	5
2. Vientos locales y particulares	7
3. Brisa del mar y tierra	7
4. Vientos de valles y montañas	8
5. Elementos de una torre de medición de viento	14
6. Potencia eólica anual instalada en el mundo 1996-2013	19
7. Potencia eólica instalada acumulada 1996-2013	19
8. Dirección y circulación del viento en Guatemala	24
9. Mapa de potencial eólico	26
10. Proyección de la demanda mundial de energía al 2030, según la fuente de consumo.....	27
11. Importación y exportación de energía eléctrica	28
12. Cobertura eléctrica municipal	29
13. Mapa sistema de transporte de energía (2012)	30
14. Consumo Energético Nacional. (Consumo 2012: 67,075 KBEP)	31
15. Consumo Energía Eléctrica Guatemala (1996-2027)	32
16. Precios de oportunidad de la energía promedio histórico anual	34
17. Precios unitarios del mercado de generación energética	34
18. Mapa eólico de Guatemala, localización del punto de referencia	35
19. Mapa del Departamento de Guatemala	37
20. Mapa cartográfico	38
21. Imagen satelital de la Finca La Concha, El Jocotillo, Villa Canales	38
22. Información general de los equipos de medición	39
23. Ubicación en Google Maps Finca La Concha	56
24. Torre de medición eólica Finca La Concha	56
25. Organigrama propuesto para la organización, turbina de 50 kW	62
26. Organigrama propuesto para la organización, turbina de 2.0 MW	63
27. Circuito eléctrico básico	84
28. Diagrama de flujo de energía hacia la Tierra	86
29. Balance de radiación	88
30. Balance de radiación terrestre	88
31. Zonas de mareas potencialmente explotables a nivel mundial	90
32. Esquema de una instalación geotérmica	92

33. Molino de bombeo acoplado a una noria, según esquema típico utilizado en Holanda para desecar los poldres	93
34. Un ejemplo de dispositivo de arrastre, un bote de vela	98
35. Dispositivos de arrastre	99
36. Turbinas con dispositivos de arrastre	100
37. Turbinas de generación con dispositivos de sustentación	101
38. Partes de una turbina eólica	102
39. Promedios mensuales del 2008, velocidades de viento	103
40. Año 2008, Frecuencias de Distribución	103
41. Rosa de Viento año 2008	104
42. Promedios mensuales de Velocidad de viento	104
43. Frecuencias de distribución 2009	105
44. Rosa de Viento de la medición 2009	105
45. Promedios mensuales de Velocidad de viento 2010.....	106
46. Frecuencias de Distribución 2010.....	106
47. Rosa de viento de mediciones 2010.....	107
48. Promedios mensuales de velocidad 2011	107
49. Frecuencias de Distribución	108
50. Rosa de viento mediciones 2011	108
51. Promedios mensuales de velocidad 2012.....	109
52. Frecuencias de Distribución 2012.....	109
53. Rosa de Viento de medición.....	110
54. Promedios anuales de vientos 2008-2012	110
55. Rosa de viento de todo el periodo de medición (2008-2012)	111
56. Turbina Vestas 2.0 MW potencial total	116
57. Curva de potencia turbina Vestas V110-2.0 MW	117
58. Diagrama de funcionamiento Turbina de 50 kW	118
59. Diagrama de conexión a la red de electricidad de una turbina eólica.....	119

RESUMEN

La implementación de la energía renovable ha sido un tema que se ha desarrollado enormemente en las últimas décadas, debido a la necesidad de buscar alternativas para prescindir de la energía generada por los combustibles fósiles. Este esfuerzo se realiza actualmente a nivel mundial con el objetivo de contrarrestar la contaminación ambiental, el alza del precio del petróleo y buscar un desarrollo económico y social más sostenible en el largo plazo. En muchos países se cuenta ya con tecnología apropiada para generar energía eléctrica a partir del uso de los recursos naturales como es el caso de las hidroeléctricas, las centrales geotérmicas y los parques eólicos.

Este trabajo de graduación presenta un análisis de un proyecto piloto de generación de energía eólica con dos aerogeneradores de distintas capacidades, en el municipio de Villa Canales, departamento de Guatemala. En este análisis se utilizarán varias ramas de la ingeniería industrial para determinar de manera general el potencial del sector para la generación de este tipo de energía. La metodología consiste en investigación de las condiciones geográficas y los parámetros eólicos del sitio de estudio, así como un análisis económico, financiero y administrativo de la posibilidad de implementar un proyecto de esta naturaleza en dicha región.

Dicha ubicación muestra un potencial eólico aprovechable debido a las características del viento del lugar, por lo que se seleccionó un aerogenerador adecuado. En este caso, se obtuvo un promedio de velocidad del viento, a lo largo del año, de 6 m/s, donde existen temporadas con velocidades mayores, capaces de generar excedentes de energía, pero también, épocas del año en donde dicha velocidad baja considerablemente, incluso a menos de 3 m/s. Se seleccionó una turbina de 2.0 MW marca VESTAS, con una eficiencia del 31% sobre la capacidad total del aerogenerador, que indicadores financieros de rentabilidad aceptables y por encima de los indicadores de referencia utilizados.

Finalmente, se concluyó que la ubicación mencionada cuenta con adecuadas condiciones para generación de energía eléctrica usando el viento al utilizar un aerogenerador piloto, apoyado con una legislación nacional concreta y un mercado comercial energético estable, libre y con una competencia sana.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, uno de los temas de mayor relevancia para el desarrollo de los países es el tema de la generación de energía, especialmente la forma de producirla y el alcance de la misma. Para el año 2050 se prevé que la demanda energética se duplicará o hasta triplicará con el aumento de la población y con muchas naciones desarrollándose a un ritmo acelerado (Nelson, 2014).

La principal fuente de energía en las naciones desarrolladas y en vías de desarrollo sigue siendo el petróleo. Con el incremento que se prevé en la demanda energética, el petróleo llegará a su pico de abastecimiento y se volverá costoso, insuficiente y probablemente escaso y con una gran implicación en el deterioro del ambiente y en los efectos del cambio climático, causados por el calentamiento global. Estos ya son percibidos en muchos lugares del mundo, por lo que para suplir esta demanda energética, se necesitarán diversas fuentes generadoras, una combinación eficiente y viable entre energía generada por recursos renovables (agua, viento, sol, biomasa, radiación), combustibles alternativos, combustibles fósiles y otras fuentes que se irán desarrollando.

Esto ayudará a reducir la dependencia del petróleo como fuente mayoritaria de generación de energía, y por lo tanto, reducirá el impacto negativo al planeta, creará nuevas y valiosas oportunidades que generarán beneficios económicos, industriales, tecnológicos, sociales y ambientales, especialmente para las naciones en desarrollo.

Guatemala debe visualizar este panorama y empezar a intensificar sus esfuerzos para desarrollar una matriz energética considerando todas las fuentes posibles de generación de energía, en especial, porque actualmente se importa una cantidad considerable de combustible fósil para dicho propósito, teniendo gran potencial sin aprovechar en recursos renovables “generadores” de energía. Aunque vale la pena mencionar que los niveles actuales de generación de energía usando las hidroeléctricas ya son significativos.

En este trabajo se presenta un análisis técnico y económico sobre la utilización del recurso eólico como fuente renovable de generación de energía eléctrica en el Jocotillo, Villa canales, con el objetivo de evaluar el potencial energético del viento, usando la selección, diseño e instalación de un aerogenerador piloto y realizar la evaluación técnica, económica, y geográfica, en el área rural ubicada en el km 40, Finca la Concha, Aldea El Jocotillo, Municipio de Villa Canales.

Para realizar este análisis se consideraron factores técnicos utilizados en la tecnología actual para la generación de energía eólica en otras partes del mundo. Se realizó una revisión bibliográfica de otras investigaciones sobre proyectos que se están desarrollando en otros lugares de Guatemala. Además, se tomó en cuenta la legislación vigente, así como aspectos sociales y políticos relacionados al tema. Este trabajo se inició en el año 2014 y se concluyó en el año 2016.

La aplicación de las herramientas de la Ingeniería Industrial resultaron ser un aporte esencial para analizar otros factores como el beneficio económico, administrativo, y de productividad que este tipo de proyecto podría generar para este sitio, y por lo tanto, para Guatemala en general.

Los datos obtenidos para analizar el potencial eólico-eléctrico de este sitio son mediciones que el Ministerio de Energía y Minas hizo del año 2008 al 2012. Los resultados parciales de este estudio se dieron a conocer en un breve informe en donde se presentaron algunas observaciones con respecto al potencial eólico del lugar. Cabe mencionar que la serie de datos obtenidos en estas mediciones son aproximaciones que tienen cierto grado de incertidumbre, pero son adecuados para analizar de manera preliminar las condiciones eólicas del sector. Por el alcance de este trabajo, no se procedió a corroborar dichos datos, usando otra serie de mediciones, sobre todo por los recursos económicos y la disponibilidad de tiempo que se requiere.

Sin embargo, se realizaron visitas de campo para obtener información sobre la topografía, geografía y orografía del lugar así como información socioeconómica como demografía, principales actividades económicas, entre otros datos necesarios para alcanzar los objetivos que se plantean en este trabajo.

Se consideró el uso de dos opciones de turbinas eólicas de generación, la primera con capacidad de 50 kW y la segunda con capacidad de 2.0 MW. Haciendo la respectiva evaluación, se seleccionó la segunda turbina, la cual hizo que el proyecto fuera rentable y se justificara la inversión inicial. Adicionalmente, no se obtendría un beneficio inmediato y tangible en la parte industrial, social, y ambiental de la localidad, exceptuando por las plazas de trabajo generadas en la preparación e instalación del aerogenerador en la etapa inicial. A largo plazo, definitivamente los efectos positivos del proyecto deberían impactar en la localidad y en el territorio nacional.

Se espera que los resultados del análisis que se muestra en este estudio contribuyan para continuar, en un futuro cercano, con la investigación e implementación de modelos a pequeña, mediana o gran escala, de propuestas y estudios más concretos y profundos, que den paso a diseñar proyectos eólicos que contribuyan a la productividad y desarrollo de este sitio y de otros sitios del país, especialmente por el momento que se está viviendo en la actualidad a nivel nacional y mundial, la generación alterna de energía eléctrica es el presente y futuro del desarrollo sostenible.

Este estudio cuenta con varias secciones, en donde se desglosa la información pertinente. Se describe el marco teórico donde se explican los fundamentos de la energía eólica y las principales variables de análisis que se utilizan en el uso del viento. Los antecedentes muestran el marco actual en el que la energía eólica se desarrolla, a nivel internacional como nacional. Se planteó un objetivo general y cuatro objetivos específicos. En la metodología se describen todos los procedimientos realizados para cumplir dichos objetivos. Finalmente, se discuten todas las variables dentro de los resultados encontrados, y se concluye en base a ellos, como también se hacen varias recomendaciones para futuras investigaciones o estudios similares que se deseen realizar. Se cuenta con información de varios temas dentro de este estudio en los anexos, para tener una referencia más detallada.

Dentro de los resultados principales de este estudio, se puede observar que la turbina de 2.0 MW de potencia, es la mejor alternativa para seleccionarla como turbina piloto, según las características del viento en el lugar, también mejores indicadores financieros, con una proyección de quince años. Para ser concretos, se obtuvo un Valor Presente Neto de USD \$6,497,108.77, una TIR de 25.27% y un valor B/C de 1.28. La Tasa Interna de Retorno es mayor a la Tasa Mínima Atractiva de Retorno que se considera en este estudio, la cual es de 20%, calculada en base a un promedio en la inflación de Estados Unidos en los últimos años, más la tasa de interés del préstamo y la tasa mínima de retorno considerada en inversiones para esa industria en particular. Los precios de venta de la energía eléctrica se definieron tomando en cuenta contratos de largo plazo negociados entre entidades reales de la industria eléctrica nacional y promedios históricos del precio Spot del Mercado Mayorista de energía. La Legislación Nacional, el sistema político, el entorno social y el impacto al ambiente se analizaron y se tomaron en cuenta para la selección de la opción del aerogenerador piloto de 2.0 MW de potencia.

II. MARCO TEÓRICO

A. PROPIEDADES DEL VIENTO

El viento está relacionado con varios factores climatológicos, que incluyen, directa o indirectamente, los demás elementos del medio ambiente; el calor, el agua, la presión atmosférica, entre otros. Para tener una referencia general de la forma en que transforman la energía, ver anexos.

1. Energía eólica. Los vientos son movimientos de masas de aire en la atmósfera, que son generados por diferencias en temperaturas debido al diferencial de calentamiento solar. Los dos principales factores en la circulación global del viento son la radiación solar y la rotación de la tierra y la atmósfera. Los cambios de estación o temporadas son debido a la inclinación del eje de la Tierra con respecto al movimiento de la misma alrededor del Sol. Además, la radiación solar es mayor por unidad de área cuando el sol está justo sobre el eje de la tierra, y el calor generado es transportado desde las regiones cercanas al ecuador, hacia los polos, generando el movimiento de los vientos de sitios de alta presión hacia de baja presión. Aquí se forman los vientos alisios (Nelson, 2014).

Superpuesta a esta circulación, está también la migración de ciclones y anticiclones sobre la latitud media que interrumpen el flujo general. También las corrientes a chorro, los núcleos rápidos de los vientos centrales del oeste en los niveles superiores, tienen influencia en los vientos superficiales. Los vientos locales son originados por diferencias en la presión y son influenciados por la topografía, fricción de la superficie por las montañas, valles y otras formaciones (Nelson, 2014).

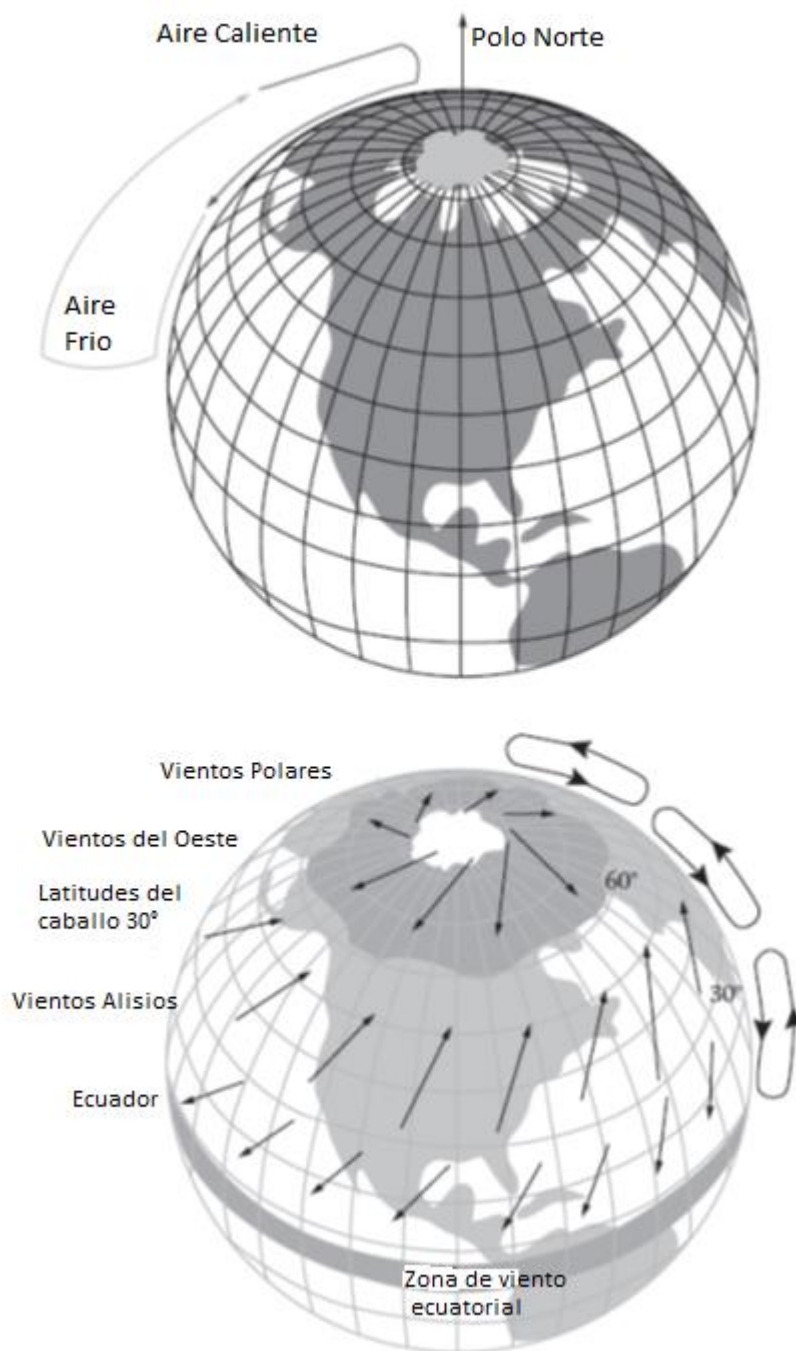
La variación diurna (24 h) es originada por diferencias de las temperaturas del día y la noche, y la diferencia de temperatura entre la superficie terrestre y los océanos causan las brisas, pero no logran ingresar tierra adentro (Nelson, 2014).

Tabla 1: Escala de tiempos y movimiento del viento en la atmósfera

Nombre	Duración	Longitud	Ejemplo
Circulación general	Semanas a años	1,000 a 40,000 km	Vientos alisios, corrientes a chorro
Escala sinóptica	Días a semanas	100 a 5,000 km	Ciclones, huracanes, tifones
Mesoescala	Minutos a días	1 a 100 km	Tormentas, brisas de mar, tornados
Microescala	Segundos a minutos	< 1 km	Turbulencias

Fuente: Nelson, 2014

Figura 1: Circulación atmosférica en el Hemisferio Norte



Fuente: Nelson 2014

2. Vientos locales. Los vientos locales se pueden generar por efectos térmicos y orográficos tales como vientos de laderas o de barreras topográficas, que son componentes de la forma y configuración del viento (Centro Brasileño de Energía Eólica, 2002).

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo. Existe un axioma (Bjerknes) que indica el movimiento o sentido de giro del viento: Cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura (Nelson, 2014).

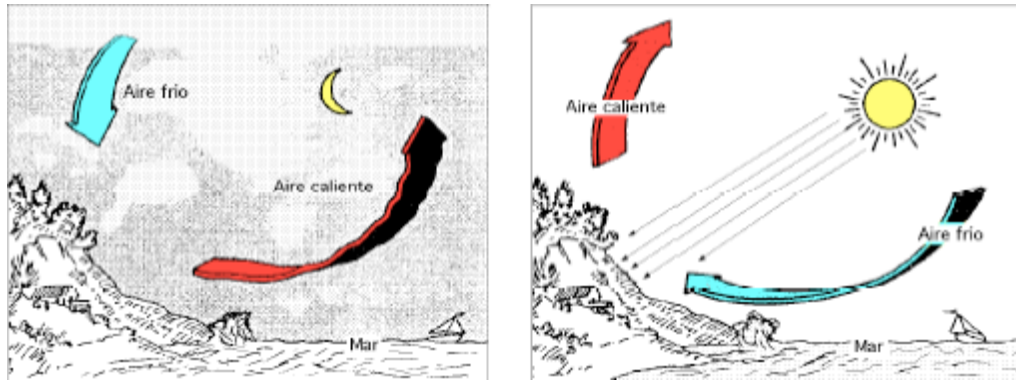
En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se determina y refiere mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico (Nelson, 2014).

Tanto los vientos generales, como los sinópticos, están ligados a la circulación atmosférica y mantienen las mismas características sobre grandes extensiones de terreno. El viento sinóptico sopla prácticamente en la horizontal, lo que permite esquematizar su movimiento por un vector orientado en el sentido hacia el cual sopla y cuyo origen está situado en el lugar de observación (Nelson, 2014).

Los vientos regionales están regidos también por desplazamientos a la escala sinóptica de las masas de aire, (que es más fina y precisa que la circulación general de Hadley) (Nelson, 2014).

a. Las brisas. Son corrientes de aire que se manifiestan durante el día y la noche en zonas costeras. Su origen se debe a la diferencia de calentamiento entre la tierra y el mar. Durante las horas de Sol, la Tierra se calienta con mayor rapidez que el mar; entonces el aire caliente de la Tierra se eleva y las masas de aire frío del mar se desplazan en dirección a la tierra ocupando los espacios dejados por el aire caliente. Luego, en la noche, se da el mismo proceso, solo que de manera inversa (Le Gourières, 1983).

Figura 2: Vientos locales y particulares



Fuente: Fernández, 2000

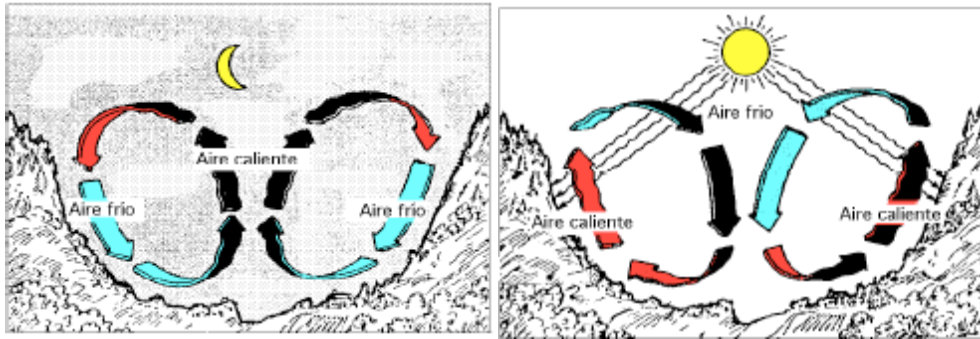
Figura 3. Brisa del mar y tierra



Fuente: Nelson, 2014

b. Vientos de laderas y valles. Estos vientos tienen origen en los valles formados entre las zonas montañosas. Cuando las laderas de los valles se calientan se origina un flujo ascendente del aire, luego, durante el medio día estas corrientes son más fuertes, lo que inicia un flujo ascendente del aire sobre el valle. Al anochecer, generalmente sucede lo contrario, ya que las cumbres se enfrían más que los valles y el aire frío desciende por las laderas, generando un flujo descendente del aire. La formación de estos vientos depende de la morfología del valle y de las características de las montañas adyacentes y su orientación (Le Gourières, 1983).

Figura 4: Vientos de valles y montañas



Fuente: Fernández, 2000

c. Vientos de barreras topográficas. Las cadenas montañosas ejercen un efecto importante en el flujo de aire que corre a través de ellas. La corriente de aire es forzada a subir para evitar un obstáculo, recuperando su trayecto original después de superar la barrera. En las cimas, los vientos alcanzan velocidades medias de 12 y 15 m/s. El aire, al pasar por las montañas, es comprimido, y posteriormente, acelerado sobre las barreras montañosas (Centro Brasileño de Energía 2002).

B. ENERGÍA Y RECURSOS EÓLICOS

1. Potencial energético de la energía eólica. A continuación se analizarán algunas propiedades y características del viento desde una perspectiva energética, sobre todo enfocándose en la teoría que ayuda a calcular la energía aprovechable del viento (Nelson, 2014).

a. Energía del viento. La energía del viento, se considera energía cinética producida por el movimiento del aire. La potencia de la energía por unidad de tiempo, está expresada como:

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

Donde:

ρ = densidad del aire (kg/m³)

V = velocidad del viento (m/s)

A = área aprovechada (m²)

P = Potencia obtenida (W)

De la ecuación anterior, se puede concluir las siguientes relaciones: La energía del viento, es directamente proporcional a la densidad del aire, al área de captación, y al cubo de la velocidad del viento (Centro Brasileiro de Energía Eólica, 2002)

b. Densidad del aire. Esta propiedad física depende de la temperatura y la presión. La densidad del aire puede obtenerse mediante la siguiente ecuación, una vez se conozcan la presión y temperatura de los sitios a analizar y se asume el aire como gas ideal:

$$(2) \rho = P/RT$$

Donde:

P = Presión del aire (N/m²)

R = constante específica para los gases (287 J/kg – K)

T = Temperatura del aire (K)

Si alguno de los datos requeridos no se encuentra disponible, como por ejemplo la presión, la densidad del aire puede ser estimada como una función de la elevación y temperatura del sitio de la siguiente manera:

$$(3) \rho = P_o / (RT e^{(-\frac{gz}{RT})})$$

Donde:

P_o = presión atmosférica estándar a nivel del mar (101.305 Pa)

g = constante gravitacional (9.81 m/s²)

z = elevación del sitio sobre el nivel del mar (m)

De la ecuación anterior, al sustituir los valores numéricos citados para P_o, R y g, la ecuación obtenida será:

$$(4) \rho = 353.05 / e^{(-\frac{0.034}{T})}$$

c. Extrapolación vertical de la velocidad del viento. La energía que se obtiene por medio de las turbinas eólicas, es generada con velocidades de viento que están a una altura del cubo del rotor. Las velocidades que se obtienen de mediciones con anemómetros generalmente, están a diferentes alturas con respecto al cubo del rotor, por lo tanto, es preciso corregir las velocidades medidas con dicho equipo (h) a una altura (H) de la producción de energía. Para tal efecto, es necesario determinar el comportamiento del perfil de velocidad local, que dependerá de las características topográficas del terreno y que afectan la capa límite atmosférica, por lo tanto, hay que extrapolar los datos de velocidad al nivel deseado, tomando de referencia la topografía local (Hagerby *et al*, 2004).

Para esto se encuentran dos formas: La extrapolación por la Ley Exponencial de velocidad y la extrapolación por Ley Logarítmica de velocidad.

d. Ley Exponencial de la velocidad. Considerando un anemómetro a una altura h , se tiene la siguiente ecuación:

$$(5) V(z) = V(h) * \left(\frac{z}{h}\right)^\alpha$$

Donde:

$V(z)$ = velocidad a la altura z (velocidad a la altura del rotor de la turbina)

$V(h)$ = velocidad a la altura de referencia h medida con anemómetro

α = parámetro que determina el perfil de velocidad que depende de la topografía local. Tomar de referencia el cuadro de valores α .

Tabla 2. Valores de Coeficiente α

Tipo de terreno	Valor de α
Playas	0.10
Nieve	0.10
Mar	0.10 a 0.14
Pastizal menor	0.13
Pastizal y maleza alta	0.14 a 0.19
Terrenos abiertos	0.16
Áreas suaves	0.30
Áreas rurales con árboles	0.20
Suburbios	0.23 a 0.32
Áreas urbanas	0.25 a 0.40

Fuente: Centro Brasileño de Energía Eólica, 2002

e. Ley logarítmica de velocidad. Esta ley expresa la relación entre la velocidad del viento a una altura de referencia h y la velocidad deseada a una altura z , tomando de base la rugosidad del terreno.

$$(6) \frac{V(z)}{V(h)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}$$

Donde:

V(h) = velocidad a la altura de referencia h

V(z) = velocidad a la altura buscada z

Z₀ = rugosidad del terreno

La rugosidad del terreno la constituye todas las deformidades y obstáculos que tiene una extensión natural o artificial. En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno, mayor será el efecto de la disminución de las velocidades que experimente el viento, por los posibles obstáculos que al final influyen en el mismo. En el cuadro siguiente se listan los valores típicos de z₀, los cuales aparecen clasificados en grandes categorías por tipos de terreno (Hagerby *et al*, 2004).

Tabla 3. Rugosidades para diferentes tipos de terreno

Clasificación	Características del terreno	Rugosidad z ₀ (m)
Clase 0 Superficies suaves	Superficies suaves como lagos, mares	10 ⁻⁵
	Áreas desérticas	3X10 ⁻⁴
	Superficies nevadas suaves	10 ⁻³
Clase 1 Terreno levemente ondulado	Suelos descubiertos suaves	5X10 ⁻³
	Áreas engramadas, vegetación rastrera	0.01
	Áreas con pocas construcciones y árboles Áreas de aeropuerto con construcciones y árboles	0.03
Clase 2 Terreno ondulado	Terrenos con apariencia abierta	0.05
	Terrenos con apariencia fachada	0.10
Clase 3 Terreno bastante ondulado	Muchos árboles con arbustos	0.20
	Florestas y obstáculos próximos	0.30
	Suburbios y ciudades pequeñas	0.40

Fuente: Centro Brasileño de Energía Eólica, 2002

f. Distribución de velocidad. La cuantificación del recurso eólico se puede realizar ajustando el histograma de velocidad por alguna función de la densidad de probabilidad o usando una distribución de velocidad de viento f(v). Esta última forma de tratamiento es más práctica ya que se puede estimar

la fracción del tiempo que el viento sopla por encima de la velocidad de entrada en funcionamiento de una turbina eólica (Hagerby *et al*, 2004).

Los datos recogidos del sitio a evaluar permiten construir un histograma de velocidades con el tiempo. El análisis de los datos es útil para obtener gráficamente la distribución de frecuencias y el resultado puede ser utilizado para estimar la energía generada por un sistema eólico. Diversas funciones de distribución se estudian con tal finalidad. Siendo éstas: Distribución de Weibull, Distribución Rayleigh, Distribución log-normal, Distribución de Plank, Distribución Inversa Gaussiana, Distribución Gama, Distribución Chi-cuadrado y Distribución Exponencial.

De todas ellas, la Distribución de Weibull es la función más utilizada, ya que ha reportado los mejores resultados. Sin embargo, se recomienda su uso para análisis estadístico, cuando las velocidades sean superiores a 3 m/s. La expresión de la densidad de distribución de la velocidad de Weibull está dada por:

$$(7) f(v) = \frac{k}{c\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1}} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Donde “c” es el factor de escala en m/s y está relacionado con la velocidad media. La variable “k” es el factor de forma, es adimensional y está relacionado con la varianza (σ^2) de velocidades de viento respecto a la velocidad media.

g. Turbulencia. Esta variable es muy importante si se desea aprovechar el recurso del viento para generación de energía. Los valores de la intensidad de turbulencia en tierra varían entre el 10% al 15% y usualmente disminuyen con la velocidad. En el mar puede ser del 5%, pero aumenta con la velocidad del viento debido a las olas. Valores cercanos al 20% se consideran excesivos y causan mucho daño por fatiga al material utilizado en las turbinas eólicas.

Las empresas fabricantes de tecnología y material para la industria de generación de energía eléctrica por medio del viento, por ejemplo, Nordteco, prescriben valores de 16% a 18% para el diseño típico de operación en un campo eólico, incluyendo efectos de estela (Nordteco, 2005).

h. Distribución de dirección del viento. La distribución estadística de los datos de dirección del viento o Rosa de los vientos (‘Wind Rose’) se obtiene de la misma forma que para los valores promedios de velocidad pero gráficamente se expresa diferente.

La dirección de los vientos es importante para el diseño de un parque eólico generador de energía eléctrica, y también para comprender el origen de la turbulencia en ciertas partes. Particularmente sobre terrenos montañosos o irregulares, la dirección del viento determinará factores como: la posición y distribución de turbinas sobre el terreno, la máxima proximidad entre equipos

generadores permitida, el tamaño y cantidad de turbinas necesarias para aprovechar el recurso eólico viable en el espacio determinado (Centro Brasileiro de Energía Eólica, 2002).

i. Factor de capacidad. Este factor, (o de planta) es un indicador para medir la productividad de una planta de generación eléctrica. Este indicador compara la producción real, durante un periodo específico, con la cantidad indicada de plena capacidad o capacidad máxima en el mismo tiempo (Centro Brasileiro de Energía Eólica, 2002).

$$(8) \text{ Factor de capacidad (FC)} = \frac{\text{producción real}}{\text{producción teórica}} \times 100\%$$

2. Mediciones del viento. Los principales parámetros que deben ser registrados para la estimación del recurso eólico son velocidad y dirección del viento. Otras variables complementarias también pueden ser medidas, tales como temperatura, radiación solar y presión barométrica. Para un mayor detalle de la intensidad de turbulencia y estudio de la estabilidad atmosférica también se pueden medir las velocidades verticales y la variación de la temperatura con la altura.

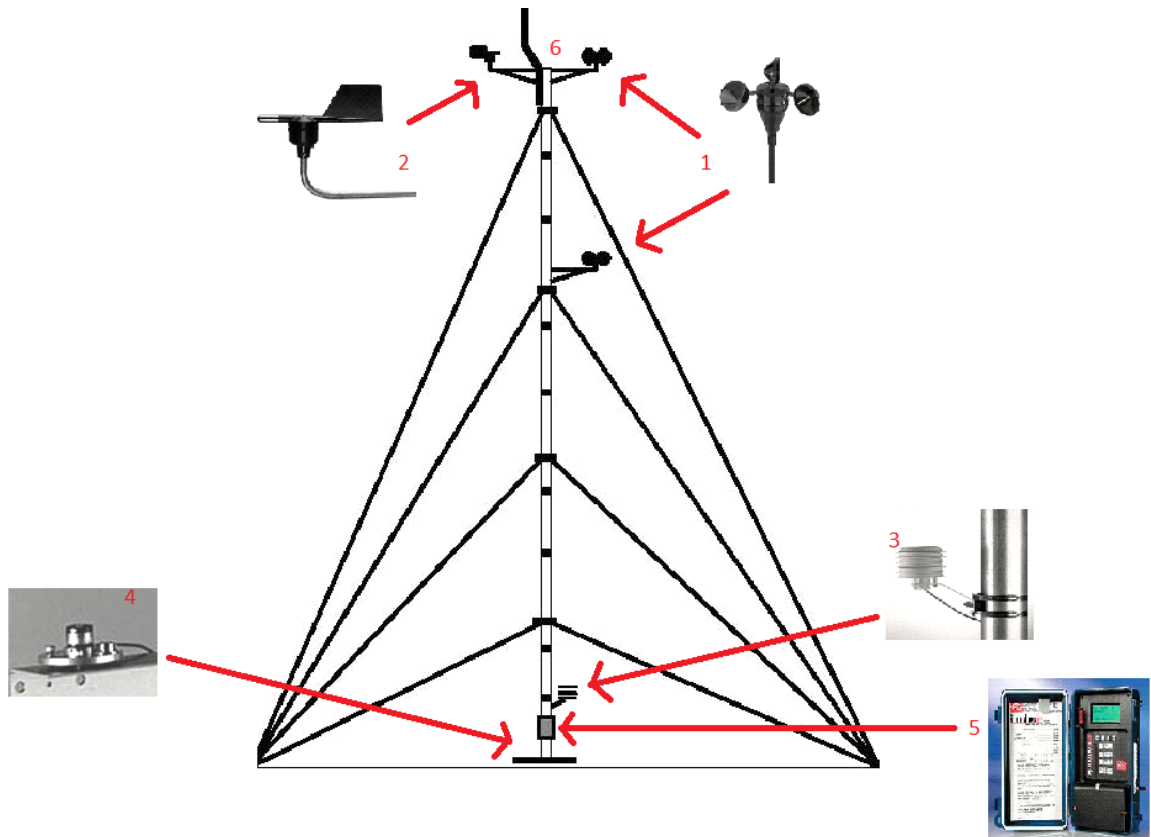
3. Velocidad del viento. Para una prospección eólica detallada se recomienda utilizar torres con mediciones a varias alturas, para determinar el perfil de velocidades. El manual NRG recomienda realizar mediciones a las siguientes alturas, en el lugar de interés: a 10 m, 25 m y 40 m. La primera es la altura patrón de condiciones meteorológicas; la segunda es la medida mínima alcanzada por los álaves de la torre y se utiliza para conocer el régimen de vientos. Las mediciones a 40 m se consideran la media representativa de los cubos de las turbinas eólicas, ya que muchas de ellas se encuentran entre 40 y 60 m de altura (Centro de Energía Eólica Brasil, 2002).

4. Dirección de viento. Permite determinar las direcciones de los vientos predominantes mediante la instalación de veletas a la misma altura que los anemómetros. Esta información es importante para identificar los terrenos con mejor forma y orientación, permitiendo optimizar el flujo energético generado por las turbinas eólicas.

5. Temperatura. La medición de la temperatura del aire es importante para conocer las condiciones de operación de una turbina eólica. Se recomienda instalar la medición a 2 o 3 m del suelo. La temperatura se utiliza para determinar la densidad del aire y por ende, la energía del viento del lugar. Esta variable puede ser obtenida de alguna estación meteorológica cercana.

Torre base de medición de variables eólicas. Una torre típica de 10 m de altura está compuesta por la veleta, anemómetro, pararrayos, medidor de temperatura, registrador, y la torre con sus tendales, generalmente cuando son tubulares (NRG, 2005).

Figura 5: Elementos de una torre de medición de viento



Fuente: Energía Eólica en Guatemala, MEM 2007

1. Medidores de velocidad, ubicados uno a 20 y el otro a 30 m de altura, debidamente calibrados.
2. Medidor de dirección de viento, ubicado a 30 m de altura.
3. Sensor de temperatura.
4. Sensor de radiación solar
5. Registrador (Data logger)
6. Pararrayo
7. Torre tubular con sus tensores
8. Baliza

C. HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

1. Administración: Análisis FODA Esta herramienta administrativa es muy útil y permite visualizar de manera completa factores importantes a tener en cuenta para montar este tipo de proyectos y de la organización que los dirigirá. El análisis FODA (F= Fortalezas, O = Oportunidades, D= Debilidades, A = Amenazas) está orientado a listar un serie de factores

comunes que envuelven el sector particular de una organización o proyecto. Adicionalmente, se utiliza la matriz TOWS (T= *Threats*, O= *Oportunities*, W= *Weaknesses*, S= *Strengths*), que tiene un alcance más amplio que la anterior matriz. El análisis TOWS, tiene un marco conceptual para un análisis sistemático que facilita el apareamiento entre las amenazas y oportunidades externas, con las debilidades y fortalezas internas de la organización (Koontz, 2004).

- **Fortalezas:** son las capacidades especiales con que cuenta la empresa, organización o proyecto, y que le permiten tener una posición privilegiada frente a otros entes o alternativas. Recursos que se controlan, capacidades y habilidades que se poseen, actividades que se desarrollan positivamente y que nadie más genera o tiene la posibilidad de generar cercano al sector, etc (Koontz, 2004).

- **Oportunidades:** son aquellos factores que resultan positivos, favorables, explotables, que se deben descubrir en el entorno en el que actúa la empresa u organización, y que permiten obtener ventajas competitivas frente a otros proyectos o inclusive a la posibilidad de no ejecutar acciones (Koontz, 2004).

- **Debilidades:** son aquellos factores que provocan una posición desfavorable frente al ambiente global que rodea a la empresa, organización o proyecto, recursos de los que se carece, habilidades que no se poseen, actividades que no se desarrollan, conocimiento que no se tiene, etc. (Koontz, 2004).

- **Amenazas:** son aquellas situaciones que provienen del entorno y que pueden llegar a atentar incluso contra la permanencia de la organización o del proyecto, tanto en planeación, ejecución como en la operación del mismo, atentando contra su correcto funcionamiento y por ende, llevándolo al cierre o cese de la organización. (Koontz, 2004).

2. Administración de operaciones. Producción es la creación de bienes y servicios. Administración de operaciones es el conjunto de actividades que crean valor en forma de bienes y servicios al transformar los insumos en productos terminados. Las actividades que crean bienes y servicios se realizan en todo tipo de organizaciones. Sin importar que el producto final sea un bien o servicio, o la combinación de ambas, las actividades de producción que ocurren en la organización se conocen comúnmente como operaciones, o administración de operaciones (Heizer y Render, 2009).

Para crear bienes y servicios todas las organizaciones desarrollan tres funciones, las cuales son los ingredientes necesarios para la producción y supervivencia de la organización, estas son las siguientes:

- Mercadeo, el cual genera la demanda, o al menos, toma el pedido de un producto o servicio.
- Producción y operaciones, crean el producto o servicio.
- Finanzas y contabilidad, hacen un seguimiento de cómo una organización funciona, paga facturas y recauda dinero.

(Heizer y Render, 2009)

La administración de operaciones es una de las tres funciones principales de una organización y se relaciona integralmente con el resto de las funciones empresariales. Todas las organizaciones comercializan (venden), financian (contabilizan), y producen (operan) (Heizer y Render, 2009).

El proceso de administración consiste en planear, organizar, asignar personal, dirigir y controlar. La administración de operaciones aplica este proceso de administración a las decisiones que se toman en función de la organización.

La administración de operaciones maneja diez decisiones estratégicas, las cuales estudia y enfoca sus actividades, son diez ejes fundamentales por los que debe de pasar una organización:

- Diseño de bienes y servicios
- Administración de la calidad
- Estrategia del proceso
- Estrategia de localización
- Estrategias de distribución de instalaciones
- Recursos humanos
- Administración de la cadena de suministro
- Administración de los inventarios

- Programación
- Mantenimiento

(Heizer y Render, 2009)

3. Administración financiera. Área de las finanzas que se ocupa de administrar activamente los asuntos financieros de cualquier tipo de empresas, financiera o no, privada o pública, grande o pequeña, lucrativa o sin fines de lucro. Estudian y analizan tareas financieras tan diversas como la planificación, manejo de créditos, la evaluación de fuertes gastos o inversiones, y la recaudación de dinero para financiar las operaciones de la organización (Gitman, 2007).

Otra faceta muy importante y que se complementa con la administración financiera, es la ingeniería económica, esta implica formular, estimar y evaluar los resultados económicos cuando existen alternativas disponibles para llevar a cabo un propósito definido. Esta herramienta de suma utilidad ayuda con técnicas matemáticas a simplificar las comparaciones entre alternativas económicas (Blank, 2002).

Los conceptos, como tasa de interés, tasa de retorno, flujos de efectivo, inversión y capital, préstamos, tasa mínima atractiva de retorno, valor presente neto, entre otros, son importantes para definir y tomar decisiones concretas con respecto al manejo de dinero en una organización. Estos conceptos son manejados por la misma ingeniería económica y la administración financiera, y son de vital importancia conocerlos lo más detallado posible para tomar las mejores decisiones (Blank, 2002).

Todas estas herramientas de la ingeniería industrial aportan un valioso análisis para tomar decisiones adecuadas en el funcionamiento de una organización. Es clave, antes de iniciar cualquier actividad en una organización, ya sea un proyecto a gran escala o implementar un nuevo método de trabajo, analizar los factores importantes que influirán, esto se consigue de manera detallada, realizando primero un Análisis PESTEL, para conocer específicamente todos los factores y externos que existen en el entorno de la industria a la que se desea ingresar. Luego una matriz FODA como herramienta administrativa, para saber con exactitud las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que un proyecto tiene, antes de realizar cualquier análisis financiero, administrativo, u operacional.

Si en el FODA se demuestra de manera cualitativa que hay una combinación de fortalezas y oportunidades de mayor peso a las debilidades y amenazas, entonces se procede al análisis administrativo y financiero del proyecto propuesto.

También es necesario iniciar con la propuesta de un modelo para administrar las operaciones del proyecto, los resultados finales de ambos análisis indicarán si finalmente, el proyecto es viable financieramente hablando (genera ganancias) y si las operaciones fueron diseñadas estratégicamente y de manera funcional para maximizar la eficiencia del proceso productivo del proyecto, cubriendo las diez áreas de administración de operaciones si son aplicables.

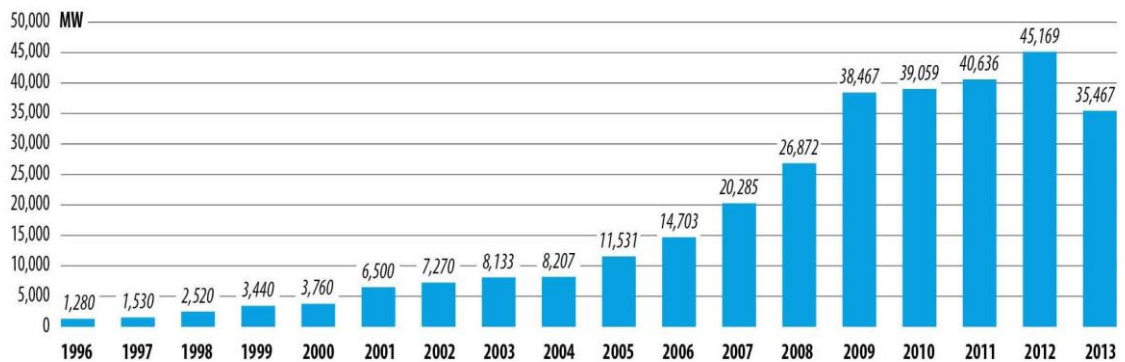
Finalmente, es conveniente complementar todas las herramientas anteriores y los análisis respectivos, con las Cinco Fuerzas de Porter, las cuales son de gran ayuda para profundizar aún más en la industria donde se desea competir, resumen los elementos a tomar en cuenta para iniciar operaciones en un mercado dado, analizando el papel de la competencia, el poder de negociación de los proveedores, los productos o servicios sustitutos, la posibilidad de nuevos competidores que ingresan al mercado, y los compradores o clientes de dicho mercado. Las cinco fuerzas de porter se incluyen en el FODA

III. ANTECEDENTES

A. EL RECURSO EÓLICO EN EL MUNDO

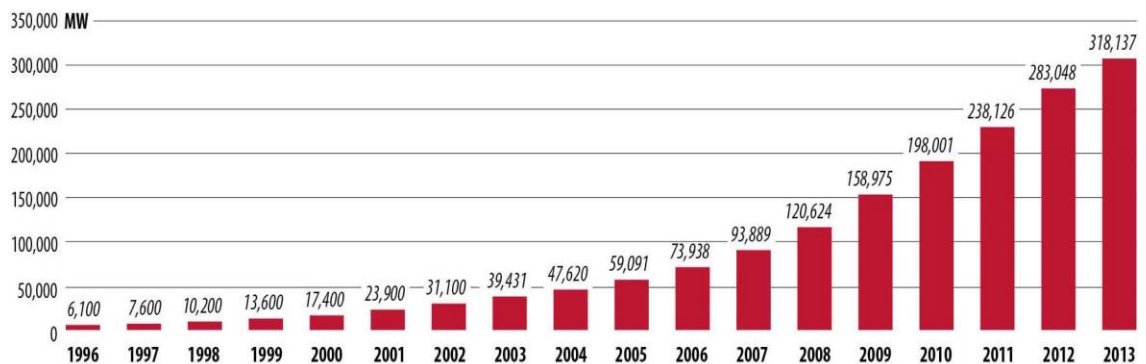
La energía eólica instalada en el mundo creció alrededor de un 12,5% en 2013, hasta situarse en 318.137 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania y España son los primeros productores mundiales. (GWEC, 2013)

Figura 6: Potencia eólica anual instalada en el mundo. 1996-2013



Fuente: GWEC 2014

Figura 7: Potencia eólica instalada acumulada. 1996-2013



Fuente: GWEC 2014

Desde finales del siglo XX, (década de los 90 sobre todo), el interés, investigación y desarrollo de la industria eólica fue patente. En muchos lugares del mundo se realizaron investigaciones, mediciones y estudios sobre la abundancia del recurso viento y su aprovechamiento como fuente de energía eléctrica.

B. PROYECCIONES Y VIENTO EN AMÉRICA LATINA

En Latinoamérica existen excelentes recursos eólicos, de los mejores en el mundo, además, la potencia generada por el viento en la industria eólica, está llamada a ser un importante ente generador de energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda de energía en la región (GWEC Outlook, 2014).

A finales del año 2009 se registró más de 1,072 MW de capacidad instalada en generación de energía por medio del viento en toda la región. Luego en el 2011, se había duplicado la capacidad instalada hasta 2330 MW. A finales del 2013 la capacidad instalada nuevamente registro un aumento aproximado del 100%, alcanzando la cantidad de 4,765 MW, con Brasil registrando un total del 70% de esta capacidad instalada (GWEC Outlook, 2014).

Países como Brasil, el mayor generador de energía eléctrica por medio del viento, Chile como una potencia del continente americano, Argentina y Uruguay son los naciones más avanzadas en dicho sector de generación, alcanzando la mayoría de porcentaje en el negocio, cubriendo las demandas y generando desarrollo y empleo para las economías vecinas y propias.

Otros mercados en la región, pequeños pero en desarrollo como Centroamérica incluyen: Costa Rica que tiene una potencia instalada de 148 MW a finales del 2013; Honduras, con 102 MW instalados en las mismas fechas; Nicaragua, que alcanzó 145.7 MW de potencia generada. Otros proyectos están en estudio y posible instalación en Guatemala, Belice, El Salvador y Panamá. También se encuentran países como Ecuador que tiene instalada una capacidad de 30 MW de generación; Colombia ha instalado 11.7 MW; y República Dominicana tiene 33 MW de potencia generada. Todas estas naciones han alcanzado niveles de generación suficientes para entrar en la industria de generación de potencia del viento y siguen en desarrollo más proyectos (GWEC Outlook, 2014)

C. EL VIENTO EN AMÉRICA CENTRAL

Uno de los estudios que ha tenido vigencia y probó ser muy útil, destacando su aporte en investigación y medición del recurso eólico en el Istmo centroamericano se llama: *El viento en Centroamérica*, (Morales, 1994). Este informe presenta los resultados del estudio del potencial eólico en la región centroamericana durante un aproximado de dos años.

El estudio consistió en la recopilación y análisis de información meteorológica de cada país y de la obtención de datos por medio de una red de estaciones instaladas como parte del estudio.

Se instalaron 19 equipos de medición, todos contaban con un anemómetro que medía dirección y velocidad, colocados en torres de 30 metros de altura sobre bases firmes (Morales, 1994).

Este estudio concluyó que en Guatemala hay tres departamentos con mayor potencial eólico, los cuales son: Escuintla, Jutiapa y Zacapa. En algunas ubicaciones de estos departamentos las velocidades del viento están entre 5 y 7 m/s. Estas condiciones favorables son producto de la influencia de los vientos alisios que en estas zonas tienen un patrón constante y definido (Morales, 1994).

Otro lugares que el estudio arroja como potencialmente aprovechable el recurso eólico es el altiplano con velocidades de 3 a 5 m/s. Las velocidades en la región sur del país varían entre 4-5 m/s, lo particular de esta región es que una corriente de brisas lo cubre cada cierto tiempo. La potencia generada aquí no está a niveles comerciales ni para colocar grandes turbinas eólicas, pero si para aprovechar en pequeñas turbinas generadoras que electrifiquen pequeñas redes rurales aisladas o para aplicaciones hidráulicas y mecánicas (Morales, 1994).

El estudio finaliza con una lista de lugares que presentan las condiciones óptimas en general y mejor oportunidad de desarrollo para generar electricidad por medio del viento, aunque menciona también que no se lograron obtener datos más exactos en localidades de la ciudad capital y otras áreas con posibilidades eólicas (Morales, 1994). Las regiones consideradas para desarrollo de granjas eólicas son: Comapa y Agua Blanca en Jutiapa, Palín-Escuintla, y Huité-Zacapa.

1. Otros manuales sobre energía eólica. En el año 2002 la organización Biomass User Network Central America (BUN-CA) realizó un manual enfocándose en la energía renovable de la región centroamericana, y en el caso de la energía eólica en Guatemala menciona que hay seis sitios con características eólicas adecuadas y aprovechables para la generación de energía eléctrica (BUN-CA 2002)

Tabla 4: Proyectos posibles de generación eléctrica por medio del viento

Nombre del proyecto	Capacidad a instalar
Parque eólico Buenos Aires	20 MW
Parque eólico Huité	15 MW 1ra fase, a 60 MW última fase
Cerro Miramundo	3.2 MW
Proyecto Quince	4 kW
Sistema Santa Bárbara	10-15 kW
Amatitlán	Sin potencial al momento

Fuente: BUN-CA, 2002

También menciona factores que dificultan el desarrollo de la energía eólica en el país, como: recursos financieros, disponibilidad y accesos a la información, capacidad de recurso humano, barreras tecnológicas, vías de transporte y condiciones de mercado desfavorables (BUN-CA, 2002).

D. CONDICIONES DEL VIENTO EN GUATEMALA

Guatemala se encuentra afectado por el patrón de los vientos alisios. Estos vientos se desplazan con una componente del Norte (puede ser NNE, NE, NNO) durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero; debido a un sistema de alta presión que se ubica por esa época en la parte central de los Estados Unidos Norteamericanos y la prolongación de este sistema de presión a través del Golfo de México y la Península de Yucatán (en la República Mexicana), el viento penetra al territorio del Golfo de México por el departamento de Izabal y se encañona entre las Sierras del Merendón y Las Minas (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía).

Estos hacen que los vientos se aceleren y registren velocidades un poco más altas en el oriente del país. Estos vientos pasan a la zona central y se dirigen a la parte noroeste del país disminuyendo considerablemente su velocidad, el área cubierta por estos vientos estaría comprendida entre la Sierra de los Cuchumatanes y el Pie del Monte de la Costa Sur (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía).

Durante los meses de marzo a junio, el viento mantiene un componente Sur, por la presencia de sistemas de baja presión ubicados a lo largo del Océano Pacífico que son responsables de gobernar la circulación o flujo del viento. Cuando estos sistemas de presión son los suficientemente grandes, hacen que el viento logre rebasar los macizos montañosos del Pie de Monte y la Sierra de los Cuchumatanes, llegando hasta los departamentos de Alta Verapaz, Huehuetenango y El Quiché (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía).

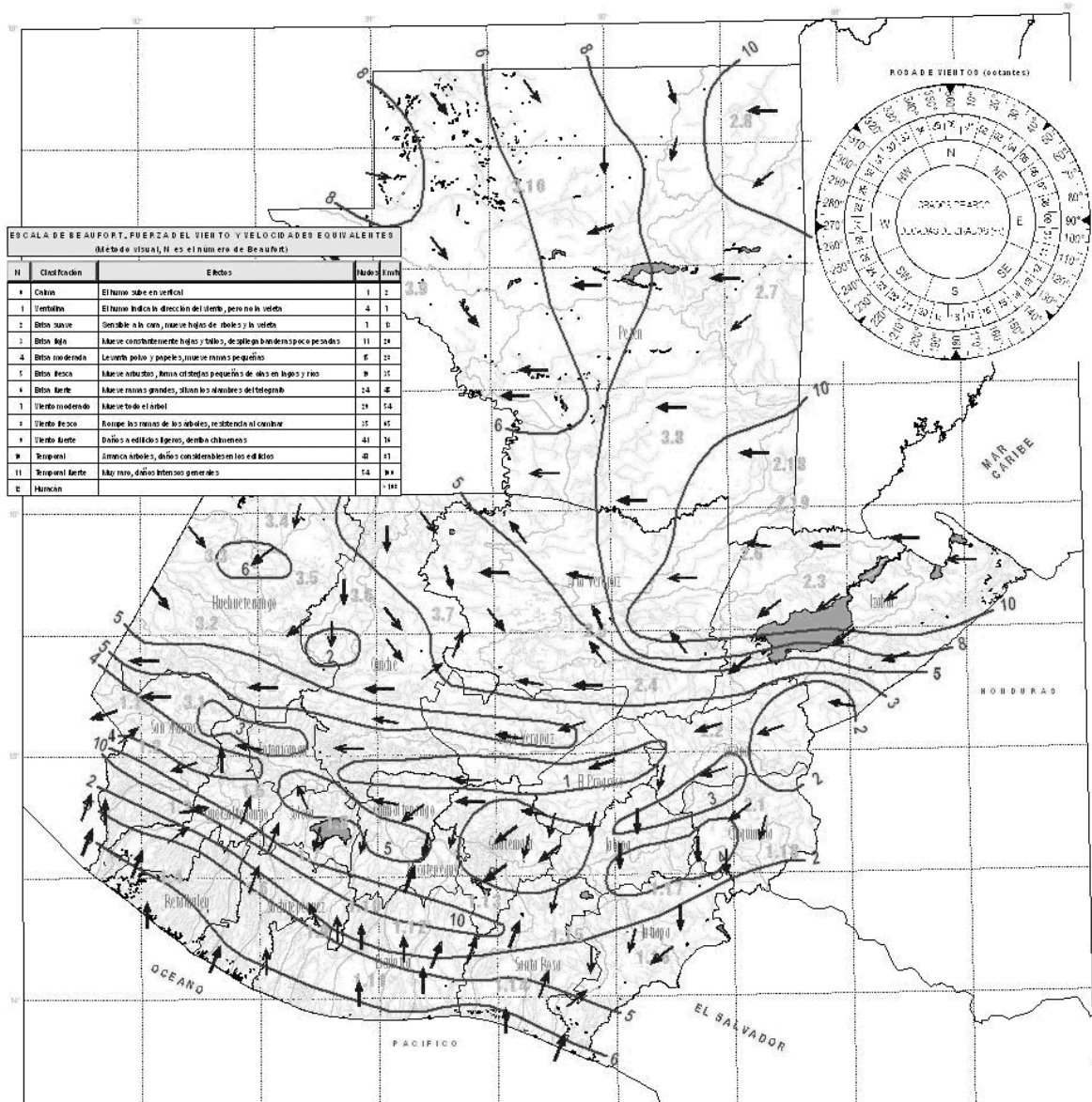
En los restantes meses de julio a septiembre, el viento también mantiene una componente Norte, debido a la presencia del anticiclón semipermanente del Atlántico, que mantiene un flujo a través del departamento de Izabal; excepto en situaciones donde aparecen los huracanes o tormentas tropicales que hacen que el flujo cambie completamente, pero ello, es forma transitoria (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía).

Existen lugares que han sido evaluados, lográndose llevar los estudios a nivel de factibilidad. Dentro de estos estudios se encuentra el proyecto eólico Buenos Aires, con una potencia de 15 MW

y una producción en promedio anual de energía de 40 GWh (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía).

Este proyecto se encuentra en el lado sur oriente del departamento de Guatemala, en la falda del volcán de Pacaya y a 35 kilómetros de la ciudad capital de Guatemala. En el documento denominado Plan de Negocios, del Proyecto Eólico El Rodeo, se contempla la instalación de un potencia de 3,900 kW y una producción anual de 11,100,672 kWh. Este proyecto se encuentra ubicado en la aldea El Rodeo del municipio de San Marcos, a 285 kilómetros de la ciudad capital de Guatemala (Energía del viento en Guatemala, MEM 2007).

Figura 8: Dirección y circulación del viento en Guatemala

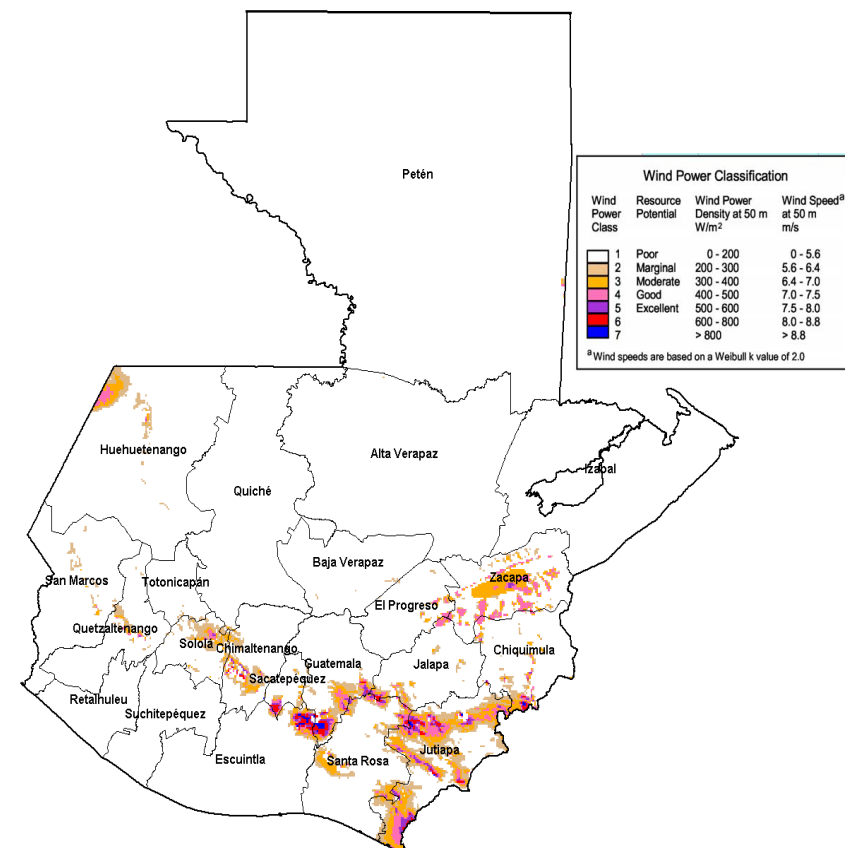


Fuente: INSIVUMEH, 2002

1. Proyecto: Solar and Wind Energy Resource Assesment. (SWERA). El Ministerio de Energía y Minas -MEM- con el resto de ministerios de los países de Centroamérica, con la ayuda técnica y financiera del Programa de las Naciones Unidas (PNUMA), unieron esfuerzos para el desarrollo de la energía eólica el cual consistió en la elaboración de un mapa potencial eólico para América Central, dentro del proyecto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) en el 2004. Uno de los productos es un mapa que brinda la información de este recurso, identificándolo por clases de acuerdo a la velocidad que presenta. Estas clases van desde 1, que significa un recurso pobre con velocidades de 0 a 5.6 m/s hasta las clases 5, 6 y 7, que se consideran que tienen un recurso excelente aprovechable y que logra alcanzar velocidades de 7.5 m/s en adelante. Otra de las variables identificadas en el mapa es el término “densidad de potencia” que nos indica la potencia por unidad de área que presenta el sitio. A la clase 5 le corresponde un rango de 500-600 W/m². La altura de referencia para estos es de 50 m y 30 m en algunos sitios (Ministerio de Energía y Minas, SWERA, 2004).

Las regiones que presenta este mapa con potencial de viento clase 5 en adelante, se ubican en los municipios de Villa Canales y San José Pinula (Guatemala), Alotenango (Sacatepéquez), Patzún (Chimaltenango), Sololá (Sololá), Mataquescuintla (Jalapa), San Rafael Las Flores (Santa Rosa), Huité y Zacapa (Zacapa), y del departamento de Jutiapa se indican las regiones de Comapa, Moyuta, y Jutiapa (Jutiapa) (Ministerio de Energía y Minas, SWERA, 2004).

Figura 9: Mapa de potencial eólico



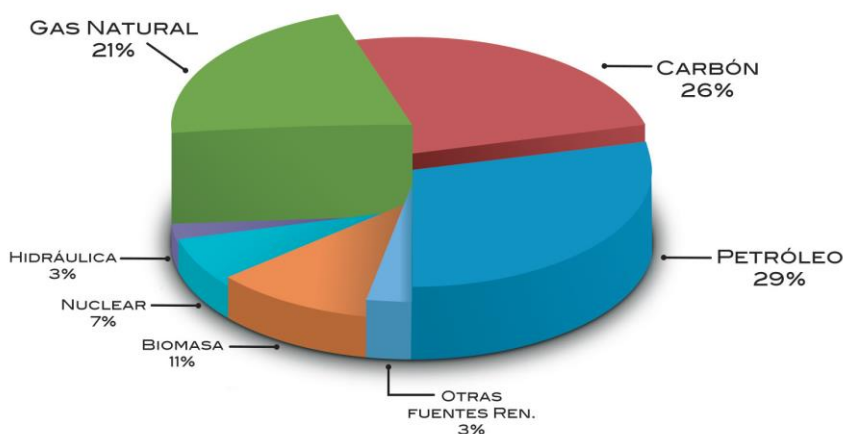
Fuente: MEM 2007

E. SITUACIÓN GENERAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

Con respecto a la demanda mundial de energía, los países enfrentan varios desafíos para definir una política energética que facilite el proceso hacia un desarrollo sostenible. Entre estos desafíos se encuentran: los altos precios del petróleo y su volatilidad, el cambio climático y la contaminación ambiental; la promoción de la seguridad y el autoabastecimiento energético; el acceso a recursos para inversión; y el uso eficiente y racional de los recursos energéticos. A este panorama, se suma la demanda mundial de energía que, según estadísticas internacionales registradas por la Agencia Internacional de Energía (AIE, siglas de US Energy Information Administration) proyectan un crecimiento de la demanda mundial de energía, para el periodo 2013-2030 de 32% pasando de 12,324 Mtep, en el año 2012, a 16,206 Mtep, en 2030 (US Energy Information Administration 2013).

Para el año 2012, de la fuente de energía primaria, los principales combustibles que abastecen el consumo mundial son el petróleo (33%), el carbón (30%), y el gas natural (24%). La fuente de energía primaria renovable (incluyendo hidroelectricidad y otras fuentes) aporta únicamente el 8%. En la siguiente gráfica se estiman los datos energéticos y sus consumos para el año 2030. (US Energy Information Administration, 2013)

Figura 10: Proyección de la demanda mundial de energía al 2030, según la fuente de consumo.

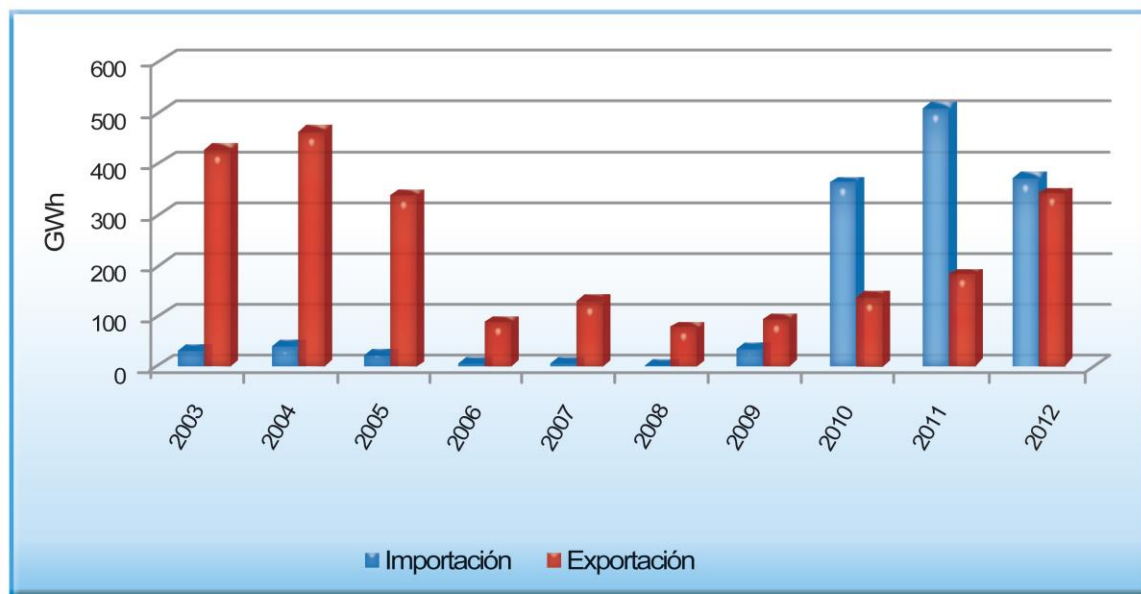


Fuente: MEM -Política Energética- 2013

F. MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

Guatemala es el país que tiene la mayor capacidad instalada (2,700 MW), y por lo tanto, también es el principal exportador de energía eléctrica en Centroamérica y Panamá. En el año 2009, oficialmente entró a operar la interconexión eléctrica entre Guatemala y México. Con esto el país dio apertura a otra oportunidad de realizar transacciones de importación y exportación de energía eléctrica que permitan garantizar el abastecimiento de la demanda a precios competitivos. Observar la siguiente gráfica que muestra resultados de comercialización de energía entre 2003-2012 (Ministerio de Energía y Minas, Unidad Energía 2013).

Figura 11: Importación y exportación de energía eléctrica



Fuente: Estadísticas Energéticas de la unidad de Energía – MEM

Con la puesta en vigencia de la regulación definitiva del MER (Mercado Energético Regional), en el año 2013, se espera un incremento de las transacciones comerciales, lo cual puede incentivar el mercado de electricidad intrarregional desde México hasta Panamá. Ello permitirá mayores opciones para garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los países de la región, así como nuevas oportunidades de inversión en generación eléctrica en el país (Ministerio de Energía y Minas, Política Energética 2013).

G. POTENCIAL ENERGÉTICO

Guatemala posee una amplia biodiversidad, lo que le permite contar con recursos naturales para la generación de energía. Entre estos recursos se encuentra el potencial hidrocarburífero. También por su ubicación y geografía otro recurso de generación de energía es el agua, el potencial hídrico es importante por la centralización de ríos que desembocan tanto en el Océano Pacífico y el Atlántico (Ministerio de Energía y Minas).

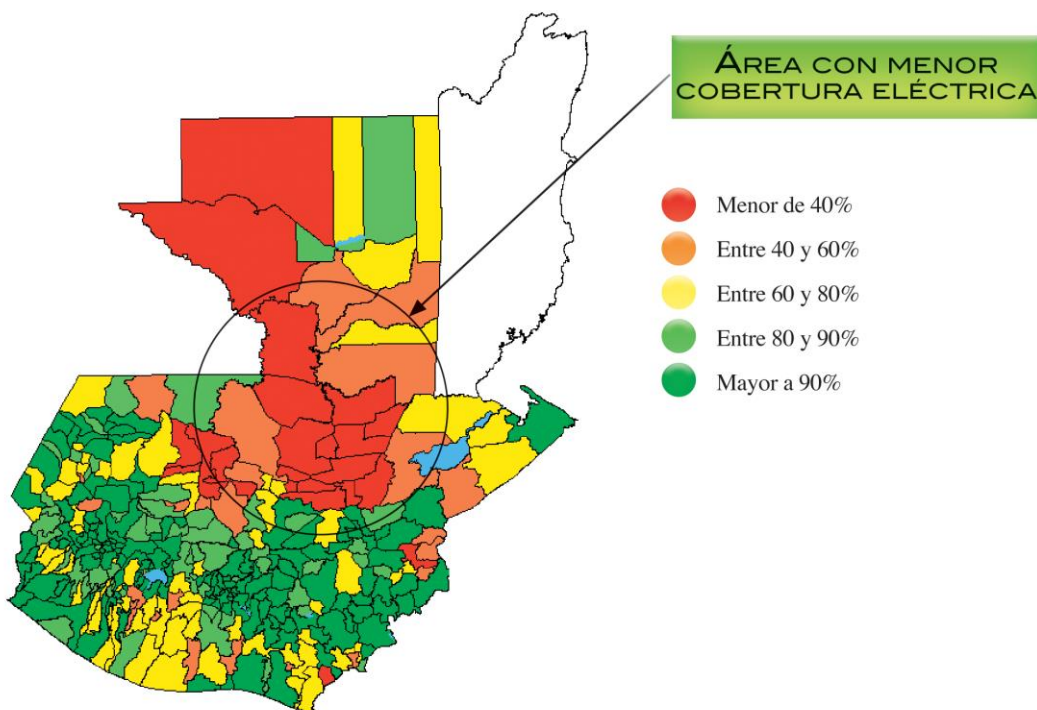
En cuanto al potencial geotérmico, Guatemala es un país volcánico que posee 36 volcanes y estos se encuentran distribuidos en una extensión aproximada de 30 kilómetros. Además el potencial solar del país es aproximadamente de 200,000 TWh. Otro importante recurso es el viento, el territorio nacional cuenta con una extensión de 1,568 km² en donde la clase de viento se clasifica como clase 4 o superior, lo cual podría generar energía eléctrica en el orden de magnitud de 20,000 GWh, por año (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía 2013).

Otro factor importante, que actualmente es aprovechado en la industria azucarera guatemalteca, es la cogeneración por biomasa, la participación de dicha industria en la matriz energética es de 350 MW a la fecha (Ministerio de Energía y Minas, Unidad de Energía 2013).

H. ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el año 2012, el índice de cobertura eléctrica registro un 85.6%, lo cual muestra que aún persisten diferencias de brechas en el índice de electrificación en distintas regiones. Ello evidencia la necesidad de inversión en electrificación en el área rural, especialmente. El departamento con mayor cobertura eléctrica es Guatemala, con un 97%, mientras que el que cuenta con menor cobertura eléctrica es Alta Verapaz, con un 35.4% (Unidad de Energía -MEM- Política Energética 2013)

Figura 12: Cobertura eléctrica municipal

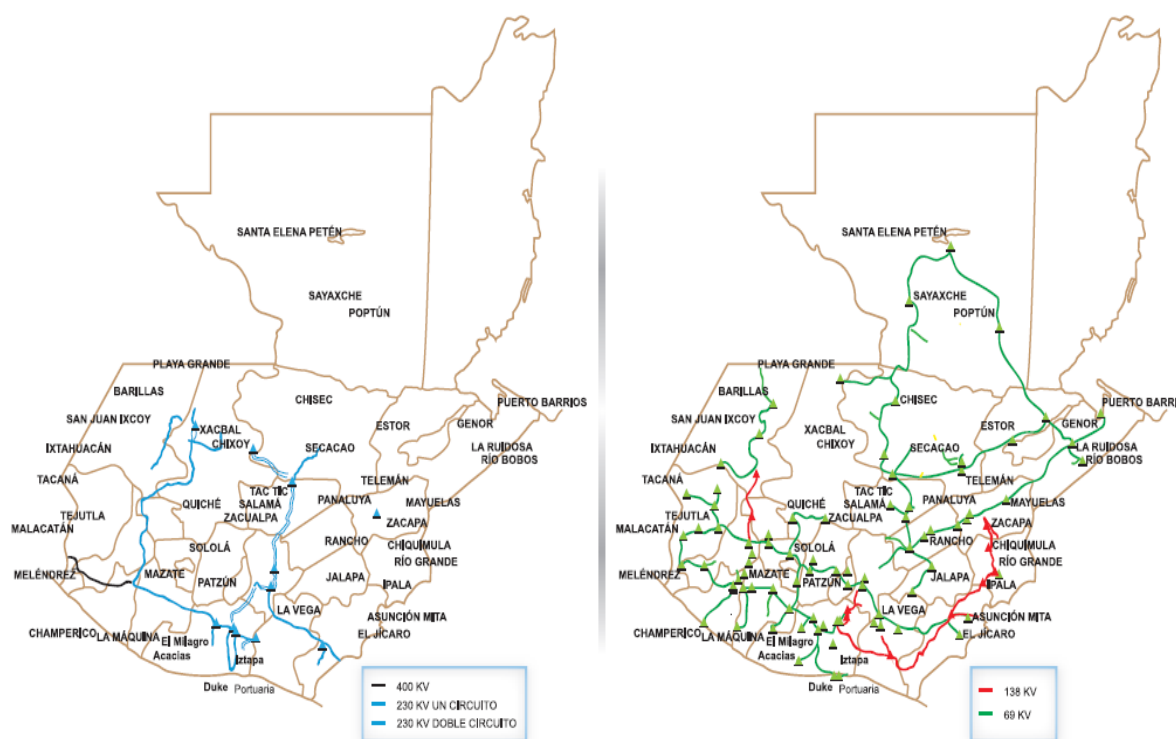


Fuente: Dirección General de Energía -MEM-

I. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

A partir de 1996, con la promulgación de la Ley General de Electricidad, la actividad del transporte de energía eléctrica se abrió a cualquier agente del mercado mayorista que desee construir líneas de transmisión bajo regulación eléctrica y bajo el conocimiento de que se trata de un servicio abierto y regulado. En la actualidad el MEM registra un número de siete agentes transportistas debidamente autorizados que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica. Sin embargo, existen regiones de varias partes del país, que a la fecha no forman parte del sistema nacional interconectado (Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas).

Figura 13: Mapa Sistema de Transporte de Energía (2012)

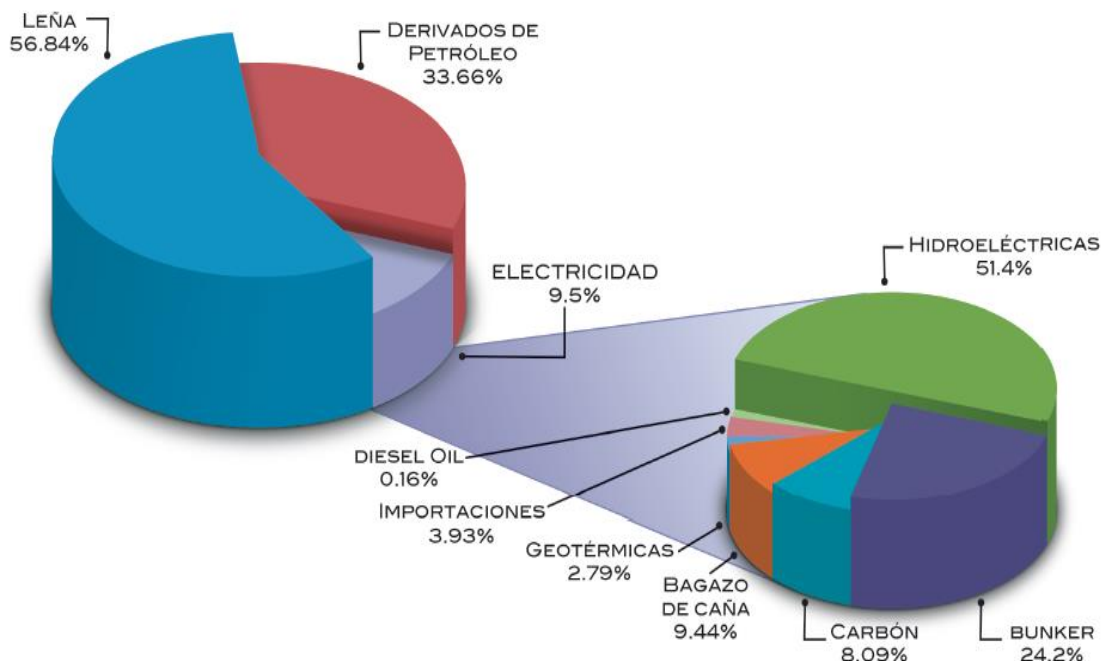


Fuente: Unidad de Energía - Ministerio de Energía y Minas – 2012

J. DEMANDA DE RECURSOS ENERGÉTICOS EN GUATEMALA

La fuente de energía que más se utiliza en el país es la leña, principalmente para cocción de alimentos en áreas rurales, pero también para proceso de generación de calor a nivel industrial, sobre todo en pequeñas y medianas empresas. El consumo de derivados de petróleo se debe principalmente al sector transporte y al sector industrial (Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas).

Figura 14: Consumo Energético Nacional. (Consumo 2012: 67,075 KBEP)



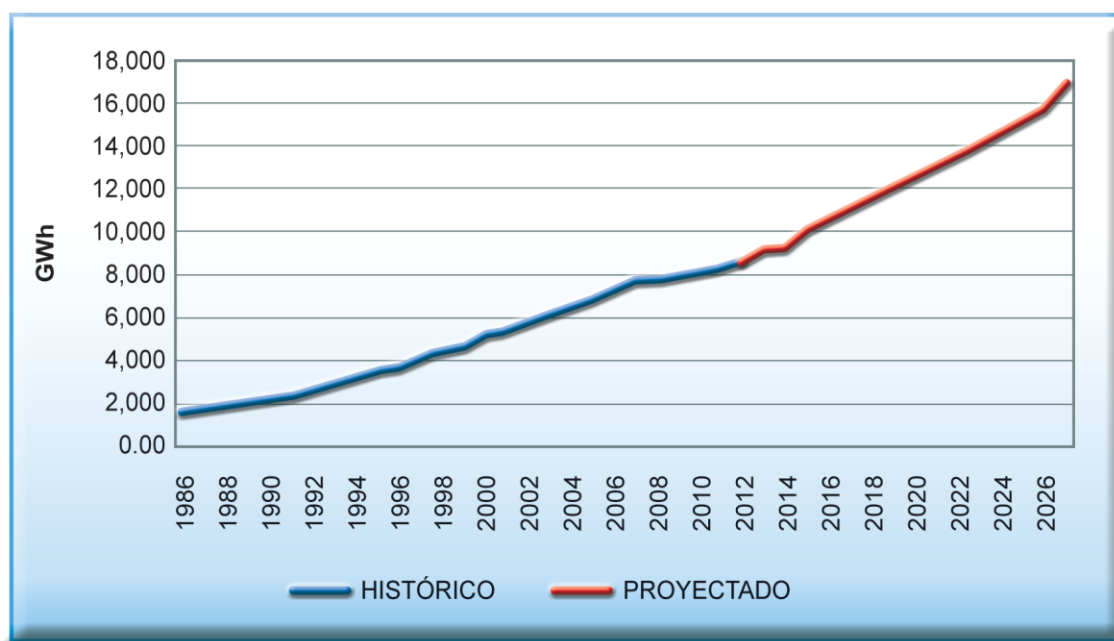
Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Estadísticas energéticas 2012

K. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

En los últimos veinticinco años, la demanda de energía eléctrica en Guatemala ha presentado un crecimiento promedio sostenido de un 7% anual. Durante el periodo 2008-2012 la demanda tuvo una desaceleración en su crecimiento, asociada directamente con la crisis mundial económica que impacto en la economía nacional. En 2012 hubo un aumento de consumo de energía eléctrica de 350 GWh con relación al año anterior (Política Energética 2013-2027).

En la actualidad, la demanda de potencia eléctrica reporta valores cercanos a los 1,500 MW, mientras que el parque generador guatemalteco posee una capacidad instalada cercana a los 2,700 MW, lo que implica una sobreoferta, principalmente de centrales de generación térmica (Política Energética 2013-2027).

Figura 15: Consumo Energía Eléctrica Guatemala (1996-2027)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Estadísticas Energéticas 2012

Tomando como base el supuesto de que la demanda de energía eléctrica mantendrá un promedio de 7% anual para el periodo 2012-2027, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) proyecta una demanda de energía para el año 2027 de 16,800 GWh. Con las proyecciones de la demanda de energía mostrada en la gráfica de arriba, y con un factor de carga elevado, la capacidad instalada de potencia eléctrica necesaria para cubrir la demanda del 2027 será aproximadamente de 3,000 MW (Unidad de Energía, MEM 2012).

L. MARCO POLÍTICO Y LEGAL EN GUATEMALA

El marco político y legal que apoya en Guatemala la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables es muy específico y se engloba en dos tratados o leyes. La primera es la Ley General de Electricidad aprobada y publicada en el año 1996 y la segunda es la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable publicada e inscrita en el año 2003 y ratificada con el Decreto Gubernativo No. 211-2005 Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, publicado en el año 2005.

La Ley de Electricidad, marca las pautas básicas en general, de la instalación, generación, transporte, comercialización, etc. de la energía eléctrica en el país, identifica los entes que forman parte directa e indirecta de la generación de energía eléctrica, los que rigen y regulan el sistema, y las sanciones o prohibiciones que existen en el marco legal y político de Guatemala en la generación de energía eléctrica. Aquí no hay una especificación sobre los proyectos de generación con recursos renovables, pero ella marca las bases generales para el manejo de proyectos de energía eléctrica, y por lo tanto se incluyen las que generan dicha energía por medio de recursos renovables (Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas).

Existe adicionalmente una ley que recién en el 2003 se aprobó y luego se especificó con el acuerdo firmado en el 2005 por todas las partes involucradas. Es la Ley de Incentivos al Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable engloba todas las fuentes renovables existentes y en las cuales Guatemala puede generar energía, en general son, la hídrica, eólica, geotérmica, solar, biomasa y mareas.

Esta Ley no especifica cómo cada una de ellas es beneficiada, las engloba a todas las fuentes y aplica en general algunos beneficios en el área de impuestos sobre todo, como exenciones de IVA, ISR, y otros impuestos operativos durante el estudio de prefactibilidad, factibilidad, planeación y montaje y también en la etapa de operación, además de exenciones de aranceles de importación para facilitar la importación de equipo y tecnología especializada del exterior del país (Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas).

Adicionalmente reserva beneficios a largo plazo como incentivos del sector energético hacia la operación y conservación de las plantas generadoras de energía renovable, como tarifas especiales en el transporte de la energía eléctrica, entre otros (Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas).

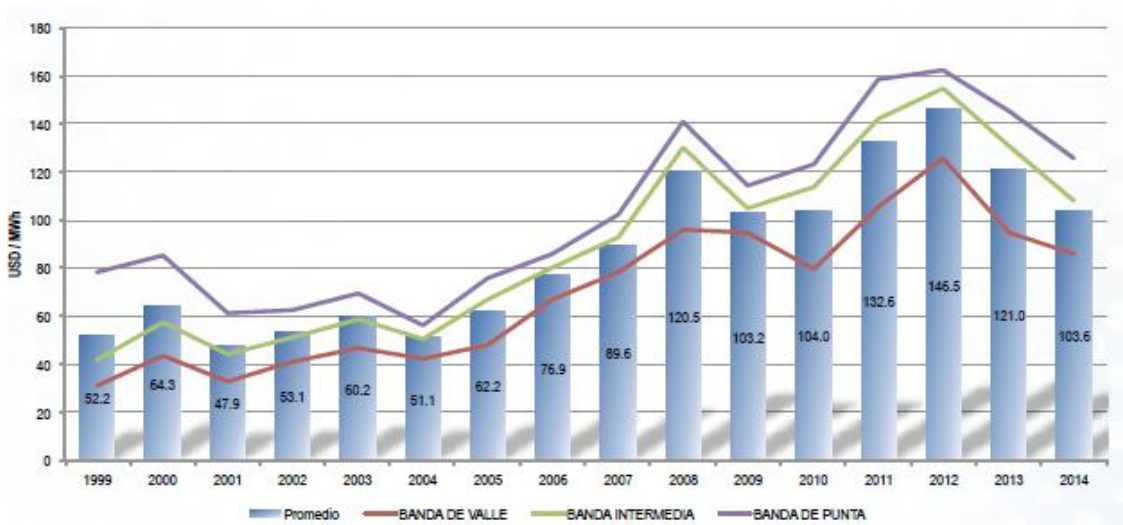
Para definir la forma de clasificar el negocio de la electricidad y controlar sus factores como precios, contratos, cantidades, etc. el Reglamento de la Ley General de Electricidad define el mercado spot del subsector eléctrico como el conjunto de transacciones de compra venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término (www.amm.org.gt). Es decir, que en este mercado el precio responde a la oferta y demanda energética que exista en el momento de la transacción (www.amm.org.gt).

Estas operaciones de compra venta de energía se realizan a través del AMM, el cual en su Reglamento considera al mercado spot "para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la CNEE en caso que la misma considere necesario reducir el período (de una hora) (www.amm.org.gt).

En este mercado cada comprador adquiere el servicio del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible” (www.cnee.gob.gt).

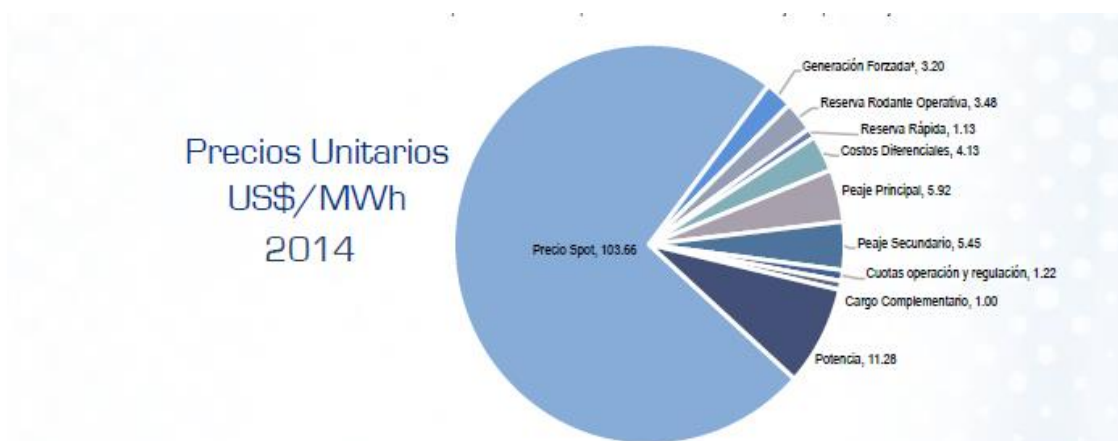
En este mercado, el precio de oportunidad de la energía o precio spot se define como “el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, o en el período que defina la comisión nacional de energía eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho” (www.cnee.gob.gt).

Figura 16: Precios de oportunidad de la energía promedio histórico anual



Fuente: www.amm.org.gt

Figura 17: Precios unitarios del mercado de generación energética

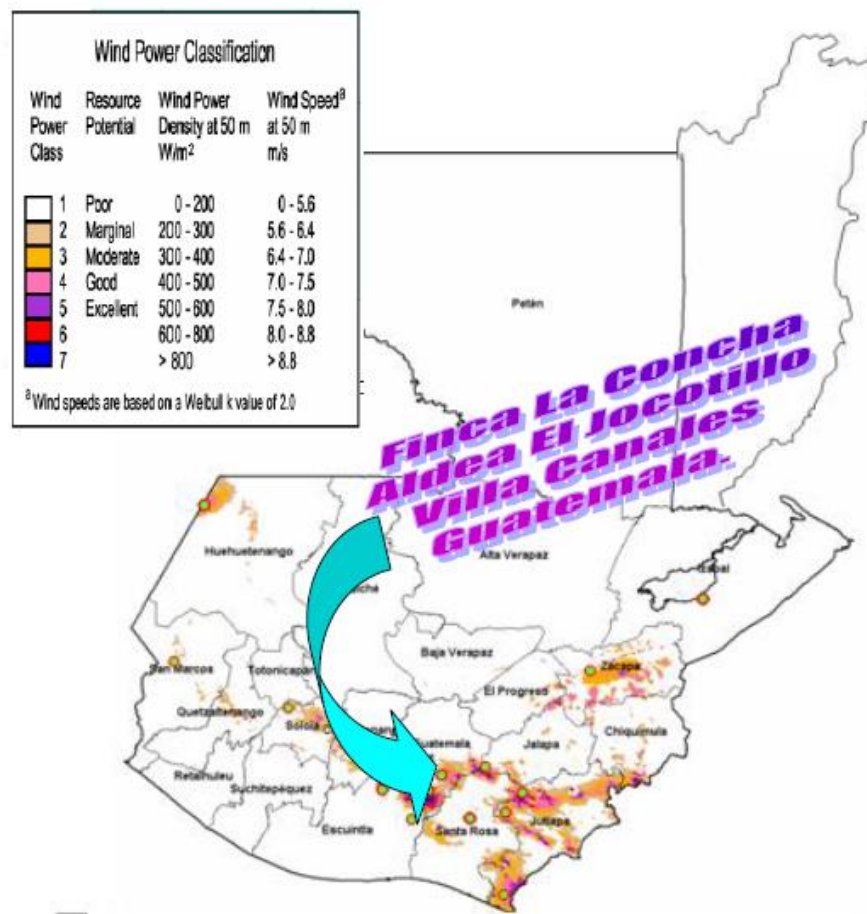


Fuente: www.amm.org.gt

M. ESTUDIO DE MEDICIÓN REALIZADO POR EL MEM, 2008-2012

El mapa que se muestra a continuación, es producto del trabajo efectuado entre Solar and Wind Energy Resource Assessment –SWERA- y el Ministerio de Energía y Minas. Para ello se contó con una base de datos de mediciones de varios puntos tomados en el territorio guatemalteco en el año 2006. Este mapa es una herramienta que permite apreciar las distintas densidades de viento en los distintos departamentos del país, además, también se aprecian los puntos en los cuales ya se han medido variables eólicas, más otros puntos en los cuales se mide actualmente potencial de viento (Ministerio de Energía y Minas, 2014).

Figura 18: Mapa eólico de Guatemala, localización del punto de referencia



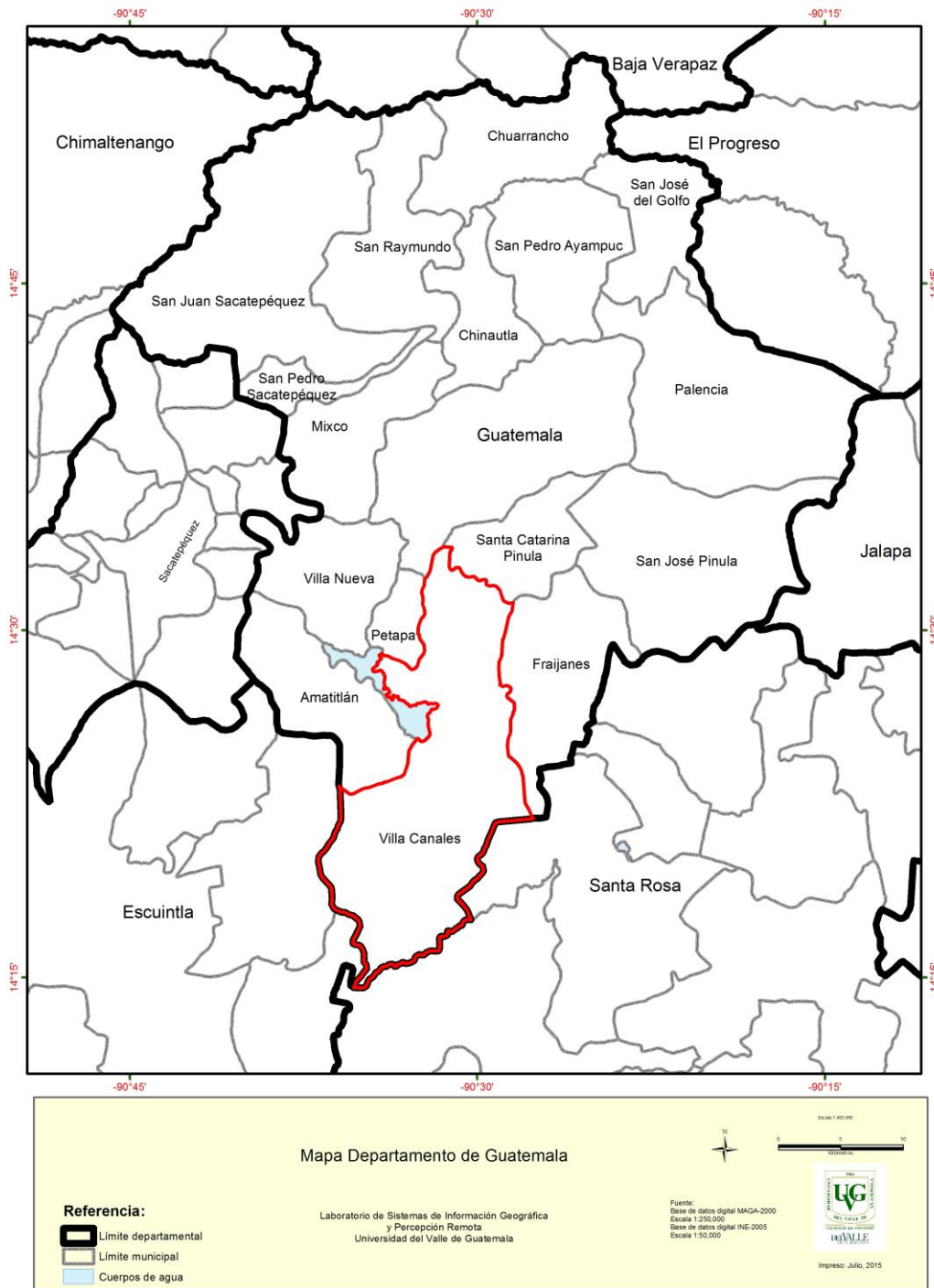
Fuente: MEM – Unidad de Energía

1. Clasificación del recurso de viento. En el cuadro de clasificación de viento que se muestra en la parte de arriba del mapa se pueden apreciar las distintas densidades de viento en (W/m^2) a una altura de 50 metros.

La clasificación se hace a través de colores y a los cuales se les asigna una clase, la cual empieza en uno y termina en siete. De acuerdo a esta clasificación, al color blanco (clase 1) se le asigna disponibilidad de potencial muy baja o pobre, con velocidades entre 0 y 5.6 m/s; para el siguiente color (clase 2) el tipo de recurso es marginal y sus velocidades oscilan entre 5.6 y 6.4 m/s; para el color amarillo (clase 3) la designación es moderada con velocidades entre 6.4 y 7.0 m/s; el color rosado (clase 4) la disponibilidad del recurso es buena y sus velocidades están en el rango de 7.0 y 7.5 m/s; por último, a partir del color morado (clase 5) el recurso disponible es muy bueno (excelente) y las velocidades empiezan en 7.5 y terminan en 8.0 m/s; para los otros dos colores rojo y azul, (clases 6 y 7) las velocidades también son excelentes y sus magnitudes de velocidad están por arriba de los 8 m/s (Ministerio de Energía y Minas).

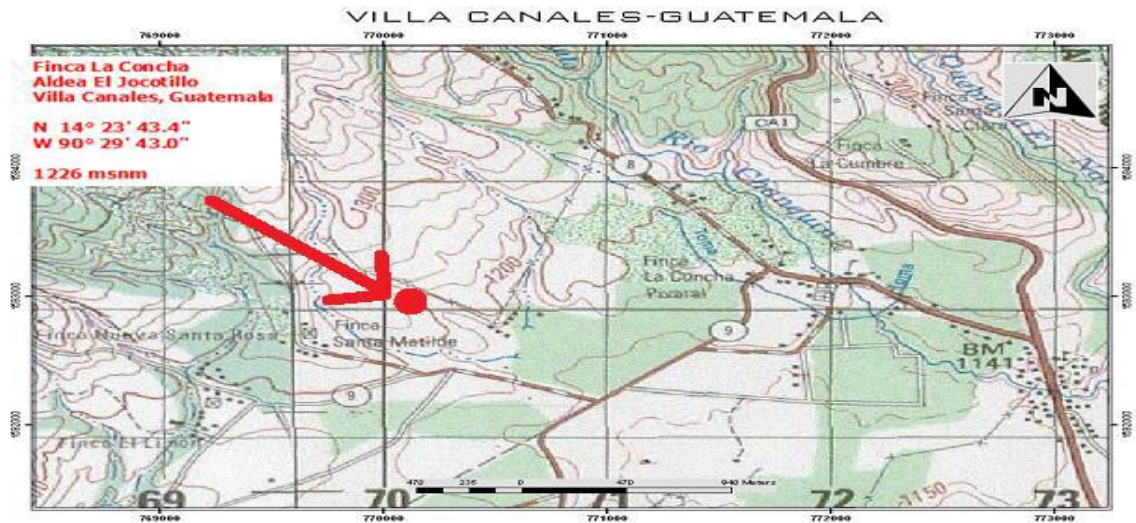
2. Ubicación del equipo de medición. El equipo de medición se instaló a una altura de 1,226 msnm, en el la finca La Concha, Aldea El Jocotillo, Municipio de Villa Canales, Departamento de Guatemala. Las coordenadas exactas son latitud norte: N 14° 23' 43.4" latitud Oeste: W 90° 29' 43.0".

Figura 19: Mapa del Departamento de Guatemala



Fuente: Laboratorio de Sistemas de Información Geográfica y Percepción Remota – UVG, 2015

Figura 20: Mapa Cartográfico



Fuente: Hoja Cartográfica Nueva Santa Rosa No. 2159 III, Instituto Geográfico Nacional -IGN-

3. Descripción del lugar de medición. La estación de medición 0110, se instaló en la finca La Concha, Aldea El Jocotillo, Municipio de Villa Canales, Departamento de Guatemala. La finca tiene una extensión territorial de 60 manzanas y colinda al Norte con el terreno del Sr. Byron Arévalo, al Sur con el terreno de la familia Pivaral, al Este con la carretera CA-1 y al Oeste se ubica el Volcán de Pacaya (MEM, 2008).

El propietario del terreno es el señor Edgar Nane, quien en asociación con el Ministerio de Energía y Minas, tuvieron a cargo la medición del recurso eólico. El acceso a la finca puede ser a través de vehículo tipo pick up de doble tracción o caminando. Sobre el mismo terreno atraviesa la línea de distribución de alta tensión Principal y Secundaria (MEM, 2013).

Figura 21: Imagen satelital de la Finca La Concha, El Jocotillo, Villa Canales



Fuente: Google Earth

4. Descripción del periodo y equipo de medición. El periodo de medición inició el 10 de septiembre del año 2008. En el sitio, personal del Ministerio de Energía y Minas instaló una estación de medición tipo tubular de 30 metros de altura con los siguientes equipos: dos anemómetros, dos veletas, un sensor de temperatura, un pararrayos y un data logger (MEM, 2008).

A continuación se muestra una tabla con los datos de los equipos de medición instalados en el terreno de la finca mencionada.

Figura 22: Información general de los equipos de medición

DATOS DE INSTALACIÓN, DE FÁBRICA Y DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LA ESTACIÓN 0110; FINCA LA CONCHA													
DATOS DE INSTALACIÓN			DATOS DE FÁBRICA					DATOS DE CALIBRACIÓN					
Número de sitio	Fecha y hora de instalación	Latitud y Longitud	Componente	Modelo	Número de Item	Número de serie	Unidades de medida	Número de canal	Factor de escala	Error offset	Tipo de señal	Altura de instalación (m)	Orientación
110	10/09/2008 17:20 PM -6 GMT	N 14° 23' 43.4" W 90° 29' 43.0" altura 1,226 msnm	Datalogger	Symphonie	3147	No. 1: 30907676 No. 2: 30907677	S.I.	*****	*****	*****	*****	2	*****
			Anemómetros	NRG #40C	1900	73645	m/s	1	0.76	0.35	Frecuencia	30	*****
						71706	m/s	2	0.758	0.35		20	*****
			Sensor de temperatura	NRG #110S	1906	*****	C°	9	0.136	-86.383	Analógica	5	*****
			Veletas	NRG #200P	1904	*****	grados	7	0.351	0	Analógica	30	Norte
				NRG #200P		*****	grados	8	0.351	0		20	Norte

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2014

5. Resultados de la medición. Los resultados muestran las mediciones realizadas en este estudio, las cuales indican los promedios mensuales de las velocidades de viento, frecuencias de distribución y rosa de viento de la medición efectuada en la finca La Concha, Aldea El Jocotillo, Municipio de Villa Canales Departamento de Guatemala, para los años 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 (Ministerio de Energía y Minas – Unidad de Energía 2012). Para una referencia más exacta, se encuentran las gráficas con dichos datos en los anexos.

IV. OBJETIVOS

A. OBJETIVO GENERAL

- Evaluar técnica, económica, y geográficamente el posible aprovechamiento del potencial eólico en el área rural ubicada en Finca la Concha, Aldea El Jocotillo, Municipio de Villa Canales, usando como base el análisis de un aerogenerador piloto.

B. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar un análisis técnico y financiero para la generación y comercialización de energía eólica usando una instalación piloto, evaluando dos turbinas eólicas, una de 50 kW y otra de 2.0 MW en Finca La Concha, Aldea el Jocotillo.

2. Realizar un análisis general para determinar el impacto social, ambiental e industrial del proyecto en el sitio de estudio.

3. Revisar el marco legal relacionado con proyectos de generación alterna de energía, sus limitantes y beneficios en el sector energético de Guatemala, para determinar su influencia en las distintas etapas del proyecto.

4. Determinar la posibilidad de conexión del sistema propuesto a la red de distribución nacional de energía eléctrica para saber el potencial de venta de energía generada por el proyecto.

V. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, uno de los temas de mayor relevancia para el desarrollo de un país (y del mundo en general), es el de la generación de energía eléctrica, especialmente la forma de producirla y el alcance de la misma. Aproximadamente, el consumo de energía se incrementado a más del doble en los últimos 30 años. Un similar aumento se comprueba en la producción fabril y en el consumo de los hogares.

Se estima que el 61% de la electricidad generada para satisfacer esta demanda proviene de la combustión de productos derivados del petróleo y del carbón, los cuales muestran un constante incremento en sus precios, sobre todo del petróleo, lo que ya empieza a causar inestabilidad e incertidumbre en los precios y acceso a futuro de la energía eléctrica en el mundo, sin contar la contaminación y efectos negativos al ambiente que provocan los gases de combustión de dichos productos.

Aparte de ese 61% de energía eléctrica generado por medios finitos, se encuentra un porcentaje relativamente mayor al 10% de generación de electricidad en el mundo por fuentes renovables, dicho porcentaje de generación de energía presenta la mayor capacidad, factibilidad y rentabilidad a mediano y largo plazo.

Por lo tanto, se espera que el crecimiento y aprovechamiento en la generación energética por fuentes renovables presente un incremento considerable en los próximos años, lo cual traerá grandes beneficios económicos, sociales, industriales, ambientales y de desarrollo para muchas regiones del mundo, especialmente para Latinoamérica, presentándose una excelente oportunidad, particularmente, para Guatemala y el istmo Centroamericano.

Guatemala todavía depende de la importación de productos derivados del petróleo y carbón para la generación de energía eléctrica. Aunque este rubro en la matriz energética del país ha disminuido notoriamente en los últimos años, todavía tiene un margen importante, que valdría la pena reducir conforme las políticas energéticas tomen mejor forma y el país muestre apertura a nuevas formas y tecnologías de generación energética, como por ejemplo, la eólica, que en la actualidad, de las fuentes renovables generadoras de energía eléctrica, cuenta con nula participación en la matriz y que es una forma de generar muy eficiente, extremadamente limpia, y presenta épocas complementarias para aprovechar su potencial energético con las otras formas de producción energética renovables.

La energía eólica es una tecnología aún poco estudiada y valorada en nuestro medio, además ya existe una central generadora de energía eólica actualmente en el país, concretamente en San Antonio el Sitio, Villa Canales, y pronto iniciará operaciones otra granja eólica en San Vicente Pacaya, dados los avances en el tema y que el territorio guatemalteco presenta en muchos puntos velocidades de viento adecuadas para generación de energía a través de aerogeneradores, se debe investigar con más profundidad dichas áreas y brindar mucho más apoyo para determinar técnicamente y económicamente la posibilidad de instalar más en cualquiera de los puntos señalados.

Por lo mismo, uno de estos puntos de interés es el área de Villa Canales, donde se encuentra la alternativa de utilizar un terreno ubicado en el km 40, Carretera a San Rafael, el Jocotillo, Villa Canales, para estudiar el potencial de generación de energía. Este lugar presenta características que es necesario analizar. El potencial de viento en la zona muestra un recurso aún no explotado, las velocidades predominantes, según las mediciones realizadas, están en el rango de 5.6 a 8.0 m/s, considerado un viento de clase marginal hasta excelente para aprovechamiento y generación de energía, tiene una densidad de potencia mínima de 200 W/m² y una densidad máxima de potencia de 600 W/m². Estos datos fueron medidos desde una altura referencia de 30 m.

La competitividad del sector generador de energía eléctrica con recursos renovables, en este caso eólica, es excelente, y posee varias ventajas con referencia a la generación convencional con carbón o combustibles fósiles, y se complementa con otro tipo de generación renovable, como las hidroeléctrica o la solar. Los precios de venta de energía a los que están sujetos los generadores están regulados en muchos casos por la Asociación de Mercado Mayorista (AMM), y si se desea producir y vender una cantidad grande de energía eléctrica al mercado, están disponibles licitaciones con condiciones favorables, sobre todo en el precio (\$/MWh). Para el caso de la energía eólica, los rangos de precio pueden estar entre los 100 \$/MWh a \$130/MWh generado, a largo plazo, de 15 a 20 años, dependiendo la vida útil de los equipos a colocar.

Utilizando las herramientas de la Ingeniería Industrial, se realizó un análisis de algunas variables técnicas, económicas, operacionales, administrativas y ambientales que posibilitarán, si los resultados lo muestran conveniente, seguir con un estudio de prefactibilidad y posteriormente un estudio de factibilidad que avalen la construcción de un proyecto eólico a mayor escala.

VI. METODOLOGÍA

A. UNIDAD DE ANÁLISIS Y ESTUDIO

El objeto principal de análisis y estudio, así como el universo en la obtención de datos de este trabajo de graduación, lo constituyeron los datos medidos y calculados en la aldea del Jocotillo, Villa Canales municipio del departamento de Guatemala, Finca la Concha, por el Ministerio de Energía y Minas.

B. RECOLECCIÓN DE DATOS, MATERIAL Y MANEJO DEL PROCESO

Previo a iniciar este trabajo, se investigó la cantidad y calidad de material literario disponible al alcance, luego se consultó a personas con conocimientos generales en el tema y se contactó con personal del Ministerio de Energía y Minas, con el objetivo de cerciorarse que existía suficiente recurso sólido disponible para realizar un trabajo lo más cercano a la realidad, dentro del contexto nacional en el sector de la generación de energía eólica.

Luego, con una investigación teórica más detallada y relevante, se obtuvo datos importantes como: potencia energética del viento, propiedades, tipos y condiciones de generación. Luego, el funcionamiento de un aerogenerador, tipos y materiales necesarios para la instalación de los mismos. Se obtuvo las condiciones geográficas del sitio seleccionado en relación a las corrientes del viento y se consultaron los registros meteorológicos provistos por el INSIVUMEH para dicha área, junto a otros registros recolectados por el MEM en el programa SWERA.

Con información de estudios realizados por personal del MEM y otras fuentes de documentación, se obtuvo los datos reales de la generación de energía eléctrica en Guatemala, su crecimiento e instalaciones, la generación usando fuentes renovables y otros datos.

Se prestó especial atención en todas las herramientas necesarias para enfocar el trabajo y sus resultados en términos ingenieriles, especialmente en lo referente a Gestión de Operaciones, Administración de Recursos, Gestión y Desarrollo del Proyecto, Análisis Financiero y Viabilidad Técnica, Seguridad Industrial y Ambiental, entre otras áreas importantes.

Se consideraron aspectos legales y políticos en el marco de generación de energía eléctrica en el territorio nacional, sobre todo en el área de proyectos de generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables.

Se investigaron los proyectos eólicos de manera general en países vecinos, así como el acceso a recursos financieros, disponibilidad de mano de obra y tecnología especializada en el área de generación eólica.

C. MEDICIÓN Y TABULACIÓN DE DATOS

Los datos colectados para realizar este trabajo y análisis económico-técnico, fueron obtenidos por medio del MEM -Unidad de Energía- y el programa SWERA, el cual midió durante un intervalo aproximado de 5 años las velocidades, entre otras propiedades, del viento en la zona de Villa Canales, Guatemala, específicamente en la aldea del Jocotillo, finca la Concha, donde se obtuvieron promedios mensuales de velocidad de viento. Otros datos de importancia que se consiguieron fueron los relacionados a la topografía, orografía, densidad demográfica, crecimiento económico, actividades principales de la aldea, vegetación dominante y posibles obstáculos de la zona estudiada.

D. ANÁLISIS DE DATOS

El análisis de datos se realizó usando la serie de mediciones que se efectuaron entre el año 2008 al 2012, (en ese año el MEM retiró las torres de medición de los puntos escogidos en finca la Concha, el Jocotillo, Villa Canales). Dichas mediciones muestran promedios mensuales durante 5 años aproximadamente.

Para procesar estos datos obtenidos por medio de las torres de medición, se utilizó el software de NRG, especializado en medir y procesar información meteorológica y eólica, y herramientas de Excel para hacer cálculos y estimaciones de la cantidad posible de energía eléctrica total en términos del viento, y cuanto de ella puede ser aprovechable, específicamente bajo las condiciones propuestas de operación y posible demanda de energía en el área de interés.

E. ANÁLISIS DE ASPECTOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS, SOCIALES, POLÍTICOS Y AMBIENTALES DEL PROYECTO

El análisis considerado en este Trabajo de Graduación, se enfocó principalmente en áreas de Ingeniería Industrial, por lo tanto, en el análisis técnico se consideraron las áreas de Administración de Operaciones, Gestión del Proyecto, Modelos Administrativos del Negocio, entre otras herramientas.

Se planteó un modelo de administración financiera para mantener el proyecto, se realizaron proyecciones financieras para demostrar si el proyecto es viable y presenta un beneficio neto positivo considerable, con un valor presente neto, una tasa de retorno (TIR) mayor al valor de mercado utilizado como referencia en este trabajo de graduación y la razón de B/C para analizar la viabilidad del proyecto si es mayor o menor que uno.

Aspectos sociales, como la demografía y distribución de las familias en la localidad, actividades principales como medios de trabajo y generación de ingresos económicos, entre otras, se consideran de manera general en este trabajo de graduación, y se analizan en perspectiva al beneficio que tendrán directamente con la implementación del proyecto eólico a pequeña escala.

El entorno político y legal que rodea a los proyectos para generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables se menciona brevemente. Se incluyeron las leyes y decretos según el Ministerio de Energía y Minas, sobre todo los firmados en la última década, y se incluyeron extractos de los reportes y proyecciones realizados por medio de la unidad de energía del Ministerio, especialmente la Política Energética realizada en el año del 2013 y publicada el siguiente año por el Ministerio de Energía y Minas.

Se hizo también hincapié en las repercusiones ambientales positivas que podría tener la implementación de este proyecto modelo, y se analizan los probables efectos positivos a mayor escala si se decide ampliar el estudio y capacidad de las turbinas eólicas seleccionadas, llevando a cabo un proyecto de mayor envergadura y una generación de energía eléctrica más significativa y por lo tanto, con menor impacto ambiental.

Todos los elementos anteriormente mencionados, engloban un estudio realizado por medio de un análisis PESTEL, el cual es un acrónimo formado por variables que influyen sobre el entorno de un proyecto. La primera letra corresponde al factor político, la segunda a factores económicos, la tercera a los factores sociales, la cuarta, a los factores tecnológicos y finalmente las últimas dos letras, agrupan los factores legislativos o legales y los ecológicos y ambientales.

Finalmente, para entender el entorno específico del tipo de industria o mercado del proyecto, se utilizó el análisis de las cinco Fuerzas de Porter, donde se detallan los sectores que influyen en la comercialización de la energía eléctrica, como los consumidores o clientes, la influencia de los posibles proveedores, los competidores y la posibilidad de ingreso de nuevos productores de energía eléctrica.

F. CÁLCULOS Y VALORACIÓN DEL RECURSO VIENTO

Con base en los datos recolectados de la disponibilidad de recurso eólico, topografía local, distancia entre puntos de medición y otros factores, se seleccionó el sitio más adecuado para la instalación de una turbina eólica piloto, considerando factores técnicos, operativos, financieros, y ambientales.

Se dimensionó la turbina tomando en cuenta las condiciones locales adecuadas y factibles a nivel técnico y financiero, así como los niveles adecuados de velocidades y estacionalidad del viento.

Se utilizó un software especializado para cálculos, llamado WASP y también, el conocido como NRG Symphonie Data Retriever, con especial énfasis en toma y conversión de datos para aprovechamiento de las corrientes de viento.

G. CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISION ELECTRICA:

Se determinó de manera general, los instrumentos y equipos necesarios para poder conectarse a la Red de Transmisión Nacional de energía eléctrica. Se consideró un factor importante para evaluar la posibilidad de conexión a la red, que es la cercanía de dichas líneas de transporte de energía eléctrica a la ubicación del terreno y la instalación de la turbina.

Se estimaron los costos para adquirir el equipo de transmisión interna de energía eléctrica y también los instrumentos necesarios para poder conectar dicha red interna hacia el Sistema Nacional de Transmisión de energía eléctrica.

H. MATERIAL Y RECURSOS UTILIZADOS

Para efectuar el trabajo de campo, la colecta de datos, y la investigación previa fueron necesarios el siguiente equipo y materiales:

- Computadora portátil
- Software especializado NRG Data Retriever, WASP.
- Software de Microsoft Office, Excel y Word.

VII. RESULTADOS

A continuación, se listan varias tablas obtenidas al resumir y agrupar los datos recabados en las gráficas y figuras del Estudio de Medición que realizó el MEM en Finca La Concha, Villa Canales, Guatemala (Antecedentes y Anexos).

A. TABLAS VELOCIDADES PROMEDIO DE VIENTO

Tabla 5: Velocidades promedio mensuales de viento (m/s) para los años del 2008 al 2012 en Finca La Concha, Villa Canales

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	2.5	6.1	9.0	8.4	6.50
2009	7.9	9.2	7.5	5.2	3.6	2.8	6.0	5.8	3.8	4.4	7.2	5.6	5.75
2010	8.2	6.0	5.7	4.0	3.5	3.2	3.4	2.6	2.6	7.0	6.1	8.2	5.11
2011	6.4	6.5	6.0	3.6	4.0	3.4	3.7	3.5	3.0	4.9	7.9	9.4	5.19
2012	8.8	5.3	6.8	4.6	3.3	2.9	6.1	-	-	-	-	-	5.40

Nota: Estos datos son cálculos promedio de las gráficas de las velocidades del viento que el Ministerio de Energía y Minas obtuvo de las mediciones realizadas en los años mostrados.

B. FACTORES AMBIENTALES Y SOCIALES DEL PROYECTO

El impacto ambiental que tendría este proyecto es una de las partes más significativas del mismo, ya que los beneficios serían múltiples, en comparación con los impactos negativos.

En el aspecto social, existirían algunos beneficios, ya que dicha localidad es en su mayoría rural, sobre todo los alrededores, y un proyecto de este tipo, ofrecerían plazas de trabajo temporal.

Se hará una breve descripción de las características ambientales que tiene el Jocotillo, Villa Canales, y se expondrán las principales actividades socioeconómicas del sector, demografía aproximada, entre otros.

1. Clima. La temperatura promedio ambiente es aproximadamente de 24.7 °C, tiene una precipitación de 1,245 cm³ de agua y una radiación solar de aproximadamente 9 kWh/día (www.villacanales.com).

2. Topografía y tipo de suelo. Esta aldea es parte del municipio de Villa Canales, donde predominan las regiones montañosas volcánicas, posee en su mayoría tierras arcillosas, algunas zonas forestales, y se cultiva en gran parte de su territorio, la piña, el café, el maíz y otros cultivos mixtos. Zonas boscosas son muy escasas, pero en todo caso, por la región le corresponde el tipo

3. de Bosque húmedo subtropical cálido. La mayor parte del territorio está ocupado por los cultivos dominantes del sector y por maleza, arbustos, pasto y otros árboles dominantes del área.

4. Situación demográfica. El Jocotillo cuenta con una extensión de terreno aproximada de 38.5 km², y una población aproximada de 33,071 habitantes. La mayoría de la población es no indígena, aproximadamente el 85%, el otro 15% es indígena. Cuentan con servicio de puesto de salud pública y asistencia social, cementerio, escuela pública, iglesia, salón comunal, instalaciones deportivas y carretera de acceso principal totalmente asfaltada, la Ruta Interamericana CA-1.

5. Situación socioeconómica. La actividad económica principal está en los cultivos de café, caña de azúcar y piña. Además hay algunas actividades industriales concentradas en la zona proveyendo puestos para las familias del sector, empresas como Piloncito Pegón, La Floresteria, Granja Avícola Rancho K, etc. y algunas fincas con una producción anual considerable.

También se está empezando la lotificación de varios terrenos para vivienda, en los últimos años esta actividad de construcción ha crecido.

6. Emisiones y ventajas ambientales del proyecto. Uno de los principales efectos positivos ambientales que tendrá la implementación del proyecto eólico es el ahorro en la quema de combustibles para generar energía eléctrica, los que a su vez, son responsables de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera, lo que provoca un daño a largo plazo irreversible al medio ambiente, con efectos nocivos en la salud, seguridad y sostenibilidad del planeta en general.

Para estimar una cantidad aproximada de CO₂ que se dejaría de emitir a la atmósfera, se debe de calcular un estimado de combustible (bunker o fuel-oil, diésel y carbón mineral) que sería desplazado por la generación de energía eléctrica producida por las turbinas eólicas, durante un tiempo estimado, en este caso, durante el tiempo que están proyectadas las operaciones, 15 años.

Tabla 6: Combustible desplazado por la turbina eólica de 2.0 MW

Combustible	Generación desplazada en kWh	Rendimiento (kWh/galón o t de combustible)	Combustible desplazado en galones
	A	B	C=A/B
Diesel			
- Turbina de gas	81,000,000	10	8,100,000
Bunker o Jet-fuel			
- Planta de vapor	81,000,000	12	6,750,000
- Motor recíprocante	81,000,000	17	4,764,705.88
Carbón mineral	81,000,000	2528	32,041.13

Como se puede observar en el proyecto propuesto, tomando en cuenta los rendimientos de kWh/gal y kWh/t de combustible, para la turbina de 2.0 MW, se tienen los siguientes datos de ahorro de combustible: 8,100,000 galones de diésel, 6,750,000 galones de bunker para una planta de generación con vapor, 4,764,705.88 galones de bunker usando motores reciprocantes para generación de energía, y 32,041.13 t de carbón mineral.

Estos valores son los equivalentes al uso de una de las alternativas de generación con combustible contra lo generado con el proyecto eólico con su respectiva capacidad

C. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES

Con los resultados de la Tabla 5, condensando la información, se procedió a concretizar los recursos obtenidos y analizar los factores de ingeniería, técnicos, económicos, sociales, legales y ambientales presentes en los objetivos propuestos con anterioridad, enfocados en tres escenarios de inversión distintos.

1. Análisis de factores externos e internos. Para evaluar todas las ventajas y factores en contra que podrían presentar los datos obtenidos y en sí el proyecto propuesto, se realizó un análisis PESTEL y luego un FODA del mismo, que a continuación se muestran:

Tabla 7: Análisis PESTEL del entorno de la energía renovable

POLÍTICOS	ECONÓMICOS
<ol style="list-style-type: none"> 1. Legislación en el mercado local de energía eléctrica definida. 2. Existen dos grandes leyes que rigen el mercado y luego varios decretos técnicos y económicos que apoyan la operación. 3. Grupos de entidades responsables de legislar y asisitr localmente a cualquier organización o persona que desee participar en el mercado local de energía eléctrica. 4. Sistema político o gubernamental no influye directamente en la legislación local de la energía eléctrica 5. Existe el Decreto o Ley Nacional de Incentivos a la generación De energía eléctrica con recursos renovables. 6. Sistema de gobierno actual con dificultades para desempeñar sus funciones en el Territorio Nacional 7. Sistema Legal y de Justicia Nacional inestable y reactivo. 8. Policitas de exportación e importación de energía eléctrica definidas y abiertas al libre comercio. 9. Política fiscal débil en el país, distintas tasas de impuestos y poco control por ente nacional recaudador. 10. Solidez y una estructura de apoyo y asesoría establecida, según el medio de enfoque, de parte de la AMM y la CNEE 11. Existe el Decreto o Ley nacional de incentivos a la generación de energía eléctrica con recursos renovables 12. Alcaldías Municipales con limitaciones políticas y de gobernabilidad en algunas regiones del país. 13. Sistema de trámites y permisos en las distintas entidades suele prolongarse mucho tiempo, son repetitivos y existe burocracia alrededor. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Situación económica Nacional estable, se proyecta que habrá crecimiento en el PIB para los próximos años, una tendencia al consumo moderada y una estabilidad en la moneda local. 2. El comercio de la energía eléctrica en Guatemala presenta un alza en los últimos 20 años, y sigue la misma tendencia, se proyecta crecimiento en la cobertura de la demanda nacional. 3. Los proyectos de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables se incrementarán en los próximos años, considerando la demanda de energía creciente. 4. El mercado de energía eléctrica en Guatemala lo rige la oferta y demanda del servicio, integrándose en cuatro grandes grupos, los generadores, transportistas de energía, distribuidores y grandes usuarios. 5. El AMM (Administrador de Mercado Mayorista), modera las operaciones comerciales dentro de los grupos que conforman dicho mercado de energía eléctrica. 6. Régimen de impuestos local estable, impuestos afectos a la comercialización de energía eléctrica, el IVA, el ISR, el VAD. 7. Tasa de inflación estable, moda sólida y con poder adquisitivo 8. Tasa de cambio con respecto al dólar relativamente estable. 9. Economía más grande de la región centroamericana 10. Exiten alternativas para el acceso a préstamos y medios de financiamiento según el tipo de inversión a realizar. 11. Industria de comercialización de energía eléctrica en crecimiento constante, sin competencia directa entre las fuentes generadoras, con una matriz energética diversificada.

Continuación Tabla 7

SOCIAL	TECNOLÓGICO
<ol style="list-style-type: none"> 1. Falta de acceso a recursos básicos como salud y educación en varias regiones del país 2. Evidente desarrollo económico, técnico y progreso social centralizado en la ciudad capital. 3. Población analfabeta en varias regiones del país. 4. Tasa de Natalidad creciente según las últimas encuestas 5. Sociedad pluricultural y multilingüe, denominaciones indígenas en varias regiones del país, ladinos en su mayoría 6. Más de la mita de la población tiene menos de 25 años de edad, según el INE, encuesta realizada el 2014. 7. El 59% de la población vive en condiciones de pobreza, según la encuesta nacional de vivienda, ENCOVI 2014. 8. Existe una mala percepción sobre los proyectos de generación de energía eléctrica con recursos renovables de parte de algunos sectores de la población. 9. Existen leyes nacionales que protegen el medio ambiente creadas y monitoreadas por entes gubernamentales. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acceso a recursos tecnológicos como computadoras, servicio de internet, gestiones en línea, limitado, solo en regiones centrales, cabeceras y la capital. 2. No existen servicios ni productos específicos de manufactura de equipos en la rama de energía renovable. 3. Falta de personal experto en los temas de producción y equipo de energía renovable. 4. Existen programas de financiamiento que ofrece el BCIE con enfoque en la etapa de desarrollo e investigación del proyecto de generación de energía renovable. 5. No existe una legislación que se refiera exclusivamente a herramientas tecnológicas usadas en la producción de energía. 6. Existen diversas formas de producir energía eléctrica en el territorio nacional con recursos renovables y no renovable, así como accesos a información tecnológica y apoyo de comités. 7. Existe potencial de innovación y creación tecnológico en las distintas ramas de manufactura y servicios que hay

Indicadores relacionados con el proyecto según el análisis PESTEL:

Políticos:

- Tasa de impuestos que aplica al proyecto, el Impuesto al Valor Agregado IVA (12%) y el Impuesto Sobre la Renta (ISR), que varía según el régimen impositivo seleccionado (pequeño contribuyente, 6% sobre las utilidades reportadas, 28% sobre las utilidades reportadas)

Económicos:

- Los distintos tipos de tasas de interés que existen en el mercado, principalmente, la tasa de interés promedio sobre préstamos bancarios nacionales en moneda extranjera (dólar por ejemplo, entre el 6% al 10%).
- El tipo de cambio promedio entre el dólar americano y el quetzal como moneda nacional (que se ha movido entre Q7.00 a Q8.00 por \$1.00 en los últimos dos años).
- La tasa de inflación del quetzal y del dólar en los últimos años.

Sociales:

- La tasa de crecimiento poblacional durante los últimos años en la población nacional.
- La tasa de construcción de vivienda a nivel nacional.
- La tasa de generación de empleo de los últimos años en Guatemala

Tecnológicos:

- El nivel de inversión nacional en temas de Investigación y Desarrollo del país

Ecológicos y Legales:

- Las legislaciones nacionales vigentes en temas de ambiente y de seguridad industrial
- El tiempo que demora en el territorio nacional tramitar y obtener una licencia o permiso en la rama ambiental, comercial y social que permita tener una operación regulada.

Tabla 8: Análisis FODA de la organización empresarial y del medio

FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ol style="list-style-type: none"> 1. Genera energía eléctrica renovable 2. Fuente independiente de generación energética 3. Tecnología y desarrollo del tema en constante progreso y avance 4. Fuente de generación complementaria con otro tipo de generadoras de energía, como las plantas Hidroeléctricas, biomasa, geotérmicas. 5. No depende de cambios del clima y otros factores 6. Puede aprovecharse el terreno físico utilizado por las turbinas para otras actividades productivas 7. Fuente de energía con costo de producción bajo 8. Generación de energía libre de contaminación 9. Promueve el desarrollo y crecimiento económico tecnológico, y social del área donde se ubicará el proyecto, así como el de las comunidades incluidas 10. Precio de venta por unidad energética producida es totalmente independiente de factores externos 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Falta de personal capacitado y especializado en el tema de generación de energía eólica local 2. Poca o nula generación actual de energía eléctrica por medio de turbinas de viento en el país 3. Costos de inversión altos y selectividad para ser candidato a préstamos o financiamientos 4. Sector energético eólico local sin avances significativos, sin apoyos estratégicos 5. Resistencia al cambio de fuentes de energía convencionales a fuentes de energía renovable 6. No hay suficientes aplicaciones alternativas para la energía eólica y la turbinas generadoras 7. Políticas gubernamentales débiles e inestables 8. Participación baja en la matriz energética nacional 9. Transporte e instalación de equipos complicado 10. Acceso a información de calidad en el país así como a estudios de medición de vientos locales
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<ol style="list-style-type: none"> 1. Campo de desarrollo y comercialización energética sin explotar en gran escala a nivel nacional. 2. Atractiva industria a nivel local y extranjera para invertir y desarrollar a futuro de manera sostenible. 3. La reducción nacional y mundial del consumo de petróleo como medio de generación energética. 4. País con un mercado y comercialización creciente de energía eléctrica, líder en Centroamérica. 5. Acceso a programas de financiamiento y desarrollo de proyectos apoyados por entes gubernamentales e internacionales, también instituciones bancarias. 6. Interés regional por generar proyectos de pequeña, mediana y gran escala a nivel eólico. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. El inestable sistema de gobierno que dirige el país lo que desmotiva inversiones a largo y mediano plazo. 2. El actual precio de los derivados del petróleo, que causa cierto rechazo a las nuevas formas de generación de energía eléctrica, sobre todo, las renovables. 3. El bajo precio del carbón, que junto al petróleo, se utiliza como medio para generar energía eléctrica. 4. La "mala" imagen que han generado este tipo de proyectos en el aspecto social hacia las comunidades. 5. El incremento en costos de fabricación y tecnología para equipos y generadores en energía eólica. 6. El uso del suelo o espacios territoriales disponibles para estos proyectos son limitados y sin accesos.

Luego para complementar el análisis PESTEL Y FODA, se utilizó el enfoque de las Cinco Fuerzas de Porter para profundizar en la industria de la generación de energía eléctrica creadas por el economista de la Universidad de Harvard, Michael Porter, a continuación los resultados:

Tabla 9: Análisis de las Cinco Fuerzas de Porter

<p>1. Compradores: Las negociaciones con posibles clientes son particulares para esta industria, donde la energía eléctrica que se produce puede ser comprada por un ente distribuidor, previa negociación de un contrato a largo plazo donde se pacta la cantidad de energía a producir, el tiempo de duración del contrato, entre otras tarifas para definir finalmente el precio de venta. Estas condiciones las supervisa y administra el AMM y la CNEE, quienes finalmente validan el contrato y se inicia el comercio de dicha energía eléctrica. También se puede vender la energía eléctrica a corto plazo con el precio de oportunidad del día en zona horaria de transmisión, conocido como el precio SPOT, pero este se utiliza cuando la cantidad de energía producida es baja y a corto plazo.</p>
<p>2. Proveedores: Para producir energía eléctrica por medio de energía renovable, en este caso el viento, solamente se necesita una materia prima principal, que son las corrientes de viento, mismas que activarán la turbina, y por medio de mecanismos internos de las máquinas asociadas se produce la energía eléctrica. Luego existen otros insumos secundarios que no inciden directamente en la producción. Ahora, se pueden analizar los proveedores de los equipos y de las turbinas, que si influyen directamente en la industria de la energía eléctrica por medio de recursos renovables. Ellos tienen un poder de negociación grande ya que existen pocos proveedores de turbinas eólicas en el mundo, y por lo tanto la oferta se reduce, unido a que no todas las turbinas son aptas para los mismos lugares y condiciones, y que no todos los proveedores fabrican las mismas turbinas. Por lo tanto, es una variable de importancia, sobre todo en la inversión inicial, y en los costos de mantenimiento preventivo/reactivo que deben ser tomados en cuenta en la estimación de los costos de producción de la operación.</p>
<p>3. Sustitutos: En la actualidad no existe un sustituto en el mercado que cubra todas las necesidades que satisface la energía eléctrica. A través del tiempo y desde su descubrimiento y uso, la energía eléctrica se ha vuelto sinónimo de progreso, de acceso a la información, de generación de oportunidades, entre otros, por lo tanto, el hombre aún no ha descubierto otra fuente de energía que supla la demanda de la energía eléctrica o que sea igual o más eficiente en uso, costos, accesibilidad, entre otras variables. Se podría decir que en lugar de utilizar bombillas para alumbrar, se puede usar el fuego por ejemplo, pero esto tiene otras implicaciones que las personas no desean tener, y se vuelve costoso, tedioso e incluso peligroso. Aun así, existen mecanismos alternos a la energía eléctrica como tal, como las máquinas que utilizan vapor o gas en lugar de energía eléctrica, pero es un nicho específico, que no es sustituto de la energía eléctrica, y finalmente se vuelve el producto complementario. Al final la electricidad es complementaria con todos los demás elementos que el medio y el mercado pueden ofrecer.</p>
<p>4. Competencia: En la industria de la generación de energía eléctrica existe una competencia equilibrada, no existen guerras de precio, ni diferenciación por imagen o marca entre entidades generadoras de energía. Como el mercado está organizado de diferente manera (biomasa, geotérmica, hidroeléctrica, etc.) y por el tipo de bien comercializado, toda la energía que se produce de todos los generadores es comercializada, la diferencia la hace el medio que se utiliza y por lo tanto, los costos de producción e inversión de la misma. En el caso de las fuentes de energía renovable, pueden ser incluso complementarias, ya que todas utilizan una distinta fuente de generación, y cada una tiene mayor capacidad de producción en diferentes épocas del año. Si bien es cierto, en la actualidad hay una tendencia al alza por las fuentes renovables de energía sobre las no renovables como el petróleo o el carbón, sobre todo por los daños al ambiente y el calentamiento global que se asocia a la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera, producto de la quema de combustibles fósiles.</p>

Continuación Tabla 9

5. Amenaza de nuevos entrantes:

Como se mencionó anteriormente en la fuerza de la competencia, tampoco existe una amenaza significativa si un nuevo generador desea ingresar a producir energía eléctrica y comercializarla, ya que la demanda del bien es creciente, si bien es cierto, en la actualidad la demanda local energética es menor a la oferta, el excedente se comercializa entre los países vecinos, por lo que no se deja de vender energía directa a la red. Lo que si sucede, es una tendencia a la baja de precios por kWh generado en el consumidor final, debido a la cantidad de energía eléctrica disponible, así que si un nuevo generador desea ingresar el beneficiado final será el consumidor final, pagando un precio menor por el consumo de energía eléctrica. Cada generador se beneficia con los contratos que logre pactar con los distribuidores que compraran la energía producida, y el AMM se encargará de verificar que todas las transacciones efectuadas entre comprador y vendedor de energía sean las pactadas en el contrato, y que se respeten las demás normas legales y de comercialización.

2. Factores técnicos y financieros

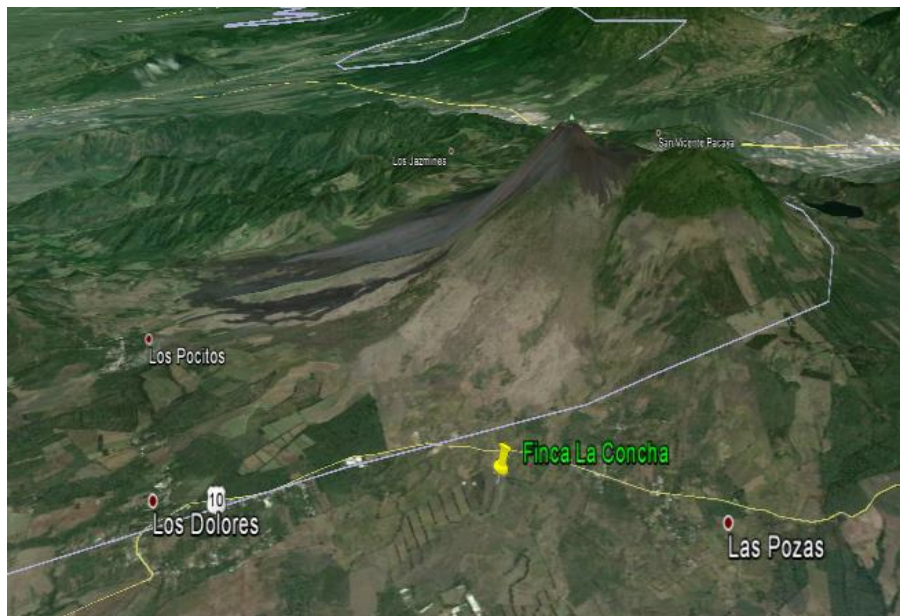
a. Selección de un aerogenerador. Se propone describir algunos métodos actuales de evaluación que toman en cuenta los factores principales para elegir un aerogenerador. En lo que concierne al análisis de este trabajo, se encontrará un escenario piloto: la selección de un aerogenerador de suficiente envergadura para generar energía eléctrica, de tal manera, que pueda ser comercializada en el mercado mayorista de energía nacional.

Uno de los principales factores a tomar en cuenta para la elección, es la velocidad y dirección de viento promedio que muestran las mediciones efectuadas, en este caso, existe una aproximación estimada de un promedio anual de 5.59 m/s, con dirección Noroeste (referencia: tablas de datos en resultados y sección de antecedentes).

La ubicación del terreno donde se pretende instalar dicha turbina también muestra ser un factor importante, por los conceptos relacionados con ello, como lo son la rugosidad, la topografía, la altura sobre el nivel del mar, accesos, y si se va a conectar a la red de transmisión nacional de energía, tomando en cuenta la distancia de la misma hacia la ubicación del terreno. Estos datos se muestran a continuación en la tabla número nueve.

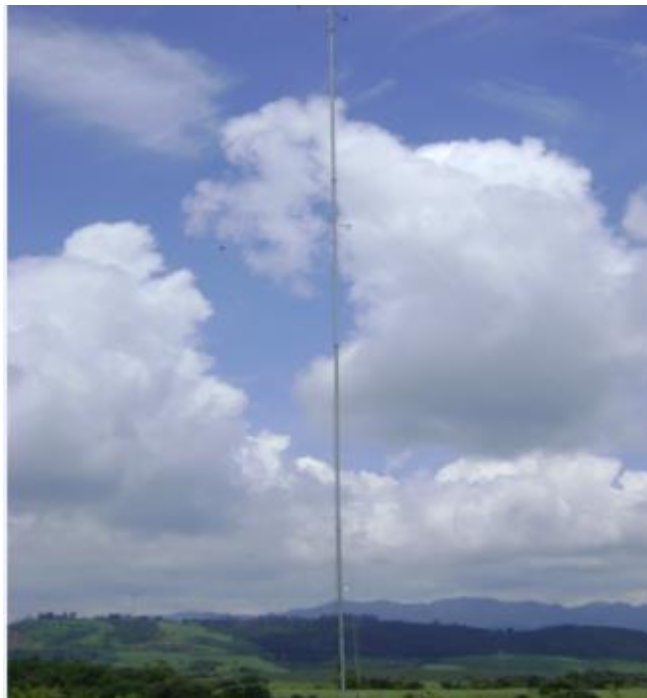
Se proponen dos modelos distintos de turbinas para este trabajo de graduación, una de 50 kW y otra de 2.0 MW de potencia generadora, de diferente marca. Se hizo el análisis técnico-económico del lugar y las condiciones, para escoger la turbina adecuada según dichos factores, seleccionando finalmente la turbina de 2.0 MW de capacidad. La eficiencia entre una turbina de 2,0 MW y una de 50 kW, así como la generación total de energía eléctrica, hacen que la de mayor capacidad sea una mejor opción para el proyecto, según las condiciones del lugar seleccionado.

Figura 23: Ubicación en Google Maps Finca La Concha



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2014

Figura 24: Torre de medición eólica Finca La Concha, Villa Canales



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2014

Tabla 10: Características generales del terreno seleccionado

Velocidad promedio de viento (m/s)	Dirección del viento	Altura promedio sobre el nivel del mar (m)	Topografía	Extensión de terreno aprox. (mz)	Localización del terreno
5.79	Noroeste	1280	Semiondulada	60	El Jocotillo, Villa Canales

3. Comercialización de la energía eléctrica generada (\$/kWh). Para tomar un precio de referencia de venta de la energía eléctrica generada al año en esta propuesta de proyecto se usaron los promedios listados por la AMM, según los precios de venta (precio spot) por generadores en todos los meses desde el año 2010 al 2014, para obtener un promedio general.

Tabla 11: Precio promedio en US\$ del MWh proporcionado por el AMM

Año base	2014	2013	2012	2011	2010
Precio en US \$	103.6	121.0	146.5	132.6	104.0

El promedio general de precio de venta en ese periodo de años es de \$121.54 MWh producido y vendido como ente generador de energía eléctrica en el mercado mayorista.

Otra opción que puede arrojar precios de venta más reales para proyecciones más eficaces es buscar datos con empresas que han entrado a licitar generación de energía eléctrica bajo ciertos parámetros, como capacidad de producción de energía a largo plazo. Este es el caso de la empresa MELECSA, que recientemente ganó una licitación de generación de energía eléctrica en Guatemala por medio del viento, bajo las siguientes condiciones.

Tabla 12: Condiciones de licitación energética para MELECSA

	23.0 MW	40.0 MW
Precio MW generado (\$)	129.00	135.00

Se consideró un aumento anual tomando como referencia la tasa de inflación de Estados Unidos, es un aumento marginal, o sea que se toma en cuenta solo el 10% del precio anterior, luego se multiplica por la inflación (2.8% actualmente) y se suma con el 90% de dicho precio, así se obtiene el nuevo precio, esto es por contrato durante los próximos 15 años.

Por lo tanto, se podría tomar una base más sólida para el precio de venta de energía eléctrica, usando un cálculo proporcional, o con la ecuación de una recta o punto pendiente, tomando la base de generación sobre una turbina de 1 MW, se obtiene un precio de \$120.88 por MWh.

Según este dato, el promedio general considerado anteriormente no se aleja tanto de la realidad, se podría hacer un análisis financiero con ese valor aproximado. Para detallar los resultados obtenidos en las proyecciones financieras sobre el escenario propuesto, se tomará de base el precio de \$120.88 MWh encontrado a un plazo de 15 años.

4. Conexión a la Red Nacional de Energía Eléctrica. El Sistema Eléctrico de Guatemala está compuesto por tres componentes: Generación (oferta eléctrica), Transporte, y Distribución (demanda de energía). Para fines de la conexión a la red eléctrica de Guatemala, la red de transporte y distribución de la energía es la que compone la transmisión de electricidad a nivel nacional.

El Sistema de Transporte está conformado por el Sistema Principal y el Sistema Secundario. Estando el Sistema Principal compartido por los Generadores y las interconexiones a otros países, y operando básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138, y 69 kV. El Sistema Secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal. El Sistema de Distribución está integrado por la infraestructura de distribución – líneas, subestaciones y las redes de distribución – que opera en tensiones menores a 34.5 kV. Las principales empresas distribuidoras, coordinadas por la Asociación del Mercado Mayorista, son: Empresa Eléctrica de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Occidente, Distribuidora de Electricidad de Oriente y Empresas Eléctricas Municipales (www.melecsa.com).

Cercano al terreno seleccionado para la instalación de la turbina, se extienden dos líneas de transporte de alta tensión de energía eléctrica del Sistema Secundario y una del Sistema Principal. Para la comercialización de la energía producida, se utilizará un sistema de transformadores, transistores y un convertidor eléctrico de Corriente Alterna a Corriente Directa, que permitirá la conversión del voltaje entregado por el generador para poder transportarlo y distribuirlo a través de la red de 69 kV y de 34.5 kV. No se profundizará en los tipos de transformadores ni en la estructuración del sistema de transistores de energía eléctrica en este trabajo.

El costo de estos equipos está considerado en los rubros de la inversión inicial como parte de los instrumentos usados para la conexión a la red para ambas turbinas. Es importante mencionar que la turbina de 2.0 MW se vuelve más eficiente en la generación y transporte de energía eléctrica que la turbina de 50 kW, debido a que el equipo que transporta la energía eléctrica hacia la red de transmisión necesita solo de un transformador que lleve el voltaje inicial de 220 V a 56 kV para que la corriente eléctrica pueda ser transportada a través de la red nacional de transmisión. Por lo tanto,

esto hace posible la conexión del sistema a la red nacional de traslado y distribución de la energía eléctrica generada por el proyecto eólico.

5. Resultados de los posibles escenarios. Se consideran dos modelos de turbinas distintos para generación de energía eléctrica. Las características técnicas y diagramas operativos de ambas turbinas se muestran en los anexos.

Para efectos de la evaluación financiera, se adquirirá un préstamo bancario. Entre los rubros más importantes en los que se utilizará el dinero están: compra de equipo, el diseño de la instalación eólica, accesorios y protecciones necesarias para que pueda funcionar, incluyendo la obra civil, disposición del terreno a utilizar y el montaje electromecánico.

También se incluye la inversión aproximada para montar el proyecto, desde la preparación y planeación, su ejecución y puesta en marcha. Las tablas con los datos se encuentran a continuación tomando como referencia los dos modelos distintos de turbinas.

Tabla 13: Especificaciones técnicas de generación de dos tipos de turbinas eólicas

Factores principales	Turbina de 2.0 MW	Turbina de 50 kW
Marca y modelo de la turbina	V-110 2.0 MW	Aeolos H-50kW
Potencia instalada	2.0 MW	50 kW
Potencia de la turbina	2.0 MW	50 kW
Cantidad de Turbinas	1	1
Energía anual bruta	17,520,000 kWh	438,000 kWh
Factor de capacidad a la velocidad de viento dada (6.0 m/s)	34%	37%
Energía neta generada	5,956,800 kWh	162,062 kWh
Pérdidas adicionales	2.5%	1.0%
Energía neta disponible	5,807,880 kWh	160,442 kWh
Factor de capacidad real según condiciones dadas	31.5%	36%

Tabla 14: Inversión para desarrollar un proyecto de energía eólica con dos tipos de turbina

Componentes	Turbina de 2.0 MW	Turbina de 50 kW
	Costo estimado en US \$	Costo estimado en US \$
Turbina	3,024,000.00	69,800.00
Sistema de conexión a red eléctrica	423,360.00	7,180.00
Sistema de control general	362,880.00	6,000.00
Torre de 30 m de altura para sujeción	544,320.00	27,580.00
Transporte CIF, montaje e instalación	302,400.00	8,828.00
Vehículo 4x4 para trabajo y transporte	15,000.00	-
Sistema de cámaras de seguridad	8,000.00	2,500.00
Terreno	-	-
Instalación eléctrica auxiliar del sistema (protección interna, reguladores, etc)	75,600.00	3,500.00
Obra civil (Plataformas, bases, edificios, etc)	89,900.00	9,740.00
Diseño y estudio previo	30,240.00	1,400.00
Licencias, costos legales, permisos	39,312.00	7,500.00
Otros (Suplementos, material de apoyo auxiliar)	45,360.00	-
Mobiliario y Equipo de Oficina	4,000.00	-
Imprevistos	21,168.00	2,450.00
Total	4,985,540.00	149,578.00
Inversión / kW instalado	2,492.770	2,991.56

Nota: Los costos del sistema de conexión a la red eléctrica, control general, torre de 30 m, transporte CIF, instalación eléctrica auxiliar, diseño y estudio previo fueron obtenidos como porcentajes del valor total de la turbina según estudio de costos de la energía eólica (IRENA 2012).

Se consideraron estos montos de inversión para ambas turbinas. En potencia generadora la de menor capacidad de generación es más eficiente, pero el menor volumen por año producido de electricidad eleva la inversión por kW instalado.

Tabla 15: Costos de mantenimiento y operación anuales para ambas turbinas en US (\$)

Áreas de operación	Turbina de 2.0 MW Cantidad (\$)	Turbina de 50 kW Cantidad (\$)
Mantenimiento preventivo	60,000.00	1,500.00
Mano de obra operativa	16,000.00	1,500.00
Gerencia administrativa	24,000.00	2,500.00
Seguridad y guardianía	7,000.00	3,000.00
Costos varios	6,000.00	1,000.00
Imprevistos	4,500.00	500.00
Contabilidad	-	500.00
Total	117,500.00	10,500.00

Nota: El mantenimiento preventivo se obtuvo como el 2% aproximado del valor de la turbina (IRENA 2012)

Para cada turbina se plantean costos de operación y mantenimiento distintos, según recomendaciones del fabricante y proyecciones estimadas locales.

Los programas de chequeo de los equipos electromecánicos de ambas turbinas y los planes de mantenimiento se harán según recomendaciones del fabricante y de los equipos electrónicos.

Para el caso de la turbina Aeolos de 50 kW de potencia, se propone un mantenimiento trimestral de chequeo de los equipos electromecánicos de la turbina y un mantenimiento preventivo semestral dependiendo del tiempo y estado de los equipos. También se contratará a un operario con conocimientos electromecánicos avanzados, se le capacitará sobre el tema de generación eólica y específicamente sobre este tipo de turbinas y los equipos auxiliares.

Se considera que dicho operador puede monitorear los equipos entre una a tres veces por semana de dos a tres horas en diferente turno, por lo tanto se le pagará por visita efectuada, ya que el fabricante de la turbina ofrece apoyo a distancia sin costo durante el tiempo que dura la garantía del equipo. La supervisión general del proyecto la tendrá a cargo un profesional con experiencia en generación de energía con recursos renovables.

Existe un rubro de costos varios, como papeleo, útiles de oficina, transporte, viáticos, etc. y un rubro de imprevistos ante posibles eventualidades.

Para la organización que administrará el proyecto si se escogiera la turbina de menor potencia generadora se propone la siguiente estructura organizacional:

Figura 25: Organigrama propuesto para la organización, para la turbina de 50 kW



Para el caso de la turbina de 2.0 MW de potencia generadora, se consideran otros escenarios operativos y administrativos que a continuación se expondrán.

Se contrataría a dos técnicos operativos con conocimiento avanzado en electromecánica , entrenados y capacitados sobre generación eólica y específicamente sobre este tipo de turbinas y sus equipos auxiliares, con respaldo del fabricante. Ellos realizarán trabajo en campo, y formaran parte de los posibles correctivos que se presentarán en la operación de la turbina y de la red de conexión eléctrica.

También se consideraría tener en nómina a dos operadores con turnos rotativos para el monitoreo diario de los equipos de generación, monitoreo realizado a distancia con el equipo SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), este equipo ofrece control de los principales parámetros de la turbina en tiempo real mientras está en operación.

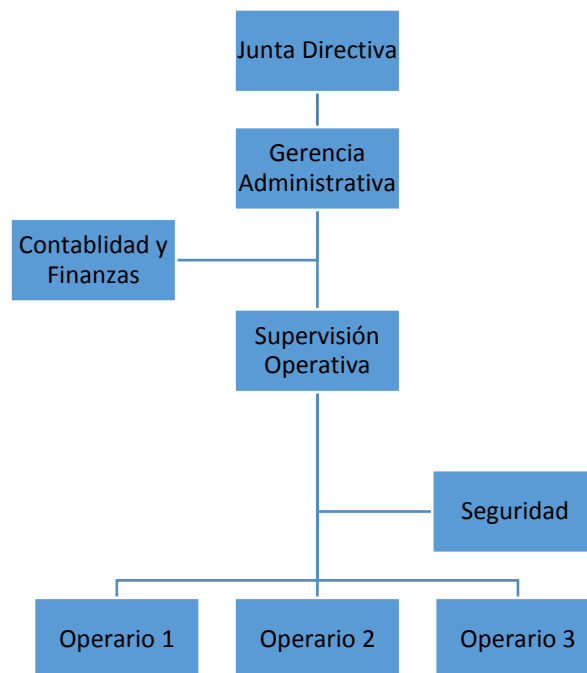
Adicionalmente, la empresa donde sería adquirida la turbina ofrece apoyo a distancia sin costo durante el tiempo que dura la garantía del equipo y visitas programadas cada cierto tiempo, esto se debe definir al momento de negociar la turbina.

La administración del funcionamiento del proyecto en general lo llevará a cabo una Gerencia Administrativa, con los requisitos profesionales definidos en el ramo de la ingeniería y generación de energía por medio de recursos renovables, y se encargará de ejecutar, dirigir, gestionar y verificar todos los movimientos administrativos y operativos que abarcan dicho proyecto.

Tendrá una división de supervisión general, la que se encargará de velar por el correcto funcionamiento operativo y administrativo de las operaciones diarias, dicha supervisión se planeará con el Gerente Administrativo. Todos estos profesionales serán contratados en nómina y tendrán obligaciones laborales concretas, con horarios de trabajo definidos, ya sea directamente en el lugar de operaciones de la turbina donde habrá un edificio central de control y/o a distancia para los horarios o jornadas inhábiles.

Se considera un rubro de costos varios, como papeleo, útiles de oficina, transporte, viáticos, etc. y un rubro de imprevistos ante posibles eventualidades, para tener un margen de maniobra dentro de los demás costos incluidos.

Figura 26: Organigrama modificado para la organización



a. Proyecciones financieras. En ambas propuestas se considera la adquisición solamente de una turbina para la ejecución del proyecto. La capacidad de generación de energía eléctrica de las turbinas a cierta velocidad viene dada en el manual de los equipos y sirve para calcular la capacidad real según las condiciones particulares del sector donde operará.

Las proyecciones financieras para la turbina de 50 kW se muestran a continuación, y corresponden a una operación de 15 años, primero se encuentra el estado de resultados, luego el flujo de efectivo. Luego, se muestran las proyecciones de la turbina de 2.0 MW de capacidad. Los resultados son similares en cuanto a las tendencias de crecimiento pero en cantidades e indicadores son distintos.

Los ingresos por venta en ambas se deben a la cantidad neta de energía generada, tomando en cuenta una generación uniforme de energía con una base operativa de 24 horas por día. Los costos operativos no son tan significativos comparados con los ingresos, los rubros más altos son los costos variables, donde se encuentran los mantenimientos preventivos a las instalaciones eléctricas.

La depreciación de los equipos en los Estados de Resultados estima que en los primeros años no se reporten utilidades, y la otra suma que se eleva son los intereses a pagar.

Los impuestos no aplicarían, primero porque no se reportan utilidades y porque la Ley de Incentivo al Desarrollo de Proyectos de Generación de Energía Renovable, en el Artículo 5 especifica la exoneración del ISR, durante los primeros 10 años de operación, entre otros beneficios que el ente generador puede gozar.

Los flujos de efectivo mostraron un incremento continuo desde el primer año y se observaron los beneficios de no pagar impuestos al final de cada periodo de operación en la liquidez que ambas alternativas presentan en los 15 años propuestos.

Tabla 16: Proyección de estado de resultados a 15 años seleccionando la turbina de 50 kW

CONCEPTOS	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15
VENTAS	\$18,712.16	\$18,787.01	\$18,862.91	\$18,939.88	\$19,017.94	\$19,097.10	\$19,177.38	\$19,258.81	\$19,341.40	\$19,425.18	\$19,510.16	\$19,596.36	\$19,683.82	\$19,772.54	\$19,862.55
COSTOS FIJOS	\$7,000.00	\$7,075.00	\$7,153.75	\$7,236.44	\$7,323.26	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14
COSTOS VARIABLES	\$3,000.00	\$3,010.00	\$3,020.10	\$3,030.30	\$3,040.60	\$3,051.01	\$3,061.52	\$3,072.14	\$3,082.86	\$3,093.69	\$3,129.62	\$3,140.67	\$3,151.83	\$3,163.09	\$3,174.47
COSTOS TOTALES	\$10,000.00	\$10,085.00	\$10,173.85	\$10,266.74	\$10,363.86	\$10,465.43	\$10,475.94	\$10,486.56	\$10,497.28	\$10,508.11	\$11,039.77	\$11,050.81	\$11,061.97	\$11,073.24	\$11,084.62
UTILIDAD BRUTA	\$8,712.16	\$8,702.01	\$8,689.06	\$8,673.14	\$8,654.07	\$8,631.66	\$8,670.14	\$8,677.25	\$8,684.12	\$8,691.07	\$8,470.39	\$8,545.55	\$8,621.85	\$8,699.30	\$8,777.93
DEPRECIACION	\$39,044.00	\$39,044.00	\$39,044.00	\$39,044.00	\$39,044.00	\$39,980.00	\$39,980.00	\$39,980.00	\$39,980.00	\$39,980.00	-	-	-	-	-
UTILIDAD ANTES DE INTERESES	-\$30,331.84	-\$30,341.99	-\$30,354.94	-\$30,370.86	-\$30,389.93	-\$30,651.66	-\$30,721.44	-\$30,792.25	-\$30,864.12	-\$30,937.07	\$8,470.39	\$8,545.55	\$8,621.85	\$8,699.30	\$8,777.93
INTERESES	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-\$34,975.48	-\$34,985.63	-\$34,998.58	-\$35,014.50	-\$35,033.57	-\$35,299.19	-\$35,292.20	-\$35,285.13	-\$35,279.52	-\$35,270.57	\$8,826.75	\$8,901.91	\$8,978.21	\$9,055.66	\$9,134.29
IMPUESTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$8,071.49	\$8,092.54	\$8,113.90	\$8,135.58	\$8,157.60
UTILIDAD DEL EJERCICIO	-\$34,975.48	-\$34,985.63	-\$34,998.58	-\$35,014.50	-\$35,033.57	-\$35,299.19	-\$35,292.20	-\$35,285.13	-\$35,279.52	-\$35,270.57	\$8,826.75	\$8,901.91	\$8,978.21	\$9,055.66	\$9,134.29

Tabla 17: Proyección del flujo de efectivo para los 15 años seleccionando la turbina de 50 kW

CONCEPTOS/AÑO	AÑO0	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15
VENTAS	-	\$18,712.16	\$18,787.01	\$18,862.91	\$18,939.88	\$19,017.94	\$19,097.10	\$19,177.38	\$19,258.81	\$19,341.40	\$19,425.18	\$19,510.16	\$19,596.36	\$19,683.82	\$19,772.54	\$19,862.55
INGRESO PRESTAMO	\$7,394.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPITAL PROPIO/SALDO INICIAL	\$7,394.00	-	\$4,068.52	\$3,126.90	\$2,172.32	\$1,620.18	\$1,212.26	\$820.28	\$516.89	\$286.69	\$158.18	\$86.61	\$3,615.87	\$6,425.25	\$9,289.56	\$12,209.63
INGRESOS TOTALES	\$54,788.00	\$18,712.16	\$22,855.54	\$26,989.81	\$31,112.20	\$35,219.76	\$39,309.35	\$43,377.66	\$47,516.89	\$51,728.10	\$56,012.36	\$60,370.77	\$64,821.23	\$69,369.06	\$74,020.90	\$78,782.18
COSTOS FIJOS	-	\$7,000.00	\$7,075.00	\$7,153.75	\$7,236.44	\$7,323.26	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,414.42	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14	\$7,910.14
COSTOS VARIABLES	-	\$3,000.00	\$3,010.00	\$3,020.10	\$3,030.30	\$3,040.60	\$3,051.01	\$3,061.52	\$3,072.14	\$3,082.86	\$3,093.69	\$3,129.62	\$3,140.67	\$3,151.83	\$3,163.09	\$3,174.47
OTROS EGRESOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMORTIZACION INTERESES	-	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64	\$4,643.64
COSTOS TOTALES	-	\$14,643.64	\$14,728.64	\$14,817.49	\$14,910.38	\$15,007.50	\$15,109.07	\$15,219.58	\$15,330.20	\$15,440.92	\$15,551.75	\$15,663.41	\$15,775.45	\$15,887.61	\$15,999.88	\$16,112.26
COMPRA ACTIVO FIJO	\$28,240.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPRA OTROS ACTIVOS	\$6,548.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPRA CAPITAL DE TRABAJO	\$10,000.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IMPUESTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$8,071.49	\$8,092.54	\$8,113.90	\$8,135.58	\$8,157.60
SALDO FINAL	-	\$4,068.52	\$3,126.90	\$2,172.32	\$1,620.18	\$1,212.26	\$820.28	\$516.89	\$286.69	\$158.18	\$86.61	\$3,615.87	\$6,425.25	\$9,289.56	\$12,209.63	\$15,186.32

Tabla 18: Proyección de estado de resultados para los 15 años seleccionando la turbina de 2.0 MW

CONCEPTOS	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15
INGRESOS	\$652,752.00	\$654,253.33	\$655,773.16	\$657,311.75	\$658,869.38	\$660,446.31	\$662,042.82	\$663,659.20	\$665,295.72	\$666,952.69	\$668,630.39	\$670,329.14	\$672,049.23	\$673,790.97	\$675,554.70
COSTOS FIJOS	\$47,000.00	\$47,800.00	\$48,640.00	\$49,522.00	\$50,448.10	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,919.53	\$51,919.53	\$51,919.53	\$51,919.53	\$51,919.53
COSTOS VARIABLES	\$73,000.00	\$73,330.00	\$73,673.30	\$74,030.53	\$74,402.36	\$74,789.49	\$75,192.64	\$75,612.58	\$76,050.13	\$76,506.12	\$76,981.45	\$77,477.04	\$77,993.88	\$78,532.99	\$79,095.45
COSTOS TOTALES	\$120,000.00	\$121,130.00	\$122,313.30	\$123,552.53	\$124,850.46	\$126,209.99	\$126,613.14	\$127,033.09	\$127,470.64	\$127,926.63	\$128,321.78	\$128,668.57	\$129,066.41	\$129,515.52	\$129,916.98
UTILIDAD BRUTA	\$532,752.00	\$533,123.33	\$533,459.86	\$533,759.22	\$534,018.92	\$534,236.32	\$534,392.68	\$534,526.11	\$534,629.09	\$534,696.07	\$534,728.94	\$534,737.57	\$534,732.82	\$534,715.98	\$534,689.22
DEPRECIACION	\$440,056.00	\$440,056.00	\$440,056.00	\$440,056.00	\$440,056.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00	\$440,000.00
UTILIDAD ANTES DE INTERESES	\$92,696.00	\$93,067.33	\$93,403.86	\$93,703.22	\$93,962.92	\$94,186.32	\$94,330.68	\$94,426.11	\$94,479.09	\$94,496.07	\$94,508.94	\$94,517.57	\$94,522.82	\$94,525.98	\$94,527.22
INTERESES	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	-\$105,477.60	-\$105,106.27	-\$104,769.74	-\$104,470.38	-\$104,210.68	-\$103,987.28	-\$103,842.92	-\$103,756.49	-\$103,724.51	-\$103,715.53	-\$103,728.66	-\$103,752.03	-\$103,785.78	-\$103,828.62	-\$103,880.38
IMPUESTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$4,719.47	\$5,056.35	\$5,393.26	\$5,730.00	\$6,066.35
UTILIDAD DEL EJERCICIO	-\$105,477.60	-\$105,106.27	-\$104,769.74	-\$104,470.38	-\$104,210.68	-\$103,987.28	-\$103,842.92	-\$103,756.49	-\$103,724.51	-\$103,715.53	-\$103,728.66	-\$103,752.03	-\$103,785.78	-\$103,828.62	-\$103,880.38

Tabla 19: Proyección de flujo de efectivo para los 15 años seleccionando la turbina de 2.0 MW

CONCEPTOS/AÑO	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	AÑO5	AÑO6	AÑO7	AÑO8	AÑO9	AÑO10	AÑO11	AÑO12	AÑO13	AÑO14	AÑO15
INGRESOS	\$652,752.00	\$654,253.33	\$655,773.16	\$657,311.75	\$658,869.38	\$660,446.31	\$662,042.82	\$663,659.20	\$665,295.72	\$666,952.69	\$668,630.39	\$670,329.14	\$672,049.23	\$673,790.97	\$675,554.70
INGRESO PRESTAMO	\$963,472.00														
CAPITAL PROPIO ACUMULADO	\$90,868.00	\$34,578.40	\$69,528.13	\$104,814.39	\$139,340.00	\$176,245.33	\$212,308.05	\$249,564.13	\$288,016.64	\$327,668.13	\$368,520.59	\$410,612.08	\$454,856.55	\$501,181.50	\$549,347.95
INGRESOS TOTALES	\$954,340.00	\$952,752.00	\$958,831.73	\$962,325.01	\$966,662.12	\$971,999.29	\$978,674.33	\$985,674.33	\$993,012.33	\$1,000,634.82	\$1,008,520.98	\$1,016,729.14	\$1,025,282.67	\$1,034,182.47	\$1,043,395.05
COSTOS FIJOS	\$47,000.00	\$47,800.00	\$48,640.00	\$49,522.00	\$50,448.10	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,420.51	\$51,919.53	\$51,919.53	\$51,919.53	\$51,919.53	\$51,919.53
COSTOS VARIABLES	\$73,000.00	\$73,330.00	\$73,673.30	\$74,030.53	\$74,402.36	\$74,789.49	\$75,192.64	\$75,612.58	\$76,050.13	\$76,506.12	\$76,981.45	\$77,477.04	\$77,993.88	\$78,532.99	\$79,095.45
OTROS GRESOS	-														
AMORTIZACION INTERESES CAPITAL	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60	\$98,173.60
COSTOS TOTALES	\$118,173.60	\$119,303.60	\$120,486.90	\$121,726.13	\$123,024.06	\$124,383.59	\$124,786.74	\$125,206.69	\$125,644.24	\$126,100.23	\$126,581.98	\$127,089.17	\$127,612.42	\$128,151.52	\$128,707.58
PAGO IMPUESTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$4,719.47	\$5,056.35	\$5,393.26	\$5,730.00	\$6,066.35
COMPRA ACTIVO FIJO	\$611,188.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPRA OTROS ACTIVOS	\$23,152.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
COMPRA CAPITAL DE TRABAJO	\$20,000.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SALDO FINAL	-	\$34,578.40	\$69,528.13	\$104,814.39	\$139,340.01	\$176,245.33	\$212,308.05	\$249,564.13	\$288,016.64	\$327,668.13	\$368,520.59	\$410,612.08	\$454,856.55	\$501,181.50	\$549,347.95

Esto implica que la organización cuenta con excedentes de efectivo, los cuales son muy importantes para el funcionamiento y saneamiento financiero de una empresa. Se debe tener en cuenta dichos flujos, porque podrían proporcionar un apoyo ante cualquier eventualidad financiera en el proyecto.

Es importante notar que en la amortización de intereses anuales, no se consideran los pagos o abonos a capital, debido a los altos montos de dinero necesarios. Esto es una herramienta de apoyo entre la entidad que presta el dinero y la que lo solicita. Como son fondos para fines específicos, como lo es la generación de energía eléctrica con recursos renovables, instituciones bancarias como el BCIE incluyen en sus programas de apoyo a la región centroamericana, el acceso a préstamos bancarios con facilidades de pago y otras condiciones contractuales (www.bcie.org.gt).

Tabla 20: Indicadores financieros de rentabilidad para las dos turbinas eólicas propuestas

	Turbina de 50 kW	Turbina de 2.0 MW
VAN	\$ 84,722.09	\$ 6,497,108.77
TIR	12.66%	25.27%
B/C	0.73	1.28
Periodo de recuperación (en años)	8.25	5.30

El Valor Presente Neto (VPN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR) muestran valores positivos, pero por debajo de un nivel de rentabilidad económica esperada. La razón de B/C muestra un valor menor a uno, y el periodo de recuperación está por encima de los 8 años. \$84,722.09, 12.66%, 0,73 y 8.25 años respectivamente. Estos valores aplican si se selecciona la generación con una turbina de 50 kW.

Para la alternativa mostrada en esta tabla, el Valor Presente Neto (VPN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR) muestran valores por encima del nivel de rentabilidad económica esperada. Véase a la TIR con 25.27%, que es mayor a la TMAR de 20%. La Razón de B/C es de 1.28, mayor a uno, y el periodo de recuperación está sobre los 5 años estimados. Según el valor de B/C, el proyecto es recomendable realizarlo bajo estos parámetros.

b. Cálculo de la TMAR (Tasa Mínima Atractiva de Retorno) para este trabajo. Para calcular este parámetro se tomaron en cuenta dos valores que influyen en el valor real del dinero al momento de invertir en este proyecto, y el porcentaje de retorno para la industria analizada:

- El promedio de la Tasa de Inflación de los Estados Unidos de América de los últimos tres años (2013, 2014, y 2015) (www.datos.bancomundial.org).
- La Tasa de interés del préstamo solicitado (www.banguat.com).
- El porcentaje de ganancia que se espera en proyectos de generación de energía eléctrica (ETESA, 2012).

Con estos valores la TMAR queda de la siguiente manera:

$$\text{TMAR} = 2.06\% + 5.932\% + 12.0\% = \mathbf{19.992\%}$$

Se toma en cuenta, finalmente, el valor numérico aproximado, para obtener una TMAR de 20%, utilizada como base para evaluar financieramente ambas propuestas económicas. Cabe mencionar que todas estas tasas se basan en el dólar (\$) americano.

c. Financiamiento propuesto para el proyecto. Se cuenta con un financiamiento propuesto a través de un préstamo bancario, que es uno de los medios más utilizados para obtener los recursos monetarios necesarios en este tipo de proyectos. Se asume que la organización solicitante tiene por lo menos entre el 20% al 30% del monto total a invertir disponible (puede ser en efectivo o patrimonio tangible) y que servirá de respaldo o garantía en caso de incumplimiento o cierre de operaciones del proyecto.

Tabla 21: Financiamiento proyecto eólico para las dos turbinas eólicas propuestas

	Turbina de 50 kW	Turbina de 2.0 MW
Tasa de interés préstamo	6%	6%
Monto inicial del préstamo (\$)	77,394.00	3,963,472.00
Total de intereses anuales (\$)	4,643.64	237,808.32
Periodos de pago (anual)	15	15
Monto total a pagar de intereses (\$)	69,654.60	3,567,124.80
Monto total del préstamo bancario (\$)	147,048.60	7,530,596.80

Se puede observar en los datos anteriores de ambas alternativas que al final de los 15 años el monto total a pagar es casi el doble del monto original del préstamo incluyendo el capital, pero en este caso solo se está tomando en cuenta la cantidad de intereses a pagar durante dicho periodo, el capital se puede pagar de otra forma, dichas condiciones se pactan entre las partes involucradas al momento de iniciar la relación contractual del préstamo.

La tasa de interés anual para el 2015 de un préstamo en moneda extranjera (dólares) para uso comercial, de consumo o inversión, está sobre el 8-12%, incluyendo a las tarjetas de crédito, para fines de este trabajo la tasa que se considera se encuentra en el promedio del año 2015 que cerró en 5.932% sin incluir las tarjetas de crédito (www.banguat.gob.gt). Las tasas y condiciones para un préstamo que se utilizará en generar energía eléctrica por medio de recursos renovables, pueden ser más flexible en algunos puntos, presentar facilidades de pago y desembolsos, además de una asesoría directa para el uso eficiente y adecuado del dinero solicitado.

VIII. DISCUSIÓN

La operación del proyecto piloto compara dos alternativas distintas con diferentes potencias de una turbina aerogeneradora, de 50 kW y de 2.0 MW respectivamente. La primera trabaja bajo una efectividad del 35% de generación de energía disponible en un año de funcionamiento, lo que arroja una cantidad de energía de 153.300 MWh neta. La segunda, trabaja bajo una efectividad del 31% de generación neta de energía, según las condiciones (velocidad) presentes de viento de la zona y pérdidas adicionales, produce 5,431.20 MWh en total.

La energía producida por ambas turbinas se puede vender en el mercado mayorista nacional de electricidad (MME). Si se selecciona la turbina de 50 kW de potencia, la energía que produce se puede vender con el precio de mercado o precio spot del día al momento de la transacción, por lo que se usó el promedio del precio spot de los últimos cinco años, con valor de 121.54 \$/MW. Para la energía producida por la turbina de 2.0 MW el precio aproximado que se toma en cuenta es el calculado en base a los valores de un contrato de compra-venta de energía a largo plazo entre integrantes del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), con un valor de \$120.88 \$/MW. Los precios anteriores están estipulados que aumenten anualmente conforme el incremento marginal de la tasa de inflación de los Estados Unidos de América.

El dato de energía generada se obtuvo a partir de los promedios de velocidad de viento mostrados en las tablas de resultados, que se hicieron en base a las mediciones tomadas en el periodo del 2008 al 2012 por parte de la unidad de Energía Renovable del MEM, en común acuerdo con los dueños de Finca La Concha, tablas que se muestran completas en los anexos. Cabe mencionar que dichas mediciones no empezaron exactamente en el año calendario, es decir que se empezó a principios del mes de octubre del 2008, por lo tanto hay datos faltantes en ese año para los meses anteriores, esto puede ser un inconveniente a la hora de tomar dichos datos como referencia exacta de la velocidad del viento en el sector, especialmente porque los meses del año en que se empezó a medir del 2008 son los que mayores velocidades de viento presentan.

La ubicación del terreno donde se instalará la turbina seleccionada es estratégico, ya que según los datos mostrados en los resultados se puede observar que se encuentra a pocos metros de distancia de la carretera principal que da acceso a la localidad, esto facilitará el transporte y la instalación de la turbina y los demás componentes del equipo, así como la posibilidad de reducir costos flotantes.

Para la comercialización de la energía eléctrica, el factor de la ubicación es también muy importante, puede marcar la diferencia entre un sistema de generación eficiente y otro que no

aproveche todo el potencial generado para la venta. Si las distancias de la línea de distribución energética principal al lugar donde se ubica la instalación eléctrica son muy grandes, se vuelve muy costoso y es probable que no se logre vender toda la energía disponible, y se crean vacíos energéticos, que pueden penalizar el precio de la energía pactado originalmente en el contrato a largo plazo. El voltaje en el cual se transportará la energía eléctrica a través de la red interna y luego a través de la red Secundaria de distribución nacional, es de 34.5 kV, o alto voltaje, con líneas de alta tensión. Para que esto sea posible, se consideró originalmente en la inversión la compra de un transformador que maneje ese voltaje dentro de la red interna de distribución del proyecto.

Para el caso de Finca La Concha, ambos sistemas de distribución y conexión nacional (Primario y Secundario) pasan perimetralmente sobre el terreno y sobre la carretera principal, lo que facilita la conexión al sistema de distribución nacional y la consecuente comercialización del total de la energía generada por MWh anual con la red principal y se seleccionó la red Secundaria y a la Empresa Distribuidora de Oriente de Electricidad como acreedora de la energía eléctrica producida.

Los equipos considerados sobre la turbina seleccionada para la instalación y funcionamiento eléctrico se adquirirán con el proveedor de la turbina. Por ejemplo, para ambas alternativas el software de control a distancia, se obtiene en la compra de la turbina. Algunos equipos no los distribuye la compañía fabricante pero tienen aliados estratégicos o empresas recomendadas que darán el soporte necesario y la adquisición de dichos instrumentos se vuelve un problema menos, sobre todo por las garantías que ofrece el fabricante.

En este caso, el fabricante de la turbina seleccionada es Vestas, de Dinamarca. Se seleccionó esta marca por varias razones. Primero, es una de las líderes mundiales en la fabricación e instalación de turbinas de gran envergadura. Segundo, en la actualidad, las turbinas que se encuentran funcionando en el proyecto eólico existente en el territorio nacional, y las del que se iniciará pronto operaciones, son de dicha marca, lo que representa una ventaja en la negociación y facilita la puesta en marcha del proyecto, debido al conocimiento que ya tienen del país y sus condiciones. Tercero, es la marca que ofrece una garantía más completa con respecto a otras marcas fabricantes de turbinas de similar envergadura.

En el tema del mantenimiento de los equipos, se proyecta un plan anual, según las recomendaciones del fabricante, donde se consideran trabajos preventivos y también posibles correctivos que surjan en la operación. Este plan no se detalla en este trabajo, pero son las recomendaciones generales que se deben considerar al instalar la turbina.

En la parte financiera, el análisis económico muestra cifras rentables para una de las turbinas, según el dinero a invertir en el proyecto. Analizando los indicadores de rentabilidad por turbina, la primera propuesta, de 50 kW, se obtiene un VAN de USD \$84,722.09, y una TIR de 12.66%, con una razón B/C de 0.73. Como el Valor Presente Neto de esta propuesta es positivo, se opta por el uso de la TIR obtenida, que en este caso es menor al valor de la TMAR calculada como parámetro para evaluar el proyecto, de la misma manera, la razón de B/C es menor a uno, por lo que se decide excluir esta alternativa para turbina piloto por no ser lo suficientemente rentable.

Para la segunda turbina piloto propuesta, la de 2.0 MW de potencia, todos los valores de rentabilidad muestran un fuerte incremento, empezando con el Valor Presente Neto, con un total de USD \$6,497,108.77, una TIR de 25.27% y una razón de B/C de 1.28. Por lo que se decide escoger esta alternativa como turbina piloto para el proyecto de generación de energía eléctrica. La TIR es mayor que la TMAR, y la razón B/C es mayor a uno. Por lo tanto, en definitiva, bajo estas condiciones, el proyecto se vuelve atractivo financieramente y se recomendaría hacer los estudios respectivos para confirmar dichos datos, y ejecutar el proyecto.

En la parte de los costos, es interesante observar que para la turbina seleccionada de 2.0 MW su valor es casi el 70% de toda la inversión. Pero se espera que esta inversión la justifique la generación neta de energía, la cual sea tal que traducido en ventas e ingresos diluya la inversión inicial y el mayor riesgo financiero y económico que se asume al llevar a cabo este tipo de proyectos.

Los ingresos por venta son bastante altos, y los costos se diluyen conforme el volumen de venta crece, por lo tanto las ganancias se elevan de manera tal que el préstamo bancario se podría pagar, si así lo deseara la empresa u organización representante del proyecto, en los 15 años de operación como se muestran en las proyecciones. Existen un exceso de liquidez en ambos escenarios, pero en el caso de la turbina de 2.0 MW, los saldos acumulados del flujo de efectivo a partir del segundo año, podrían utilizarse para abonar a el saldo de capital pendiente del préstamo, que no se considera en el plan inicial, dichos detalles serán negociados entre las entidades competentes como se menciona en la sección de resultados.

Se puede observar que este tipo de proyectos, bajo condiciones estables, pueden ser muy rentables, y en países como Guatemala, con una economía creciente, son necesarios y pueden ser de gran apoyo al crecimiento industrial, social, y ambiental de las comunidades afectadas por la instalación y funcionamiento del mismo.

Aunque el precio de la electricidad a la venta para el consumidor promedio en Guatemala no tiende a la baja inmediatamente, crea una oferta mayor a la actual, y por la ley de oferta y demanda

de un bien o servicio, dicho precio eventualmente variaría, disminuyendo, lo que ayudaría al ahorro de los usuarios que pagan el servicio de energía eléctrica.

También aumentaría la cobertura del sector energético, llevando a más comunidades energía eléctrica, y por lo tanto desarrollo social. El único proyecto a la fecha en el país funcionando se encuentra en San Antonio el Sitio, Villa Canales, capaz de generar aproximadamente 52.8 MW de energía eléctrica, con un total de 16 turbinas de 3.3 MW de capacidad instalada. Lo que confirma el potencial de la localidad analizada, ya que esta se encuentran a 3 km aproximadamente de distancia una de otra. Existe otro proyecto eólico a punto de iniciar operaciones en el territorio nacional, está ubicado en el municipio de San Vicente Pacaya, Finca La Colina, con 7 turbinas en total, cada una de 3.3 MW de capacidad instalada.

Aunque en este caso, el desarrollo local por la generación y alimentación de electricidad sería nulo, porque la energía eléctrica generada no puede ser transmitida a cada usuario cercano al área, sino que se entrega directamente a las líneas de distribución energética, que transportan la energía eléctrica hacia la central de almacenamiento energético más cercano, y desde ahí es distribuido por los transportistas de energía eléctrica hacia los usuarios finales que utilizarán el servicio.

El beneficio que se obtiene en la localidad, es directamente por la generación de trabajo en las etapas iniciales del proyecto, en la instalación sobre todo, donde se necesitará personal para realizar trabajos de zanjado, cercado, de construcción, limpieza de terrenos, etc. El sector industrial existente no se beneficiaría inmediatamente, y una mejora en el clima social de la comunidad por el proyecto no será significativo.

Aún así, existe la posibilidad en donde la entidad que realiza el proyecto, quiera alcanzar algún acuerdo con la organización municipal del sector o con grupos representantes del lugar, en los cuales, la comunidad cercana se compromete a prestar algún servicio o facilidad a dicha entidad, a cambio de un beneficio directo, como la elaboración de un centro educativo, un centro asistencial de salud u otra obra.

Debido a los montos a invertir, que están al alcance de muy pocas organizaciones, empresa, medios o familias a nivel nacional, se debe de solicitar apoyo de organizaciones mundiales que puedan realizar este tipo de desembolsos económicos.

Entidades como el BCIE, con préstamos especiales para financiar estos proyectos, como la iniciativa ARECA, cobran mucha importancia en la asignación y ejecución de estas grandes obras, sin ellos, este tipo de proyectos serían muy complicados de realizar para países como Guatemala. El apoyo de las entidades nacionales, gubernamentales, bancarias y sociales son necesarias

también para hacer estos proyectos factibles, ya que operarán en territorio nacional y por plazos prolongados de tiempo (licitaciones de 15 a 20 años, dependiendo la envergadura del proyecto).

Por lo tanto, se deben de considerar varios factores, uno de ellos y que es sumamente importante, es la correcta medición y toma de datos del recurso eólico. Ya se mencionaron en secciones anteriores algunos aspectos generales con respecto al tema, pero un apoyo financiero y técnico detallado al respecto, con asesoría profesional, es fundamental.

En el caso de los datos recolectados por el MEM y la unidad de Energía Renovable de algunas propiedades del viento que se usaron como referencia para este análisis, se encontraron bases de datos incompletas, mediciones faltantes por que el equipo dejó de funcionar por causas diversas y que no se inspeccionó a tiempo.

Otro tema muy importante es la trascendencia que tiene este tipo de proyectos para el medio ambiente. Para Guatemala, que desea aumentar el porcentaje de generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables en la matriz energética nacional, estos proyectos son de gran aporte para alcanzar esa meta.

Se mostró en la Tabla 24 el volumen en galones de combustible aproximado que se estaría ahorrando Guatemala en generar esa cantidad de energía. Realmente es considerable la disminución de emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero que no afectarán a la capa de ozono por la quema de alguno de los combustibles fósiles listados en dicha tabla.

Esto detendrá el acelerado deterioro que dicha zona atmosférica presenta, y se habrá una disminución de los efectos nocivos del cambio climático, que según proyecciones relacionadas con este problema, pronostican serias consecuencias a nivel mundial, especialmente para países tan vulnerables como los de la región centroamericana. Por lo tanto, apoyar a la conservación del medio ambiente se vuelve un factor de mucho peso para tomar la decisión de llevar o no a cabo un proyecto.

En el marco legal, existen varias leyes nacionales que abarcan el tema de la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables.

Las que se deben tener en cuenta son: La Constitución Nacional de la República, La Ley General de Electricidad aprobada y publicada en el año 1996 y la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable publicada e inscrita en el año 2003 y ratificada con el Decreto Gubernativo No. 211-2005 Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, publicado en el año 2005.

Estas leyes son para el ordenamiento y comercialización de la energía eléctrica en el territorio nacional, se enfocan en un marco legal explícito que abarca el grupo que contiene a los entes encargados de regir legalmente el mercado de la energía y de incentivar el desarrollo de proyectos de energía eléctrica por medio de recursos renovables.

La Ley General de Electricidad no representa beneficios económicos directos para la organización que llevará a cabo el proyecto, en los artículos de la misma se encuentra catalogado como un ente generador con una capacidad de generación dentro de un margen permisible de potencia. Aquí también se establece una guía a seguir para redactar un contrato entre generadores y posibles compradores o consumidores de energía eléctrica (intermediarios y transportistas).

La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable si representa un beneficio económico para la organización o grupo que realizará el proyecto. En sus artículos menciona, por ejemplo, la reducción del ISR para los primeros años de vida del proyecto o beneficios para importar equipo del extranjero, reduciendo el IVA y algún arancel afecto al bien importado (Artículo 5, Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable).

También incluye apertura y facilidades para financiamiento y adquisición de bienes y servicios que tienen que ver con la generación de energía renovable. Por ejemplo, existe una alianza con el BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica), que por medio de su asesoría, se pueden colocar fondos de los distintos bancos del país, enfocados en áreas de generación alternativa y con recursos renovables de energía eléctrica.

Finalmente, la comunidad cercana obtendrá ciertos beneficios a corto plazo mientras se instala el aerogenerador piloto, pero no se beneficiaría de manera significativa a mediano y largo plazo. Un incremento de los beneficios en el tiempo se obtendrá al momento de instalar más generadores y con inversión adicional.

El marco legal debería incluir algunas reformas, donde se tome en cuenta a la comunidad y sus alrededores, sobre todo si los lugares son comunidades de escasos recursos o del área rural, donde no existan accesos ni facilidades para proporcionar servicios básicos, como el agua y la energía eléctrica.

Otra consideración obvia de este proyecto es la necesidad futura de conectarse a la red de transmisión nacional de energía eléctrica. Dada la localización del terreno donde se hará el proyecto, dicha posibilidad es factible y debe llevarse a cabo, ya que solo así se puede entrar al Mercado Mayorista y vender la energía producida. El costo de dicha instalación ya está considerado en el

rubro de la inversión inicial de la alternativa seleccionada. Ordenar de general a específico. Ponerlo en el mismo orden que puso sus resultados.

IX. CONCLUSIONES

1. Según las especificaciones técnicas y valores económicos de rentabilidad obtenidos del aerogenerador piloto, marca Vestas, de 2.0 MW de potencia instalada, con una eficiencia del 31% a la velocidad promedio de viento aproximada de 6 m/s, es posible aprovechar el potencial eólico del área denominada Finca La Concha, Aldea el Jocotillo, Municipio de Villa Canales.

2. Los estudios usados de medición de las propiedades del viento (velocidad promedio: 5.79 m/s, dirección dominante: Noroeste, altura promedio de 1280 m) se utilizaron para el dimensionamiento y selección de la turbina piloto a instalar, con registros de medición de viento para los años 2008 (iniciando en octubre) al 2012 (terminando en julio),

3. El análisis de rentabilidad del proyecto con las dos alternativas piloto mostraron, para la turbina de 50 kW, un Valor Presente Neto de \$84,722.09, una Tasa Interna de Retorno de 12.66%, un valor de 0.73 de la razón B/C, y un periodo de recuperación de 8.25 años respectivamente. Para la turbina de 2.0 MW, se obtuvo un Valor Presente Neto de 6,497,108.77, una Tasa Interna de Retorno de 25.27%, un valor de 1.28 para la razón de B/C y un periodo de recuperación de 5.30 años. Por lo tanto, se seleccionó la segunda alternativa piloto, ya que presenta una TIR mayor a la TMAR calculada (20%) para la evaluación financiera, un mayor Valor Presente Neto, una tasa de B/C mayor que uno y un periodo de recuperación de 5.30 años, con una proyección de 15 años de operación.

4. La reducción estimada de gases de efecto invernadero como resultado de la implementación de este proyecto generador de energía eléctrica utilizando la turbina de 2.0 MW es significativo, se proyecta que se ahorran 8,100,000 galones de diésel, 6,750,000 galones de bunker para una planta de generación con vapor, 4,764,705.88 galones de bunker usando motores recíprocos para generación de energía, y 32,041.13 t de carbón mineral.

5. Es posible la conexión a la red Secundaria de transmisión de energía eléctrica nacional para vender la energía producida por el aerogenerador piloto seleccionado, ya que el costo de la conexión a la red está ya evaluado dentro de la inversión inicial, por un total de USD \$423,360.00, que incluye: El transformador y el equipo de transmisión eléctrica del voltaje que entrega la turbina y el voltaje (corriente de alta tensión) que transporta la red de transmisión y distribución eléctrica.

X. RECOMENDACIONES

1. Realizar otro análisis con diferentes variables a las utilizadas en este estudio (diferentes capacidades de turbinas, tipos de las mismas, entre otras).

2. Determinar un sistema para recopilar y condensar la información local y regional dispersa sobre mediciones de viento y demás variables relacionadas, que aparecen en los bancos de datos de las instancias relacionadas y bibliografía.

3. Solicitar capacitaciones y facilitar el acceso a software especializado para analizar los datos sobre velocidad del viento, que manejan las instancias relacionadas con el tema.

4. Investigar si existen otros posibles accesos alternativos a financiamientos para estos proyectos de generación de energía eléctrica, como el programa ARECA del BCIE y la Organización Mundial del Medio Ambiente.

5. Aplicar a programas de incentivo en base a las emisiones evitadas de carbono. Existen programas que ofrecen reconocimientos económicos y otro tipo de apoyo para proyectos que, por su naturaleza y funcionamiento, son carbono neutrales, que sus procesos no emiten gases de efecto invernadero que liberan carbono, contaminante nocivo para la atmósfera.

XI. BIBLIOGRAFÍA

- Blank Leland; Tarquin Anthony. 2002. *Ingeniería Económica*. 5ª ed. Traductora: Maria Hano Roa. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 785 páginas.
- Çengel Yunus; Boles Michael. 2003. *Termodinámica*. 4ª ed. Traducción: Victor Campos Olguin. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 707 páginas.
- Fernández, Pedro. 2000. *Energía Eólica*. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Santander, España. 135 páginas.
- Galludo, Mario. 1987. *Energía Eólica*. Buenos Aires. S.A. Progensa. Promotora General de Estudios. 86 páginas.
- García, Santiago. 2009. *Centrales Termoeléctricas de Biomasa*. Renovetec. Madrid. 275 páginas.
- Glassley, William. 2010. *Geothermal Energy: Renewable Energy and the Environment*. USA. CRC Press, Taylor & Francis Group. 455 páginas.
- Gitman, J. Lawrence. 2007. *Principios de Administración Financiera*. 11ª ed. Traducción: Miguel Ángel Sánchez. Juárez, México. Pearson Educación. 688 páginas.
- Heizer Jay; Render Barry. 2009. *Principios de Administración de Operaciones*. 7ª ed. Traducción: Jesús Elmer Murrieta Murrieta. Nauacalpan, México. Pearson Educación. 752 páginas.
- Hansen, O.L. Martin. 2000. *Aerodynamics of Wind Turbines, Rotors, Loads and Structure*, James & James Ltd. Londres. 389 páginas.
- Koontz, Harold; H. Weihrich. 2004. *Administración*. 12ª ed. Traducción: Enrique Palos Báez. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 789 páginas.
- Kruger, Paul. 2006. *Alternative Energy Resources: The Quest for Sustainable Energy*. Hoboken, New Jersey. John Wiley & Sons. 248 páginas.
- Le Gouriere D. 1983. *Energía Eólica: Teoría, Concepción y Cálculo Práctico de las Instalaciones*. Barcelona, España. Masson SA. 312 páginas.

Madrid, Antonio. 2009. *Energías Renovables : Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones*. Madrid, España. AMV Ediciones Mundi-Prensa. 379 páginas.

Nag, Ahindra. 2008. *Biofuels Refining and Performance*. USA. McGraw-Hill. 297 páginas.

Nelson, Vaughn. 2014. *Wind Energy Renewable Energy and the Enviroment*. 2ª ed. Texas, USA. CRC Press, Taylor & Francis Group. 311 páginas.

Rodriguez C. Julieta, *et al.* 2008. *Energías Renovables y Eficiencia Energética*. Gran Canarias, España. Instituto Tecnológico de Canarias, S.A. 147 páginas.

Solomon Eldra; L. Berg y D. Martin. 2002. *Biología*. 5ª ed. Traducción: Roberto Palacios Martinez. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 1235 páginas.

Sørensen, Bent. 2004. *Renewable Energy: Its Physics, Engineering, Use, Environmental Impacts, Economy and Planning Aspects*. 3ª ed. Elsevier Academic Press. 916 páginas.

Verizoglu, T. Nejat. 1978. *Alternative Energy Sources: an International Compendium*. Michigan. Hemisphere. 148 Páginas.

Asociación Danesa de la Industria Eólica. *Wind Power*. 2003. Dinamarca. 56 páginas.

Dirección Nacional de Energía. 2013. *Política Energética para Guatemala*. Ministerio de Energía y Minas. Guatemala. 51 páginas

Centro Brasileiro de Energía Eólica y Núcleo Tecnológico de Energía y Ambiente. 2002. *Informe de Taller de Energía Eólica*. Dirección General de Energía, Guatemala. MEM.

Global Wind Energy Council. 2014. *Global Wind Energy Outlook*. Greenpeace. 57 páginas.

International Renewable Energy Agency. 2012. *Wind Power*. IRENA Working Paper. Volume 1, Power Sector. Issue 5/5. Bonn, Alemania. 55 páginas.

Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Energía. 2007. *Energía Eólica en Guatemala*. 14 páginas.

Ministerio de Energía y Minas. 2004. *SWERA*. Guatemala. 26 páginas.

- Wind/Biomass User Network, 2002. *Manuales Sobre Energía Renovable: Centroamérica*. 48 páginas.
- Hagerby, Daniel; Lanberg Stefan. *Wind Energy Assesment in Guatemala: A Case Study at Finca Buenos Aires*. Tesis del Institute of Technology, Linkoping University. Suecia. 102 páginas.
- Mansilla, Carlos. 2004. *Evolución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Actividad Energética de Guatemala (1990-2000)*. Tesis Facultad de Ciencias y Humanidades, Universidad del Valle Guatemala.
- Morales, Edward. 1994. *El Viento en Centroamérica*. NRECA (National Rural Electric Cooperative Association). 76 páginas.
- Fernández, Emerson. 2008. *Estudio de Prefactibilidad de un Parque Eólico en Guatemala, Caso Huite, Zacapa*. Tesis Facultad de Ingeniería. Universidad San Carlos de Guatemala.
- Nordteco, S.A. 2005. *Informe: Generación de Electricidad por medio de Energía Eólica*. Costa Rica. 64 páginas.
- NRG, 2005. *Simphonie Datta Logger, User's Manual*. Hinesbur, USA. 132 páginas.
- Laboratorio de Sistemas de Información Geográfica y Percepción Remota. CEAB. Universidad del Valle de Guatemala. 2015.
- Instituto de Sismología, Vulcanología, Meteorología, e Hidrología de Guatemala (INSIVUMEH). Mapas de Variables Climáticas en Guatemala, 2002.
- Los Recursos Renovables*. <http://www.hydro.org>. [10 de Febrero de 2015].
- El Mercado Mayorista de Electricidad*. <http://www.amm.org.gt> y <http://www.cnee.gob.gt> [16 de Marzo de 2015].
- Situación y distribución actual del Municipio de Villa Canales*. <http://www.villacanales.com> [17 de Marzo de 2015].
- Ley de Incentivos para la Generación de Energía con Fuentes Renovables*. <http://www.marn.gob.gt> [10 de Abril de 2015].

Tasa de interés activa bancaria nacional. <http://www.banguat.com.gt> [29 de Enero de 2016].

Encuesta Nacional de Condiciones de Vida en Guatemala año 2014. <http://www.ine.com.gt>
[30 de Enero de 2016] .

Condiciones del Mercado Eléctrico de Guatemala. <http://www.melecsa.com> [30 de Enero de 2016].

Tasa de Inflación de Estados Unidos. <http://www.bancomundial.org> [30 de Enero de 2016].

XII. ANEXOS

A. ENERGÍA RENOVABLE

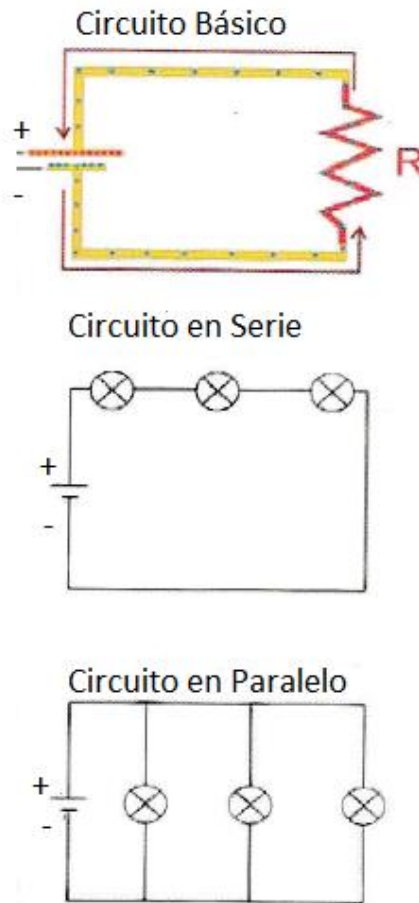
1. Energía. La palabra energía viene del griego *energos*, y significa *actividad, trabajo*. (Madrid 2009). La energía es la capacidad que tienen los cuerpos para producir trabajo: trabajo mecánico, emisión de luz, generación de calor, etc. (Solomon, 2002)

La energía puede manifestarse de distintas formas: gravitatoria, cinética, química, eléctrica, magnética, nuclear, radiante, etc., existiendo la posibilidad de que se transformen entre estas, pero respetando siempre su principio de conservación, “La energía no se crea ni se destruye, solo se transforma” (Cengel, 2004).

2. Energía Eléctrica. La electricidad es una forma de energía producida por el movimiento de los electrones dentro de un material, particularmente sus átomos. Dichos cuerpos están compuestos por el núcleo, que ocupa el centro del átomo y contiene los protones (partículas cargadas positivamente) y los neutrones (partículas sin carga), y la periferia formada por varias órbitas concéntricas respecto al núcleo, por donde se mueven los electrones (partículas cargadas negativamente) (Madrid, 2009).

Los electrones pueden pasar de un átomo a otro, creando una nube electrónica que se mueve, lo que constituye la base de la corriente eléctrica. Esto unido a otras variables como el uso de materiales conductores o aislantes por ejemplo, origina el concepto de circuito eléctrico, que se puede definir como “el camino” donde circula la corriente eléctrica (Madrid, 2009).

Figura 27: Circuito eléctrico básico



Fuente: Madrid 2009

3. Magnitudes eléctricas. Para la medida y control de la electricidad se cuenta con las siguientes magnitudes:

- Intensidad (I) de la corriente. Es la cantidad de carga eléctrica (electrones) que pasa por un conductor en la unidad de tiempo. La unidad de intensidad es el Amperio (A).
- Voltaje (V). Es la diferencia de potencial existente entre dos puntos del circuito eléctrico. Se mide en voltios (V).
- Resistencia (R). Es la mayor o menor dificultad que opone un material u objeto al paso de la corriente eléctrica. La resistencia se mide en "ohmios" (Ω).
- Carga eléctrica (Q). Es la cantidad de electricidad que tiene un cuerpo por exceso de electrones o por defecto de ellos. El Culombio (C), corresponde a 6.3 trillones de electrones.
- Potencia (W). Es la capacidad que tiene un objeto o aparato determinado para transformar la energía eléctrica en otras formas de energía (generalmente calor o movimiento). La potencia se mide en vatios, en un aparato llamado potenciómetro.

- Energía. Es la potencia que se consume por unidad de tiempo, y se mide en kWh (kilovatios-hora) (Madrid, 2009).

4. Energías renovables: definición e historia. Durante los últimos 50 años, la definición de energía renovable ha ido modificándose conforme algunos aspectos técnicos y causas sociales. Por ejemplo, una definición desde el punto de vista del movimiento ambiental a partir de 1960 incluye “toda fuente de energía que sea alterna al combustible fósil convencional y (para algunos, nuclear)”. Esta definición incluye la energía geotérmica, que no es realmente una fuente de energía renovable ya que se requiere de miles de años para reemplazar el calor extraído del depósito o núcleo geotérmico. (Kruger, 2006)

Otra definición considera que: Se denominan fuentes energéticas renovables las que son de origen natural y pueden emplearse ilimitadamente, por dos razones: (Madrid, 2009)

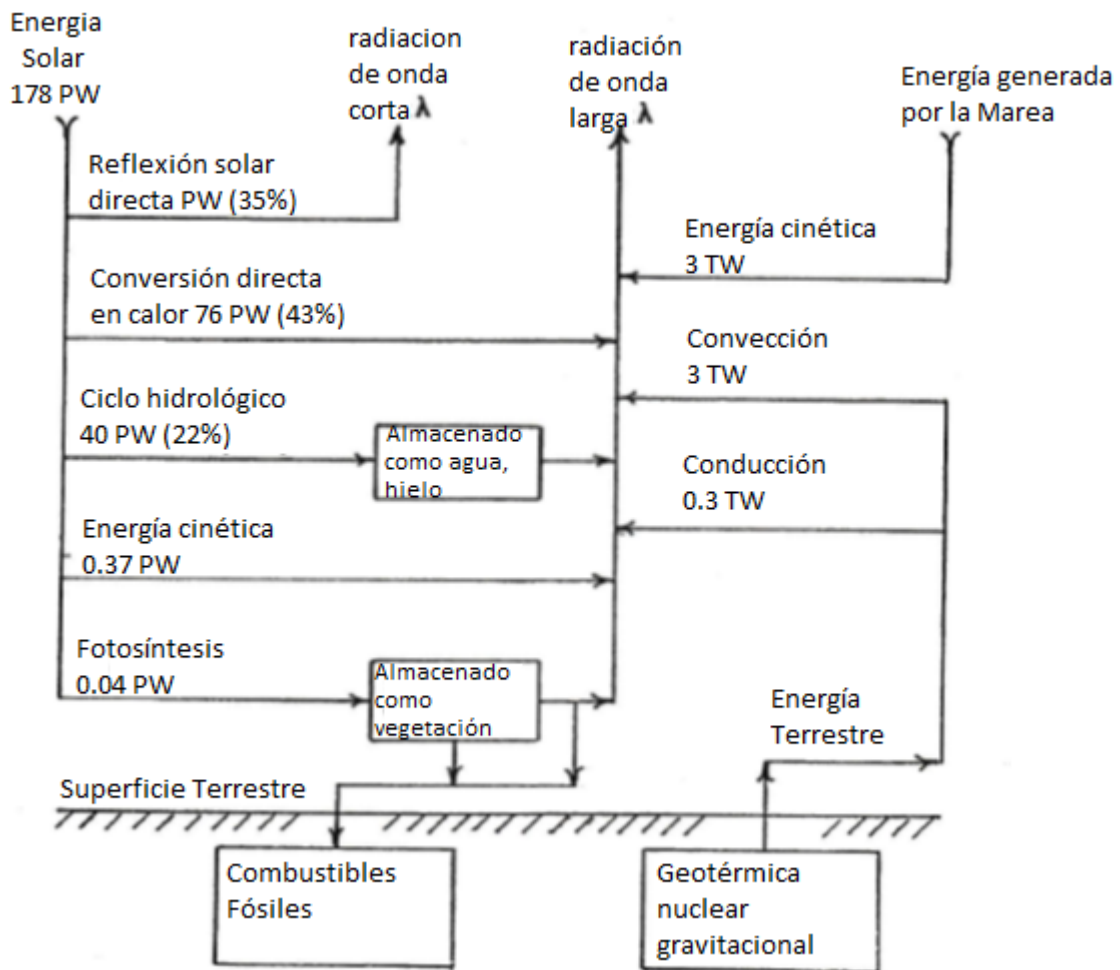
- Su suministro es muy abundante (el sol por ejemplo) y prácticamente inagotable. (Madrid, 2009)
- Las materias primas de las que provienen esas energías, se pueden renovar (la biomasa por ejemplo) caracterizándose por tener un bajo impacto ambiental. (Madrid, 2009)

Es conveniente mencionar que existe una clasificación de los recursos de energía dentro de tres categorías:

- Primordial: aquí se consideran las fuentes de calor que se originaron con la formación de la tierra. Hoy dentro de estas fuentes se encuentran los recursos geotérmicos (hidrotérmicos y petrotérmicos) que son depósitos de calor que están localizados lo suficientemente cerca de la superficie terrestre para ser aprovechados y extraer dicho calor en cantidades comerciales a través de pozos geotérmicos.
- Fósil: es materia de origen orgánico (compuestos de carbono) fosilizadas a través de millones de años y se extraen por medio de las industrias de minerales y extracción.
- Renovables: consisten en flujos de energía disponibles que se originan por la radiación solar y lunar que entra a la tierra desde el espacio, a través de la atmósfera terrestre. (Kruger, 2006)

La energía disponible para el aprovechamiento del hombre, también se puede clasificar desde su origen como solar, lunar y terrestre. Observar la Figura 2 para obtener mejor información de un diagrama de flujo de energía (Kruger, 2006).

Figura 28: Diagrama de flujo de energía hacia la Tierra



Fuente: Kruger 2006

De esta figura se pueden desglosar las tres anteriores categorías como sigue:

- Solar energía térmica (calor y radiación)
 - Energía hídrica (el ciclo hidrológico)
 - Energía cinética (poder del viento)
 - Biomasa (energía generada por materia: biocombustibles)
- Lunar mareas (Energía generada por las olas marinas de las costas)
- Terrestre energía geotérmica (calor generado)

a. Energía hidroeléctrica. La energía hídrica es la que se obtiene por medio del movimiento del agua, particularmente aprovechando la energía potencial (caída libre del agua).

Las ruedas hidráulicas o molinos hidráulicos se han usado desde hace siglos para obtener grano molido y distribuir el agua para cultivos y uso doméstico. Actualmente el poder energético del agua se enfoca en su mayoría para generar electricidad (www.hydro.org).

En las centrales hidroeléctricas es donde se produce la energía eléctrica derivada del poder energético del agua, por medio de caídas de agua con un flujo controlado desde un reservorio, que es creado por medio de una represa en un río, lago u otro cuerpo acuífero con suficiente volumen. (Kruger 2006)

b. Energía solar. Actualmente el sol irradia energía a una tasa aproximada de 3.9×10^{26} W. En el límite de la atmósfera terrestre, atraviesa un promedio de $1,353 \text{ W m}^{-2}$ en potencia energética, perpendicular en dirección del sol. (Sørensen 2004).

Los $1,73 \times 10^{14}$ kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma:

- Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior: 30%, 0.52×10^{14} kW.
- Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera: 47%, 0.80×10^{14} kW.
- Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos: 23%, 0.40×10^{14} kW.
- Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas, como el viento: 0.0037×10^{14} kW.
- Energía solar utilizada en la fotosíntesis: 0.0004×10^{14} kW.

(Fernández, 2000)

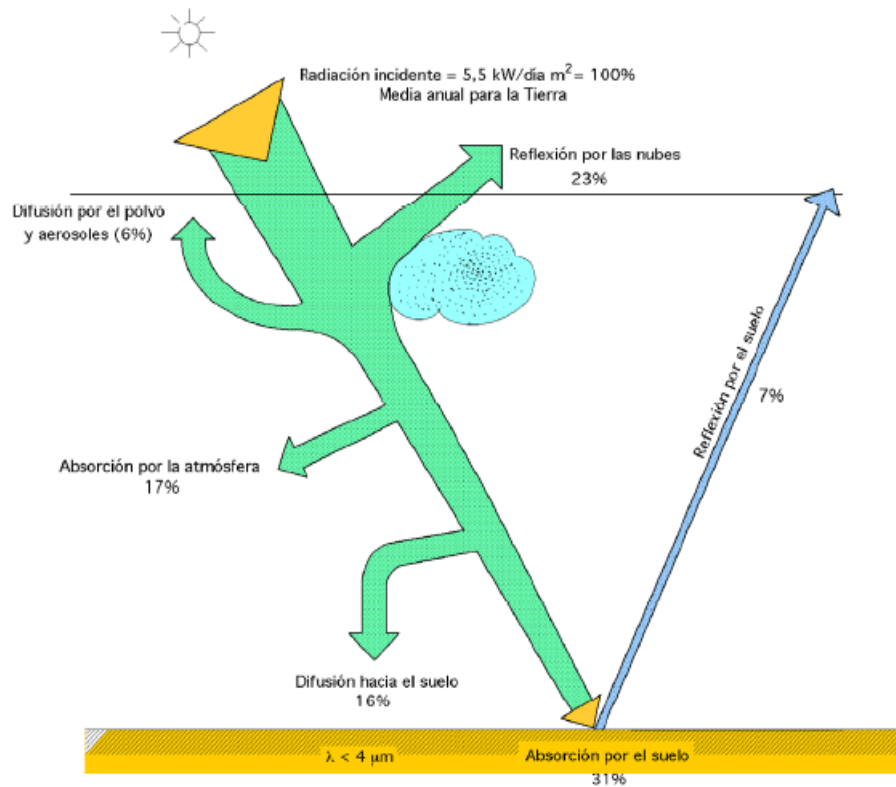
El 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire (Fernández, 2000).

El resto de la energía solar, el 53%, no alcanza la superficie de la Tierra, ya que:

- Un 15% es absorbida por la troposfera, (agua, ozono y nubes).
- Un 23% es reflejada por las nubes.
- Un 7% es reflejada por el suelo.
- Un 2% es absorbida por la estratosfera, principalmente por el ozono.
- El 6% restante es la energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo.

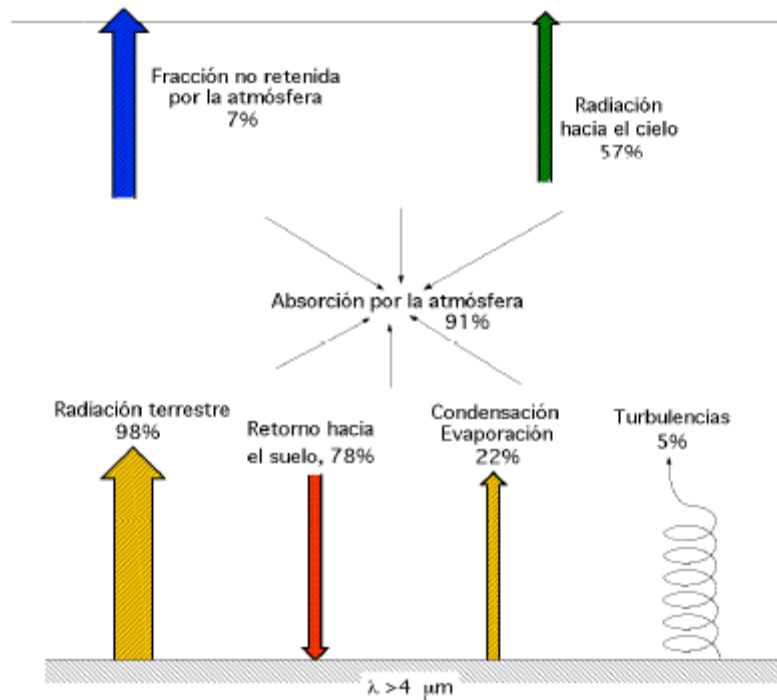
(Fernández, 2000)

Figura 29: Balance de radiación



Fuente: Fernández, 2000

Figura 30: Balance de radiación terrestre



Fuente: Fernández, 2000

Como se observa, la energía solar que llega hasta la atmósfera es retenida en un 47% por los gases que se encuentran en ella, lo cual se aprovecha en la superficie terrestre para generar los mecanismos, que al final sostienen toda forma de vida en el planeta tierra. Se estima entonces que llegan hasta nosotros 0.7 trillones de kWh, que es una energía 4,000 a 7,000 veces superior a la que consumimos diariamente los humanos (Madrid, 2009).

El Sol es una fuente de energía limpia e inagotable, que sabiendo aprovecharla, puede proporcionar soluciones a los problemas derivados del consumo de combustibles fósiles para generar energía eléctrica (Madrid, 2009).

Por lo tanto, por medio de instalaciones especializadas es posible conseguir captar la energía solar, como ejemplo, las siguientes:

- Instalaciones solares térmicas. Con ellas se consigue captar el calor del sol y emplearlo para calefacción de casas y edificios, calentamiento de agua para usos industriales y usos domésticos tales como duchas, piscinas, lavabos, etc.
- Instalaciones fotovoltaicas. Con ellas se consigue captar la luz del sol y convertirla directamente en electricidad, que se puede emplear en distintas aplicaciones industriales y domésticas.
- Instalaciones solares termoeléctricas. Son una combinación de las dos anteriores, ya que a partir de la energía recibida del sol, producen calor y electricidad. Estas son las tres aplicaciones solares básicas que actualmente se están desarrollando con una gran cantidad de variantes. (Madrid, 2009)

c. Biomasa. La biomasa es aquella materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los residuos y desechos orgánicos, susceptible de ser aprovechada energéticamente. Las plantas transforman la energía radiante del sol en energía química a través de la fotosíntesis, y parte de esta energía queda almacenada en forma de materia orgánica (García, 2009).

La biomasa para energía se obtiene de los restos de aprovechamientos forestales, de las industrias de la primera y segunda transformación de la madera, de los productos agrícolas y forestales, de los residuos de explotaciones ganaderas, de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, de cultivos implantados y explotados con el único objeto de la obtención de biomasa, los denominados cultivos energéticos (donde se genera el biocombustible o biodiesel), y, en general, de cualquier producto de origen orgánico susceptible de aprovechamiento energético (García, 2009).

Por lo tanto, se considera la biomasa como un recurso renovable generador de energía, y su bioconversión puede ser por pirolisis, donde el biogás y el biocombustible sean los principales productos y los residuos generados todavía contienen cierto valor energético que pueden ser reutilizados y reprocesados (Nag, 2008).

d. Las mareas. La marea es la fluctuación periódica del nivel de los océanos, debida principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna y en menor cuantía del Sol, (la Luna ejerce una atracción 2.2 veces la del Sol), y al movimiento de rotación de la Tierra, (aceleración de Coriolis). Otros factores son la forma y fisionomía del relieve de las costas y del fondo, los fenómenos meteorológicos, entre otros (Fernández, 2000).

En el mundo, existen un número limitado de lugares donde es posible la explotación de la energía de las mareas, ya que para ello se requiere de un amplitud de marea mínima de 5 m, de una bahía, ría o estuario lo suficientemente amplio para que la cantidad de agua a trasvasar durante las mareas sea grande y de la facilidad de construir un dique que separe el estuario del mar, para contener y cerrar el paso del agua (Fernández, 2000).

Figura 31: Zonas de mareas potencialmente explotables a nivel mundial



Fuente: Fernández, 2000

e. Energía geotérmica. La energía geotérmica es la energía natural almacenada en la Tierra a profundidades lo suficientemente cercanas a la superficie en forma de calor, para que pueda salir y utilizarse en la generación de energía eléctrica, o bien, para usarla como energía térmica. La

geotermia se puede considerar como el conjunto de técnicas que permiten utilizar y aprovechar el calor generado en el interior de la Tierra (Glassley, 2010).

Se sabe que la temperatura de la corteza terrestre aumenta a medida que se profundiza en la misma; la existencia de este calor se manifiesta directamente en las erupciones volcánicas en las que hay una proyección de rocas fundidas (lava) y de gas, y en forma menos brutal, pero no por ello menos espectacular, en el fenómeno del geysir, que consiste en el ascenso de vapor de agua a presión a lo largo de una fractura, a una temperatura que varía entre los 200°C y 250°C. Este tipo de energía está almacenada en forma de vapor de agua seco, agua caliente, agua caliente con gas metano disuelto y en roca seca caliente (Glassley, 2010).

Un sistema geotérmico es agua convectiva en la corteza superior de la Tierra que, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente térmica hasta la superficie libre (Glassley, 2010).

Los sistemas geotérmicos se pueden encontrar en regiones con un gradiente geotérmico normal o ligeramente superior que se caracterizan por bajas temperaturas, normalmente inferiores a 100°C, a profundidades de (2-3 km).

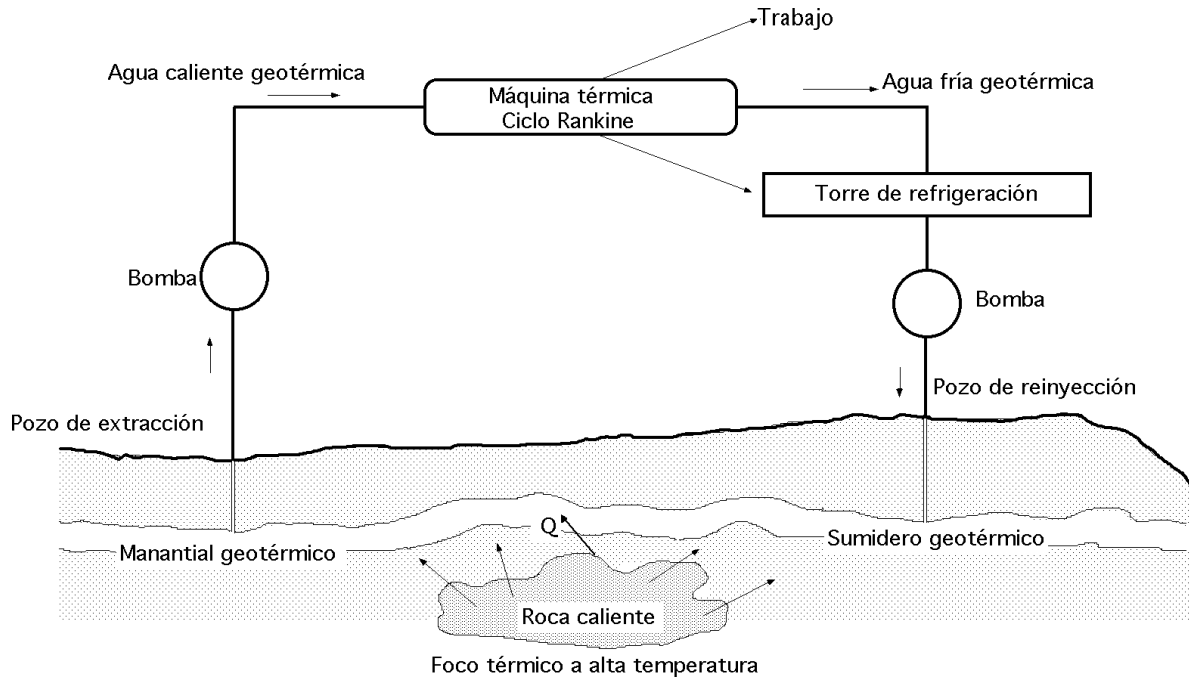
También en las regiones que rodean los bordes de las placas, donde el gradiente geotérmico puede ser significativamente más alto que el valor promedio, de forma que las temperaturas cubren un amplio rango desde las más bajas hasta los 400°C (Rodríguez *et. al*, 2008)

Un yacimiento geotérmico está constituido por tres elementos principales:

- Una fuente de calor que puede ser una intrusión magmática a muy alta temperatura superior a 600°C, emplazada a profundidades de 5 a 10 km.
- Un volumen de rocas calientes permeables del que el agua circundante extrae el calor, que está cubierto por rocas impermeables y conectado a una zona de recarga superficial a través de la cual el agua, meteórica reemplaza al agua geotérmica que escapa a través de las fuentes termales o que es extraída mediante pozos.
- Un fluido geotérmico que es el medio que transfiere el calor; en la mayoría de los casos es agua de origen meteórico, en fase líquida o en fase vapor, dependiendo esto de su temperatura y presión, que a menudo contiene sustancias químicas y gases disueltos. (Glassley, 2010)

Por lo tanto, un yacimiento geotérmico se puede considerar como un volumen de roca con temperatura anormalmente elevada para la profundidad a que se encuentra, susceptible de ser recorrido por una corriente de agua que puede absorber y transportar calor a la superficie (Rodríguez *et. al*, 2008).

Figura 32: Esquema de una instalación geotérmica



Fuente: Rodríguez *et. al*, 2008

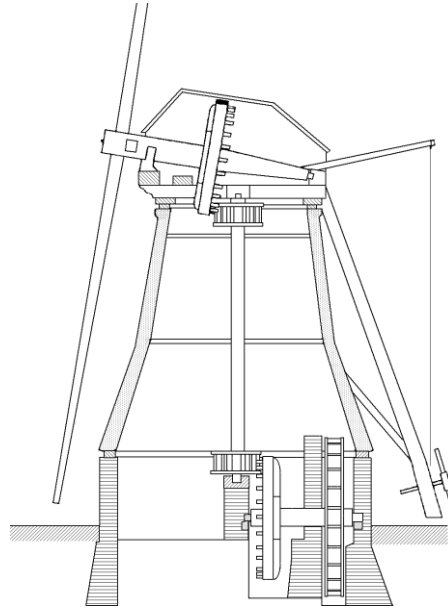
B. HISTORIA DE LOS AEROGENERADORES

Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La primera y más inmediata forma de aprovechamiento de la energía eólica ha sido desde los tiempos más remotos aplicada a la navegación; las primeras referencias de la utilización de embarcaciones a vela proceden de Egipto y datan del IV o V milenio antes de J.C. (Galludo, 1987).

Luego aparecen los molinos como otra forma de aprovechar la energía del viento, todo parte de este instrumento para llegar al aprovechamiento del recurso eólico de hoy en día (Galludo, 1987).

Se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en diversas aplicaciones; citemos como ejemplo relevante los literarios molinos castellanos utilizados para la molienda y los no menos conocidos molinos holandeses usados desde 1430 para la desecación de los polders, todos ellos de eje horizontal (Galludo, 1987).

Figura 33: Molino de bombeo acoplado a una noria, según el esquema típico utilizado en Holanda para desecar los polders



Fuente: Galludo, 1987

Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica nos la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20 kW cada uno, energía nada despreciable para las necesidades de aquella época (Galludo, 1987).

En 1724 Leopold Jacob proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón; en 1883 aparece el pequeño multipala americano diseñado por Steward Perry. Este molino, de unos tres metros de diámetro utilizado para bombeo, ha sido el más vendido de la historia, llegándose a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento. Como precursor de los actuales aerogeneradores, es necesario citar la aeroturbina danesa de Lacourt (1892), máquina capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW (Verizoglu, 1978).

Hasta ese momento, las velocidades típicas que se habían conseguido con los multipala eran de dos veces la del viento, mientras que los molinos clásicos habrían funcionado con velocidades en el extremo de la pala del mismo orden de magnitud que la del viento (Verizoglu, 1978).

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Los mismos científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos Joukowski, Drzewiechy y Sabinin en Rusia; Prandtl y Betz en Alemania; Constantin y Enfield en Francia, etc. establecen los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas (Verizoglu, 1978).

En el año 1910 Dinamarca tenía instalada una potencia eólica de 200 MW. En los años 20 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones. En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores la del viento incidente (Verizoglu, 1978).

Betz demostró en su famoso artículo “Los molinos de viento, en la luz de la investigación” (Berlín 1927), que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados (Verizoglu, 1978).

La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente (Verizoglu, 1978).

A pesar de los esfuerzos realizados y de la mayor eficacia de las nuevas turbinas, las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaran declinando hasta el final de la Primera Guerra.

Los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, empezaban a imponerse como la principal e insustituible fuente de energía. Sin embargo, el petróleo presentaba un grave inconveniente al crear una dependencia entre los países consumidores y los productores, de forma que cuando el orden económico se veía alterado por alguna crisis y la dependencia energética se hacía patente, se adoptaban políticas de apoyo de los recursos autónomos, que se abandonaban una vez se superaba la crisis (Fernández, 2000).

La primera de estas etapas fue una consecuencia inmediata de la Primera Guerra. Con una fuerte expansión de la electricidad como sistema energético universal y escasez de recursos para importar petróleo, las turbinas eólicas continuaron desarrollándose por dos caminos diferentes (Fernández, 2000).

Por un lado, hacia el diseño, construcción y comercialización de aerogeneradores de baja potencia, capaces de generar electricidad en áreas rurales más o menos aisladas, a las que todavía no habían llegado las redes de electrificación (Fernández, 2000).

Por otro, y a la sombra de una industria aeronáutica en pleno desarrollo, hacia el diseño y construcción de grandes plantas eólicas capaces de generar electricidad a gran escala (Fernández, 2000).

Este apoyo a los recursos energéticos autóctonos, que comenzó inmediatamente después de la guerra, se mantuvo durante la década siguiente, como consecuencia de la política proteccionista adoptada por los países occidentales tras la crisis de 1929 (Fernández, 2000).

Durante este período fueron innumerables los trabajos realizados sobre plantas eólicas de gran potencia en Europa y USA, centrandose los programas eólicos su interés en aspectos diferentes como, la evaluación de los recursos disponibles, obtención y tratamiento de datos meteorológicos, elaboración de mapas eólicos y localización de emplazamientos, y el cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia, a la vez que intentó crear incentivos que motivasen a la iniciativa privada a fabricar y comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitiesen cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas (Fernández, 2000).

Dentro de los grandes proyectos, el Honnef alemán consistía en instalar torres de 300 metros de altura, con 3 o 5 rotores de 150 m de diámetro, capaces de generar 75 MW; aunque se realizaron estudios a pequeña escala, el prototipo de esta central fue destruido en una incursión aérea (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

El anteproyecto Heronemus (E.E.U.U.) consistía en la construcción de estaciones eólicas compuestas por torres de 113 m de altura con tres rotores de 73 m de diámetro. Se pensaba que con 1400 estaciones de este tipo, ubicadas en la costa se podría generar el 8% de la demanda eléctrica E.E.U.U. En 1931 se instaló en el Mar Negro una máquina eólica de 100 kW. Entre 1941 y 1945 estuvo funcionando en E.E.U.U., una unidad de 1.2 MW (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

El segundo periodo de desarrollo de la energía eólica comienza en los años cincuenta y se prolonga hasta mediados de los sesenta en que, una vez restablecida la economía internacional, acaba perdiendo interés al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles fósiles convencionales, por lo que el bajo precio del petróleo, hasta 1973, cerró el camino al desarrollo de la tecnología eólica; a esta etapa siguió otra de precios del petróleo altos que se prolongó hasta 1986 y que favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos (Asociación Danesa de la Industrial del Viento, 2003).

En esta época, las redes de electrificación empezaban a ser lo suficientemente extensas como para cubrir la mayor parte de las zonas rurales, por lo que también disminuyeron las ventajas de los aerogeneradores de baja potencia utilizados en zonas aisladas (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

El período terminó con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en países diferentes, sin demasiada conexión entre sí. Solamente en Francia, Dinamarca e Inglaterra se llevaron a cabo programas de cierta importancia (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

El número de aerogeneradores instalados a finales de 1991 era superior a los 21,000, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, con una potencia de 2.200 MW, equivalente a dos centrales nucleares de gran potencia, y de los cuales la mitad estaban instalados en los parques eólicos de California (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

Adicionalmente, a finales de 1991 la potencia de origen eólico instalada en la red eléctrica danesa ascendía a 410 MW con una producción de energía equivalente al 2.3% del consumo del país. En Alemania la potencia instalada era de 100 MW y estaba previsto alcanzar los 250 MW en breve plazo. Holanda contaba con 80 MW de potencia instalada y 100 más en construcción. El programa eólico holandés tenía previsto alcanzar los 1,000 MW hacia el año 2000 y los 2,000 MW en el 2010. España tenía en fase de realización varios proyectos que completarían los 50 MW hacia finales de 1992 (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

El Plan de Energía Renovables, dentro del Plan Energético Nacional 1992/2000 alcanzó los 100 MW a finales de 1995, aunque las previsiones actuales sobrepasan ya muy ampliamente esas cifras (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

En cuanto al tipo de máquinas de mayor interés, los resultados obtenidos de las numerosas experiencias realizadas permitieron concretar el campo de trabajo en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical. El tamaño medio de las máquinas instaladas hasta 1990 estuvo en el rango de los 100 kW, aunque se observaba una clara tendencia ascendente (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

En los años siguientes, los pequeños aerogeneradores aumentaron poco a poco su potencia, a la vez que mejoraban su fiabilidad y reducían costes; las potencias medias de los aerogeneradores instalados entre 1990 y 1991 era de 225 kW; en los últimos años se han podido construir aerogeneradores con potencias mayores, desarrollados por las grandes compañías de la industria aeronáutica, que aumentan la fiabilidad de las máquinas y reducen costes, convergiendo hacia nuevas generaciones de aeroturbinas de 500 kW a 1.2 MW, lo que demuestra el alto grado de madurez alcanzado por esta tecnología (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

La fabricación de pequeñas máquinas ha ido perdiendo interés en países con redes de distribución de electricidad muy extendidas, ya que los costes superiores de la energía en instalaciones pequeñas e individuales las hacen poco rentables (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

El precio del kW/h eólico puede ser, en aerogeneradores de potencia media, la mitad que en los aerogeneradores de potencia baja. La rentabilidad de las aeroturbinas eólicas implica el intentar disminuir costos, tanto en su instalación inicial, como en los gastos de mantenimiento, procurando que el tiempo de vida de la instalación sea superior al del período de amortización (Asociación Danesa de la Industria del Viento, 2003).

1. Aerogeneradores modernos

a. Opciones de diseño en generadores y conexión a red. La parte eléctrica se puede diseñar tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión del generador, directa o indirecta, a la red (Nelson, 2014).

La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica). La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene del alternador pasa a través de una serie de dispositivos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red; en generadores asíncronos esto ocurre de forma automática (Nelson, 2014).

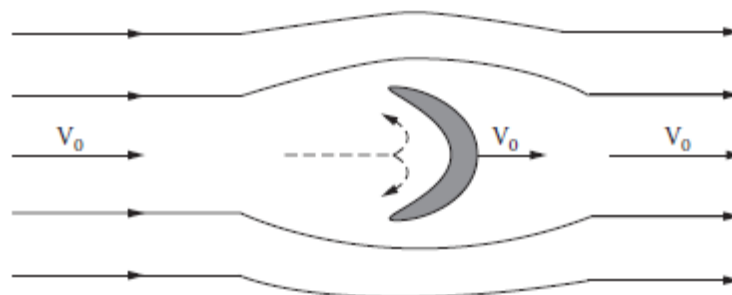
b.Opciones de velocidades del generador. La topología empleada para convertir la energía mecánica procedente del viento en energía eléctrica condiciona directamente el comportamiento de la aeroturbina en cuanto a su velocidad de rotación. La forma en que dicha velocidad pueda variar es decisiva en cuanto:

- Al aprovechamiento del recurso eólico, por la variación del TSR
- Al impacto por la interconexión del aerogenerador a la red eléctrica
- A las sollicitaciones mecánicas a las que se ve sometido

En general, las turbinas de viento se clasifican de acuerdo a la interacción de las aspas o hélices con el viento (aerodinámica), orientación del eje del rotor en el suelo, y por tipos de máquinas innovadoras o inusuales. La interacción aerodinámica de las palas con el viento es causada por el arrastre o levantamiento generado por el mismo, o una combinación de las dos (Nelson, 2014).

c.Dispositivos de arrastre. En un dispositivo o turbina de arrastre, el viento se empuja contra las paletas o hélices. Los dispositivos de arrastre son inherentemente limitados en eficiencia, porque la velocidad del dispositivo o de las paletas, no puede exceder la velocidad del viento. El rotor gira sobre su eje debido a que el viento empuja sobre las paletas de una turbina de arrastre (Hansen, 2000).

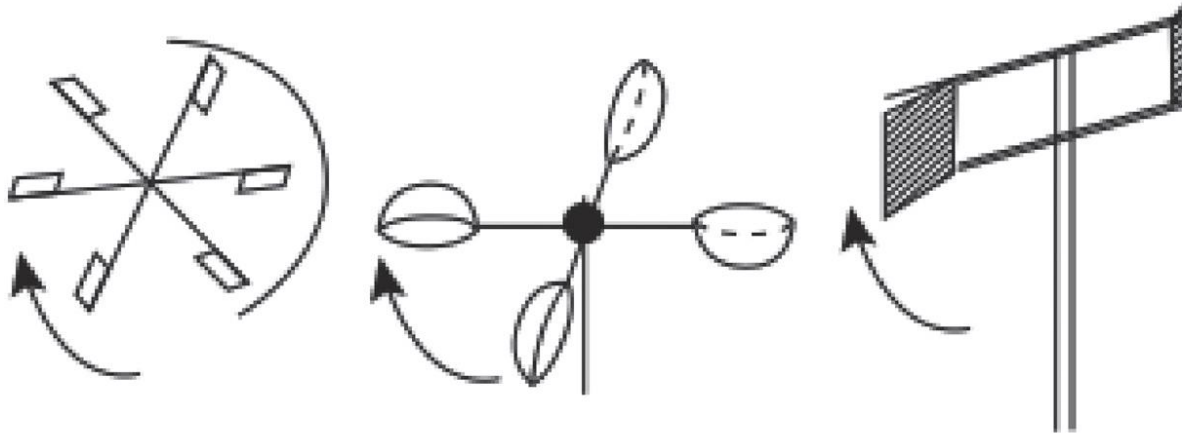
Figura 34: Un ejemplo de un dispositivo de arrastre. Un bote de vela.



Fuente: Nelson 2014

Ejemplos de dispositivos de arrastre son los anemómetros de copa, veletas y paletas que están cubiertas del viento o cambian paralelamente con el viento en la mitad del ciclo del rotor. Dispositivos con paletas en forma de concha abierta hacia la dirección del viento y cerradas en contra de la dirección del viento son otros ejemplos de dispositivos de arrastre. Las turbinas con dispositivos de arrastre no se producen a nivel comercial porque son ineficientes y las aspas requieren mucho material para ser fabricadas (Nelson, 2014).

Figura 35: Dispositivos de arrastre



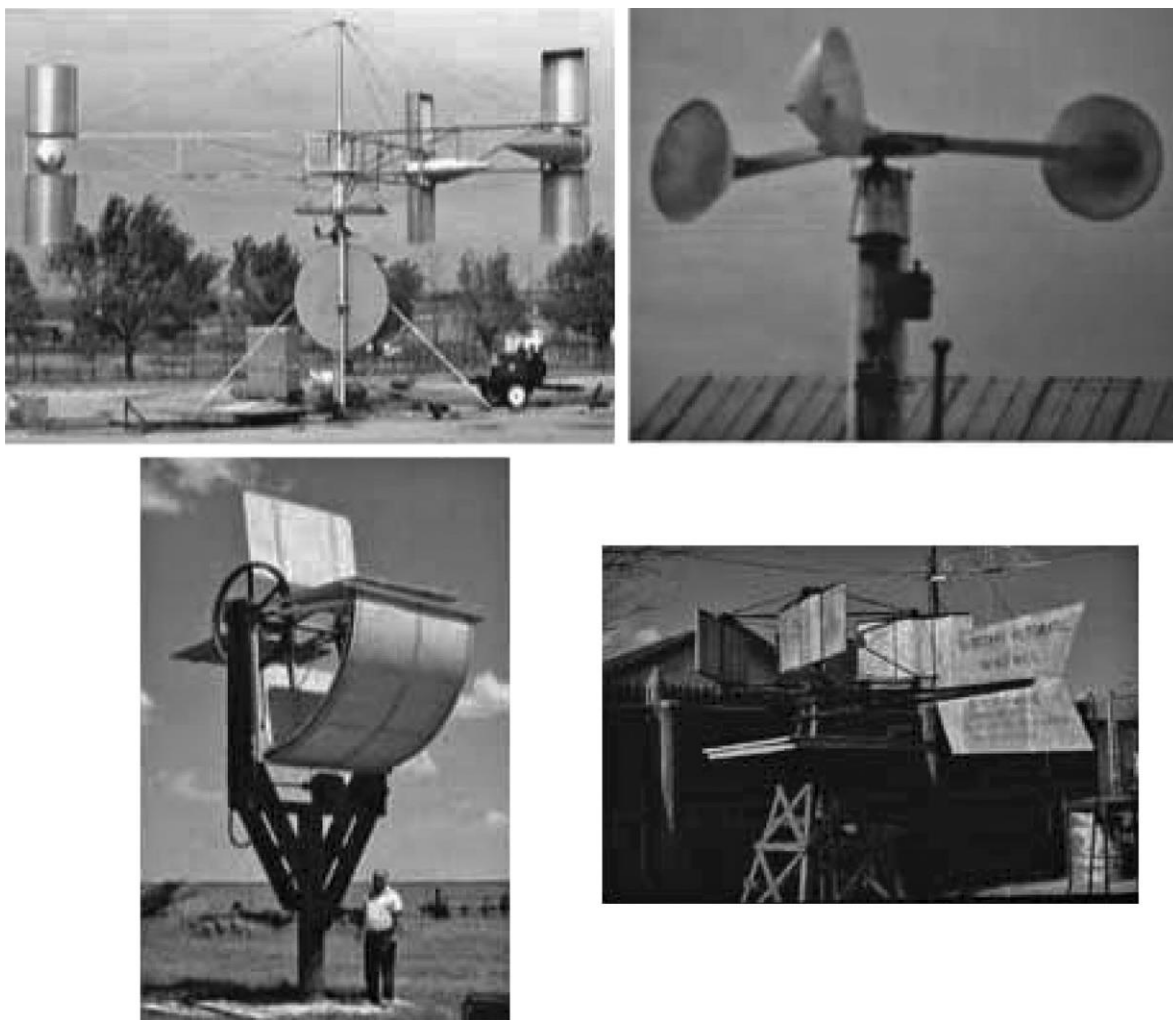
Fuente: Nelson 2014

d. Dispositivos de sustentación. La mayoría de dispositivos de sustentación utilizan perfiles tipo ala, similares a los propulsores de avión como parte de los álaves de la turbina. Utilizando apoyo de sustentación, los álaves se pueden mover con mayor velocidad que el viento y son más eficientes en términos aerodinámicos y en materiales necesarios para su fabricación (Hansen, 2000).

El gradiente de velocidad se calcula como el cociente de la velocidad en la punta del álave y la velocidad del viento. En el punto de la eficiencia máxima de un rotor, el gradiente de velocidad en la punta del álave está entre siete (7) para una turbina con dispositivos de sustentación y 0.3 para una turbina con dispositivo de arrastre (Hansen, 2000).

La razón que expresa la cantidad de potencia por unidad de área del material para una turbina con dispositivo de sustentación está aproximadamente en 75, esto hace énfasis en la razón por lo que las turbinas con dispositivos de sustentación se utilizan para producir energía eléctrica. Adicionalmente, la razón óptima de la velocidad del álave depende de la solidez del rotor. La solidez se calcula con el área del álave y con el área de barrido del rotor (Hansen, 2000).

Figura 36: Turbinas con dispositivos de arrastre



Fuente: Nelson 2014

Figura 37: Turbinas de generación con dispositivos de sustentación



Fuente: Nelson 2014

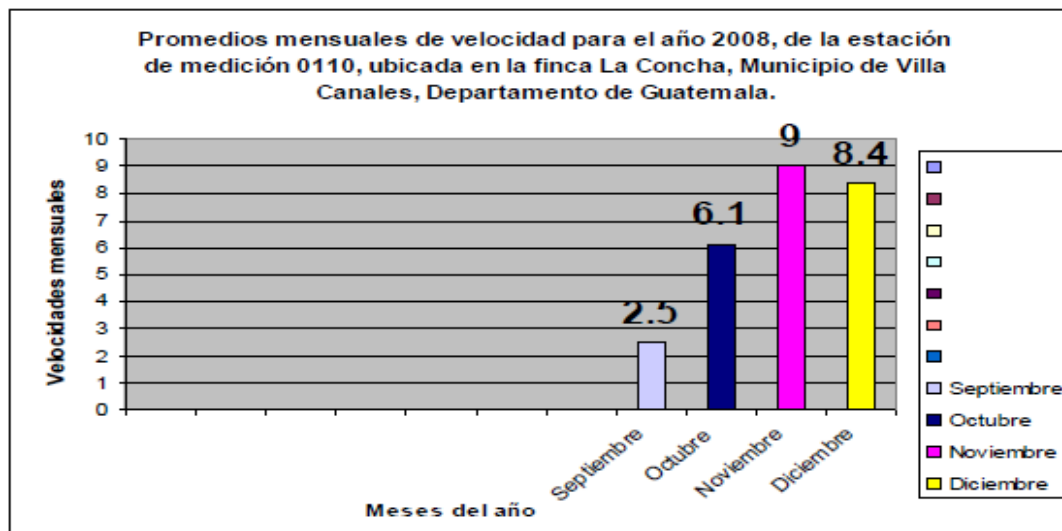
Un álave con una velocidad alta y en rotación puede obtener esencialmente igual cantidad de energía del viento, que varios álaves rotando con una velocidad menor. Una turbina de viento con un álabe ahorrará en material pero se necesita un contrapeso para guardar un balance. La mayoría de turbinas de viento modernas tiene dos o tres álaves por varias consideraciones, y las turbinas más grandes, tienen tres álaves por lo general (Hansen, 2000).

e. Orientación del eje del rotor. Las turbinas de viento se pueden clasificar también por la orientación del eje del rotor en el suelo: turbinas de viento de eje horizontal y turbinas de viento de eje vertical. En las de eje horizontal, los rotores deben mantenerse perpendiculares al flujo de viento para capturar y transformar la máxima energía. Esta rotación se consigue con una especie de cola en unidades orientadas en contra de la dirección del viento (turbinas pequeñas hasta 10 kW, aunque algunas de 50 kW cuentan con colas), homogenizando el ángulo de los álaves hacia el plano de rotación, en las unidades orientadas en dirección del viento, o con motores eléctricos, con rotores traseros equipados con ventiladores propulsados por el viento que conducen a la unidad alrededor de un eje inclinado (Hansen, 2000).

C. GRÁFICAS DE RESULTADOS ESTUDIO DE MEDICIÓN MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS,
FINCA LA CONCHA, VILLA CANALES

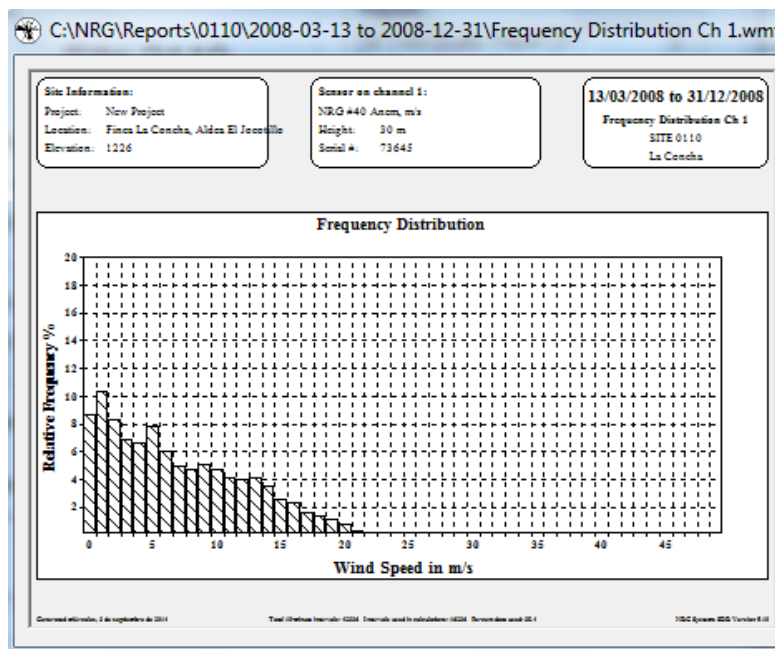
1. Resultados Año 2008

Figura 39: Promedios mensuales del 2008, velocidades de viento



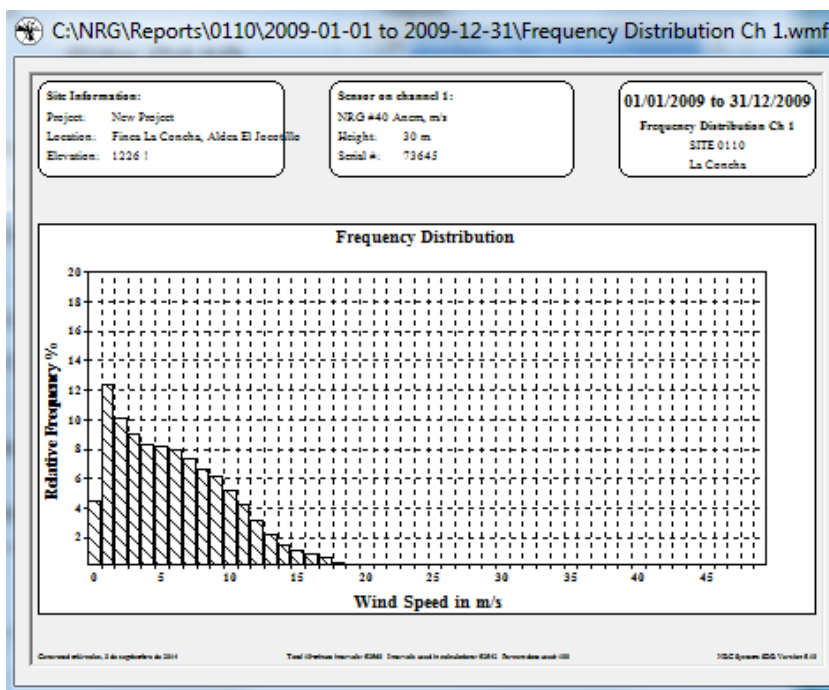
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Figura 40: Año 2008, Frecuencias de distribución



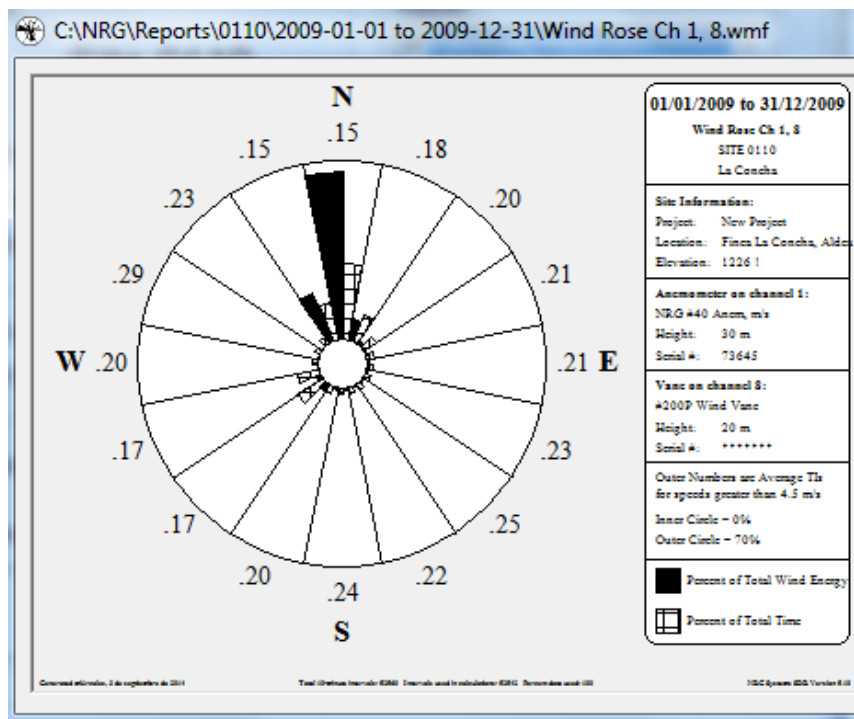
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Figura 43: Frecuencias de distribución



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

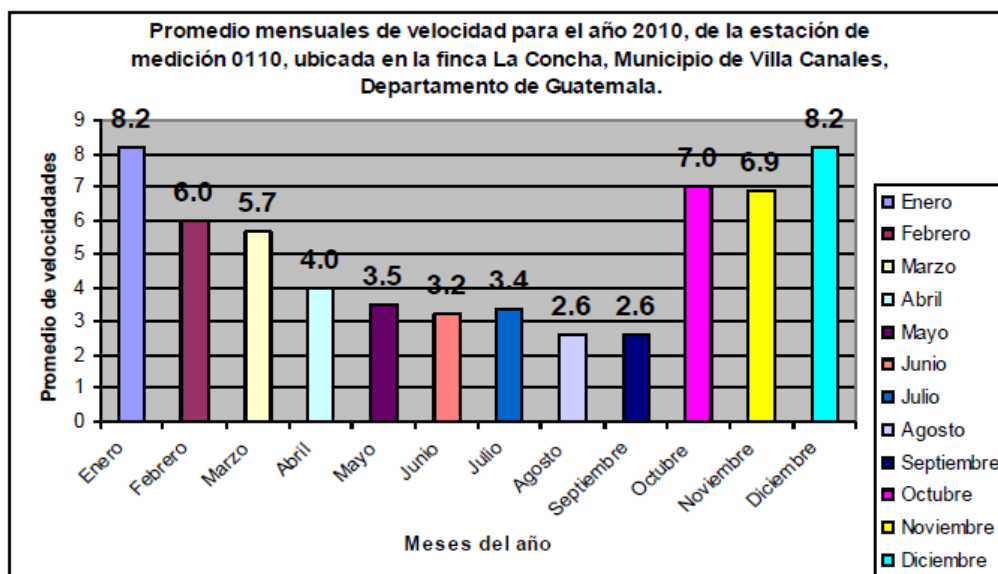
Figura 44: Rosa de viento de la medición



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

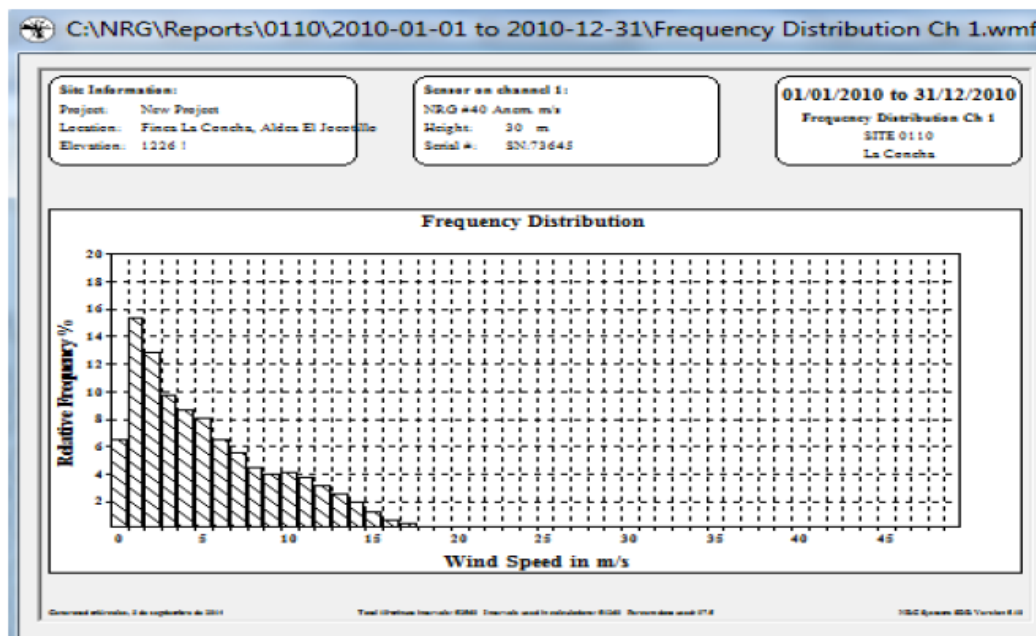
3. Resultados año 2010

Figura 45: Promedios mensuales de velocidad de viento



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

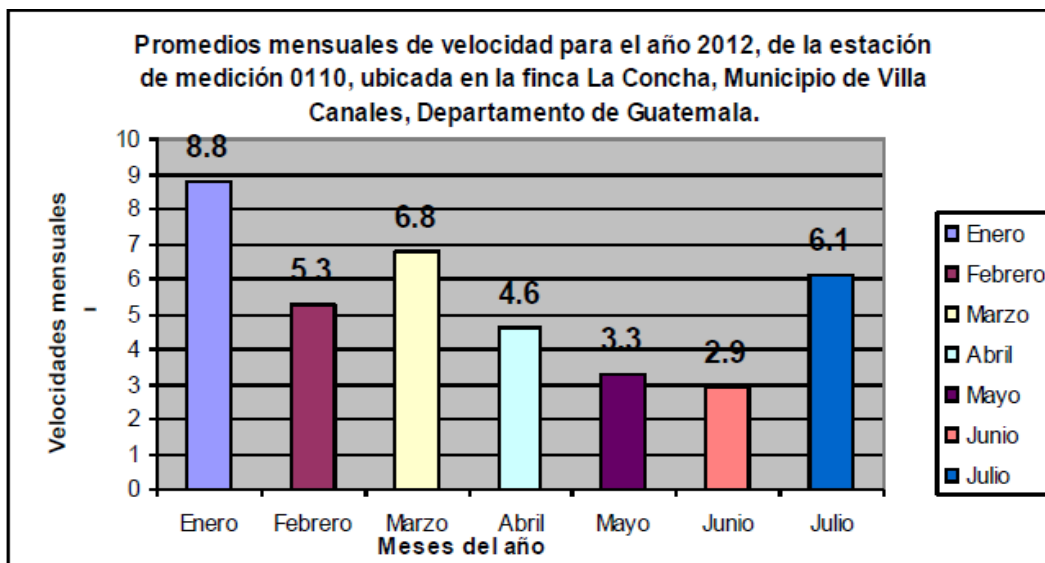
Figura 46: Frecuencias de distribución



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

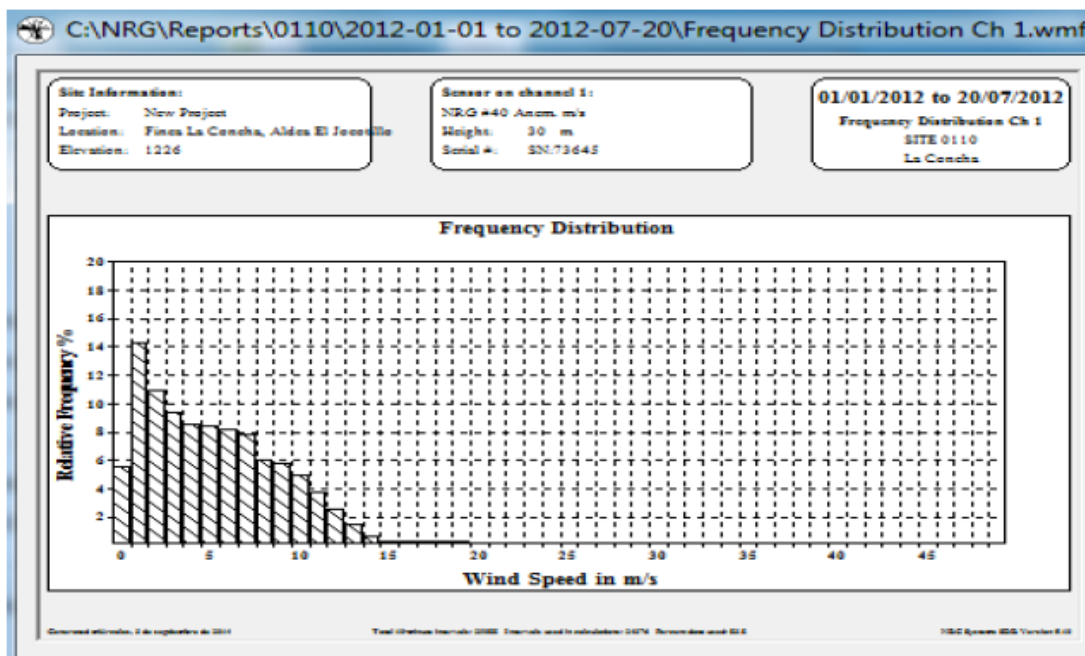
5. Resultados año 2012

Figura 51: Promedios mensuales de velocidad



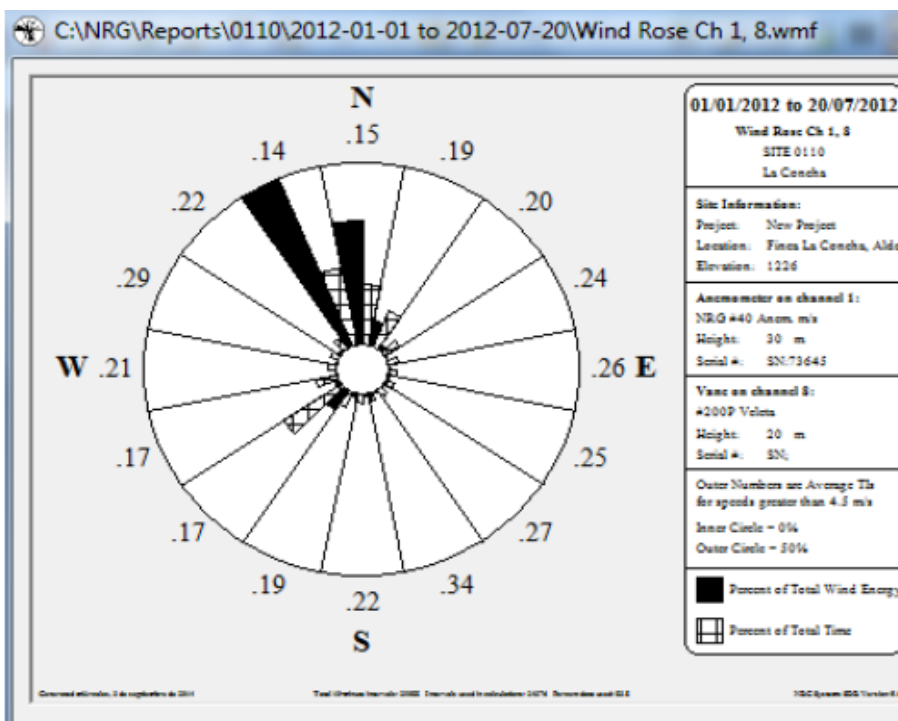
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Figura 52: Frecuencias de distribución



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

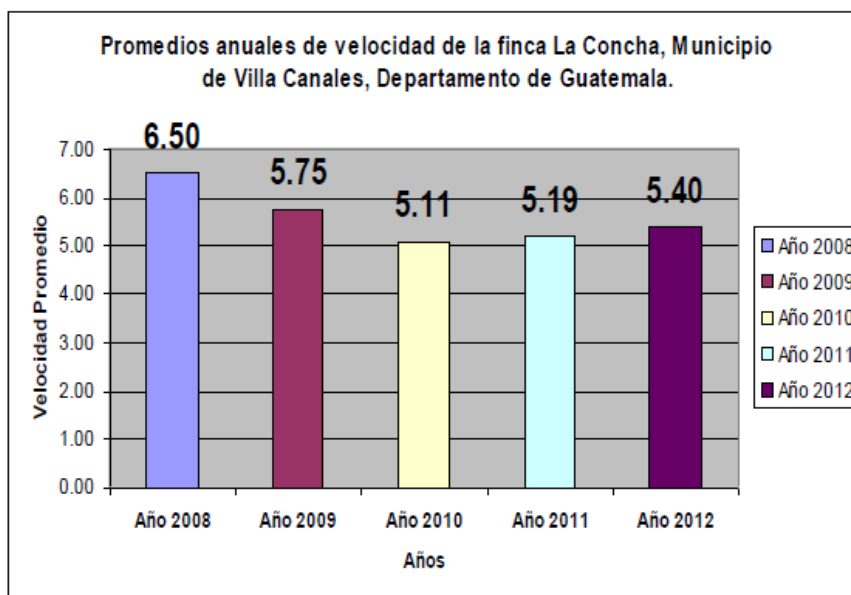
Figura 53: Rosa de viento de medición



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

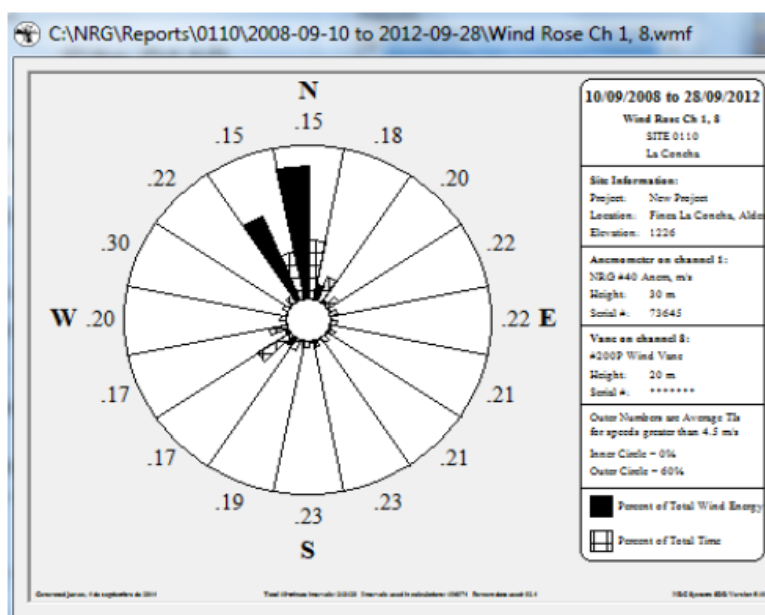
6. Gráficas condensadas 2008-2012

Figura 54: Promedios anuales de vientos 2008-2012



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Figura 55: Rosa de viento de todo el periodo de medición (2008-2012)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

D. SECCIÓN DE RESULTADOS

1. Parámetros para análisis de los resultados financieros. Para interpretar las variables de rentabilidad se deben usar los siguientes parámetros:

Utilizando la TIR se dice que cuando la TIR es mayor que la tasa de interés, el rendimiento que obtendría el inversionista es mayor que el que obtendría en la mejor inversión alternativa, por lo tanto, conviene realizar la inversión. Si la TIR es menor que la tasa de interés, el proyecto debe rechazarse. Cuando la TIR es igual a la tasa de interés, el inversionista es indiferente entre realizar o no la inversión. El indicador B/C es una razón económica importante que se utiliza sobre todo para proyectos del sector público, educacionales, o con otros beneficios aparte de los financieros. Para tomar una decisión utilizando este valor se debe evaluar los siguientes escenarios; $B/C > 1$: los beneficios son superiores a los sacrificios. El proyecto es viable porque genera aportes económicos y sociales a la comunidad independientemente de que el VPN sea negativo o igual a cero porque el impacto de la inversión es social y no toma en cuenta exclusivamente a la rentabilidad. $B/C = 1$: los beneficios son iguales a los costos. Es indiferente realizar o no la inversión desde el punto de vista financiero. El proyecto es auto sostenible, concepto que se aplica a los proyectos sociales para que su desarrollo sea ideal. $B/C < 1$: los costos son mayores a los beneficios, los obstáculos y repercusiones negativas son más grandes que los aspectos positivos, tanto sociales como financieros, la comunidad no se beneficia significativa o directamente, no se recomienda la inversión.

2. Tablas completas de las proyecciones financieras para las alternativas planteadas

Tabla 22: Presupuesto de inversión detallado para la instalación de turbina de 2.0 MW

PROYECTO EÓLICO 2.0 MW 2015							
PRESUPUESTO DE INVERSION							
CONCEPTOS	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTOS	FINANCIAMIENTO	SOCIEDAD	TOTAL
ACTIVO FIJO							
Obra Civil (Construccion de Oficina, guardiania, muro perimetral, base de turbina,etc)	mts2/constru	350	\$ 250.00	\$ 87,500.00	\$ 70,000.00	\$ 17,500.00	\$ 87,500.00
Instalacion y Equipo de Seguridad	Sistema	1	\$ 8,000.00	\$ 8,000.00	\$ 6,400.00	\$ 1,600.00	\$ 8,000.00
Vehiculos de Trabajo (Pick up, moto 4x4, camion, etc)	Vehiculo	1	\$ 15,000.00	\$ 15,000.00	\$ 12,000.00	\$ 3,000.00	\$ 15,000.00
Turbina Eólica de 2.0 MW	Unidad	1	\$ 3,024,000.00	\$ 3,024,000.00	\$ 2,419,200.00	\$ 604,800.00	\$ 3,024,000.00
Sistema de conexión a la Red Eléctrica	Varios	1	\$ 423,360.00	\$ 423,360.00	\$ 338,688.00	\$ 84,672.00	\$ 423,360.00
Sistema de control general de la turbina	Unidad	1	\$ 362,880.00	\$ 362,880.00	\$ 290,304.00	\$ 72,576.00	\$ 362,880.00
Torre de 30 mts de altura para sujeción	Unidad	1	\$ 544,320.00	\$ 544,320.00	\$ 435,456.00	\$ 108,864.00	\$ 544,320.00
Mobiliario y Equipo de Oficina	Varios	1	\$ 4,000.00	\$ 4,000.00	\$ 3,200.00	\$ 800.00	\$ 4,000.00
Otros (Suplementos, bases, material de apoyo auxiliar)	Varios	1	\$ 45,360.00	\$ 45,360.00	\$ 36,288.00	\$ 9,072.00	\$ 45,360.00
Instalación eléctrica auxiliar del sistema (protección interna, reguladores, etc)	Varios	1	\$ 75,600.00	\$ 75,600.00	\$ 60,480.00	\$ 15,120.00	\$ 75,600.00
Imprevistos	Varios	1	\$ 21,168.00	\$ 21,168.00	\$ 16,934.40	\$ 4,233.60	\$ 21,168.00
					\$ -		
OTROS ACTIVOS							
Movimiento de Tierras	hora/maquina	60	\$ 40.00	\$ 2,400.00	\$ 1,920.00	\$ 480.00	\$ 2,400.00
Asesoría Profesional y Pre estudios	Proyecto	1	\$ 30,240.00	\$ 30,240.00	\$ 24,192.00	\$ 6,048.00	\$ 30,240.00
Licencias, Permisos, autorizaciones, papeleria legal	Varios	1	\$ 39,312.00	\$ 39,312.00	\$ 31,449.60	\$ 7,862.40	\$ 39,312.00
Transporte y montaje del equipo eólico a lugar de instalacion	Transporte	1	\$ 302,400.00	\$ 302,400.00	\$ 241,920.00	\$ 60,480.00	\$ 302,400.00
CAPITAL DE TRABAJO							
Capital de trabajo	presup	1	\$ 120,000.00	\$ 120,000.00	\$ 96,000.00	\$ 24,000.00	\$ 120,000.00
TOTAL				\$ 5,105,540.00	\$ 4,084,432.00	\$ 1,021,108.00	\$ 5,105,540.00

Tabla 23: Proyección de costos totales para la turbina de 2.0 MW

EGRESOS POR COSTOS	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO
CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Costos Varios	\$ 8,000.00	\$ 8,080.00	\$ 8,160.80	\$ 8,242.41	\$ 8,324.83	\$ 8,408.08	\$ 8,492.16	\$ 8,577.08	\$ 8,662.85	\$ 8,749.48	\$ 8,836.98	\$ 8,925.35	\$ 9,014.60	\$ 9,104.75	\$ 9,195.79
Mano de Obra	\$ 16,000.00	\$ 16,800.00	\$ 17,640.00	\$ 18,522.00	\$ 19,448.10	\$ 20,420.51	\$ 20,420.51	\$ 20,420.51	\$ 20,420.51	\$ 20,420.51	\$ 21,441.53	\$ 21,441.53	\$ 21,441.53	\$ 21,441.53	\$ 21,441.53
Administracion	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00	\$ 26,400.00
Seguridad	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,000.00	\$ 7,350.00	\$ 7,350.00	\$ 7,350.00	\$ 7,350.00	\$ 7,350.00
Mantenimiento Equipos	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00	\$ 60,000.00
Imprevistos	\$ 5,000.00	\$ 5,250.00	\$ 5,512.50	\$ 5,788.13	\$ 6,077.53	\$ 6,381.41	\$ 6,700.48	\$ 7,035.50	\$ 7,387.28	\$ 7,756.64	\$ 8,144.47	\$ 8,551.70	\$ 8,979.28	\$ 9,428.25	\$ 9,899.66
TOTAL	\$ 120,000.00	\$ 121,130.00	\$ 122,313.30	\$ 123,552.53	\$ 124,850.46	\$ 126,209.99	\$ 126,613.14	\$ 127,033.09	\$ 127,470.64	\$ 127,926.63	\$ 132,172.98	\$ 132,668.57	\$ 133,185.41	\$ 133,724.52	\$ 134,286.98

Tabla 24: Proyección de ingresos totales para la turbina de 2.0 MW

INGRESO POR VENTAS	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO
CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Generacion de Energía Eléctrica	\$ 652,752.00	\$ 654,253.33	\$ 655,773.16	\$ 657,311.75	\$ 658,869.38	\$ 660,446.31	\$ 662,042.82	\$ 663,659.20	\$ 665,295.72	\$ 666,952.69	\$ 668,630.39	\$ 670,329.14	\$ 672,049.23	\$ 673,790.97	\$ 675,554.70
TOTAL	\$ 652,752.00	\$ 654,253.33	\$ 655,773.16	\$ 657,311.75	\$ 658,869.38	\$ 660,446.31	\$ 662,042.82	\$ 663,659.20	\$ 665,295.72	\$ 666,952.69	\$ 668,630.39	\$ 670,329.14	\$ 672,049.23	\$ 673,790.97	\$ 675,554.70

Tabla 25: Proyección de inversión detallado para la instalación de una turbina de 50 kW

PROYECTO EÓLICO 2015 (TURBINA 50 kW)							
PRESUPUESTO DE INVERSIÓN							
CONCEPTOS	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	MONTOS	FINANCIAMIENTO	SOCIEDAD	TOTAL
ACTIVO FIJO							
Obra Civil (Construcción de Oficina, guardiana, muro perimetral, base de turbina, etc)	mts2/constru	50	\$ 95.000	\$ 9,750.00	\$ 9,750.00	\$ -	\$ 9,750.00
Instalación y Equipo de Seguridad	Sistema	1	\$ 4,500.00	\$ 4,500.00	\$ 4,500.00	\$ -	\$ 4,500.00
Vehículos de Trabajo (Pick up, moto 4x4, camión, etc)	Vehículo	0	\$ 6,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Turbina Eólica	Unidad	1	\$ 69,800.00	\$ 69,800.00	\$ 69,800.00	\$ -	\$ 69,800.00
Sistema de conexión a la Red Eléctrica	Varios	1	\$ 7,180.00	\$ 7,180.00	\$ 7,180.00	\$ -	\$ 7,180.00
Sistema de control general de la turbina	Unidad	1	\$ 6,000.00	\$ 6,000.00	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 6,000.00
Torre de 30 mts de altura para sujeción	Unidad	1	\$ 27,580.00	\$ 27,580.00	\$ 27,580.00	\$ -	\$ 27,580.00
Mobiliario y Equipo de Oficina	Varios	1	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00	\$ -	\$ 1,200.00
Otros (Suplementos, bases, material de apoyo auxiliar)	Varios	1	\$ 700.00	\$ 700.00	\$ 700.00	\$ -	\$ 700.00
Imprevistos	Varios	1	\$ 1,530.00	\$ 1,530.00	\$ 1,530.00	\$ -	\$ 1,530.00
					\$ -		
OTROS ACTIVOS							
Movimiento de Tierras	hora/maquina	8	\$ 40.00	\$ 320.00	\$ 320.00	\$ -	\$ 320.00
Asesoría Profesional y Pre estudios	Proyecto	1	\$ 1,400.00	\$ -	\$ 1,400.00	\$ -	\$ 1,400.00
Licencias, Permisos, autorizaciones, papelería legal	Varios	1	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 6,000.00	\$ -	\$ 6,000.00
Transporte y montaje del equipo eólico a lugar de instalación	Transporte	1	\$ 8,828.00	\$ -	\$ 8,828.00	\$ -	\$ 8,828.00
CAPITAL DE TRABAJO							
Capital de trabajo	presup	1	\$ 10,000.00	\$ 10,000.00	\$ -	\$ -	\$ 10,000.00
TOTAL				\$ 38,560.00	\$ 16,548.00	\$ -	\$ 54,788.00

Tabla 26: Proyección de costos totales turbina de 50 kW

COSTOS DEL PROYECTO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO
CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Costos Varios	\$2,000.00	\$2,010.00	\$2,020.10	\$2,030.30	\$2,040.60	\$2,051.01	\$2,061.52	\$2,072.14	\$2,082.86	\$2,093.69	\$2,104.62	\$2,115.67	\$2,126.83	\$2,138.09	\$2,149.47
Mano de Obra	\$2,500.00	\$2,575.00	\$2,653.75	\$2,736.44	\$2,823.26	\$2,914.42	\$2,914.42	\$2,914.42	\$2,914.42	\$2,914.42	\$2,910.14	\$2,910.14	\$2,910.14	\$2,910.14	\$2,910.14
Administracion	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,750.00	\$2,750.00	\$2,750.00	\$2,750.00	\$2,750.00
Seguridad	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,150.00	\$3,150.00	\$3,150.00	\$3,150.00	\$3,150.00
Mantenimiento Equipos	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00
Imprevistos	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00
TOTAL	\$10,000.00	\$10,085.00	\$10,173.85	\$10,266.74	\$10,363.86	\$10,465.43	\$10,475.94	\$10,486.56	\$10,497.28	\$10,508.11	\$10,519.77	\$10,531.50	\$10,543.33	\$10,555.24	\$10,567.24

Tabla 27: Proyección de ingresos totales turbina de 50 kW

INGRESOS O RENTAS	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO	AÑO
CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Generacion de Energía Eléctrica	\$8,712.16	\$8,787.01	\$8,862.91	\$8,939.88	\$9,017.94	\$9,097.10	\$9,177.38	\$9,258.81	\$9,341.40	\$9,425.18	\$9,510.16	\$9,596.36	\$9,683.82	\$9,772.54	\$9,862.55
TOTAL	\$8,712.16	\$8,787.01	\$8,862.91	\$8,939.88	\$9,017.94	\$9,097.10	\$9,177.38	\$9,258.81	\$9,341.40	\$9,425.18	\$9,510.16	\$9,596.36	\$9,683.82	\$9,772.54	\$9,862.55

Figura 56: Turbina Vestas 2.0 MW potencia total

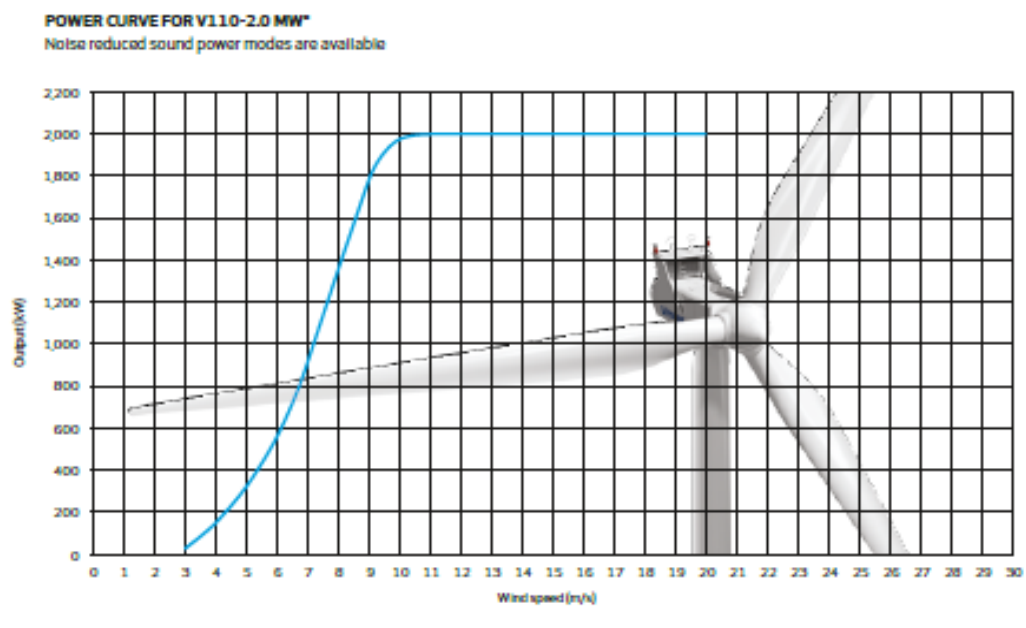
V110-2.0 MW™

Facts & figures

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed																
OPERATING DATA																	
Rated power	2,000 kW (50/60 Hz)																
Cut-in wind speed	3 m/s																
Rated wind speed	11.5 m/s																
Cut-out wind speed	20 m/s																
Wind class	IEC IIIA																
Operating temperature range:	standard turbine: -20 °C to 40 °C low temperature turbine: -30 °C to 40 °C																
SOUND POWER																	
	Max 107.5 dB*																
(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m³)																	
* for further information on noise limits please contact Vestas																	
ROTOR																	
Rotor diameter	110 m																
Swept area	9,503 m²																
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders																
ELECTRICAL																	
Frequency	50/60 Hz																
Generator type	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings																
GEARBOX																	
Type	two helical stages and one planetary stage																
BLADE DIMENSIONS																	
Length	54 m																
Max. chord	3.9 m																
TOWER																	
Type	tubular steel tower																
Hub heights*	95 m and 125 m (50 Hz) 80 m and 95 m (60 Hz)																
* Tower heights are preliminary and subject to change																	
NACELLE DIMENSIONS																	
Height for transport	4 m																
Height installed (incl. Cooler Top*)	5.4 m																
Length	10.4 m																
Width	3.5 m																
HUB DIMENSIONS																	
Max. transport height	3.4 m																
Max. transport width	4 m																
Max. transport length	4.2 m																
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes																
ANNUAL ENERGY PRODUCTION																	
<table border="1"> <caption>Annual Energy Production (AEP) Data</caption> <thead> <tr> <th>Yearly average wind speed (m/s)</th> <th>AEP (MWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6.0</td> <td>~6,500</td> </tr> <tr> <td>6.5</td> <td>~7,500</td> </tr> <tr> <td>7.0</td> <td>~8,500</td> </tr> <tr> <td>7.5</td> <td>~9,000</td> </tr> <tr> <td>8.0</td> <td>~9,500</td> </tr> <tr> <td>8.5</td> <td>~10,000</td> </tr> </tbody> </table>				Yearly average wind speed (m/s)	AEP (MWh)	6.0	~6,500	6.5	~7,500	7.0	~8,500	7.5	~9,000	8.0	~9,500	8.5	~10,000
Yearly average wind speed (m/s)	AEP (MWh)																
6.0	~6,500																
6.5	~7,500																
7.0	~8,500																
7.5	~9,000																
8.0	~9,500																
8.5	~10,000																
Assumptions: One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor = 2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height																	

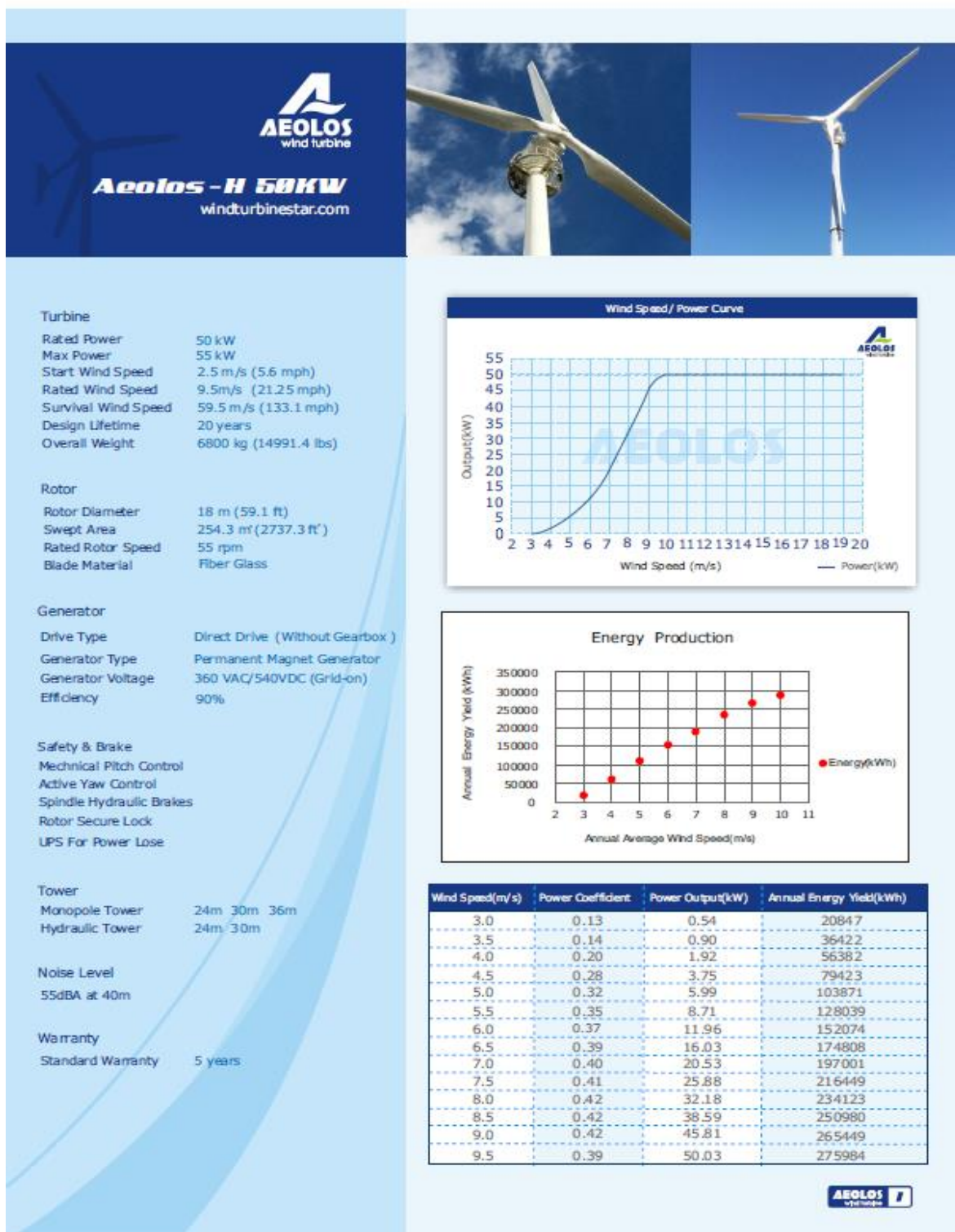
Fuente: www.vestas.com

Figura 57: Curva de potencia turbina Vestas V110-2.0 MW



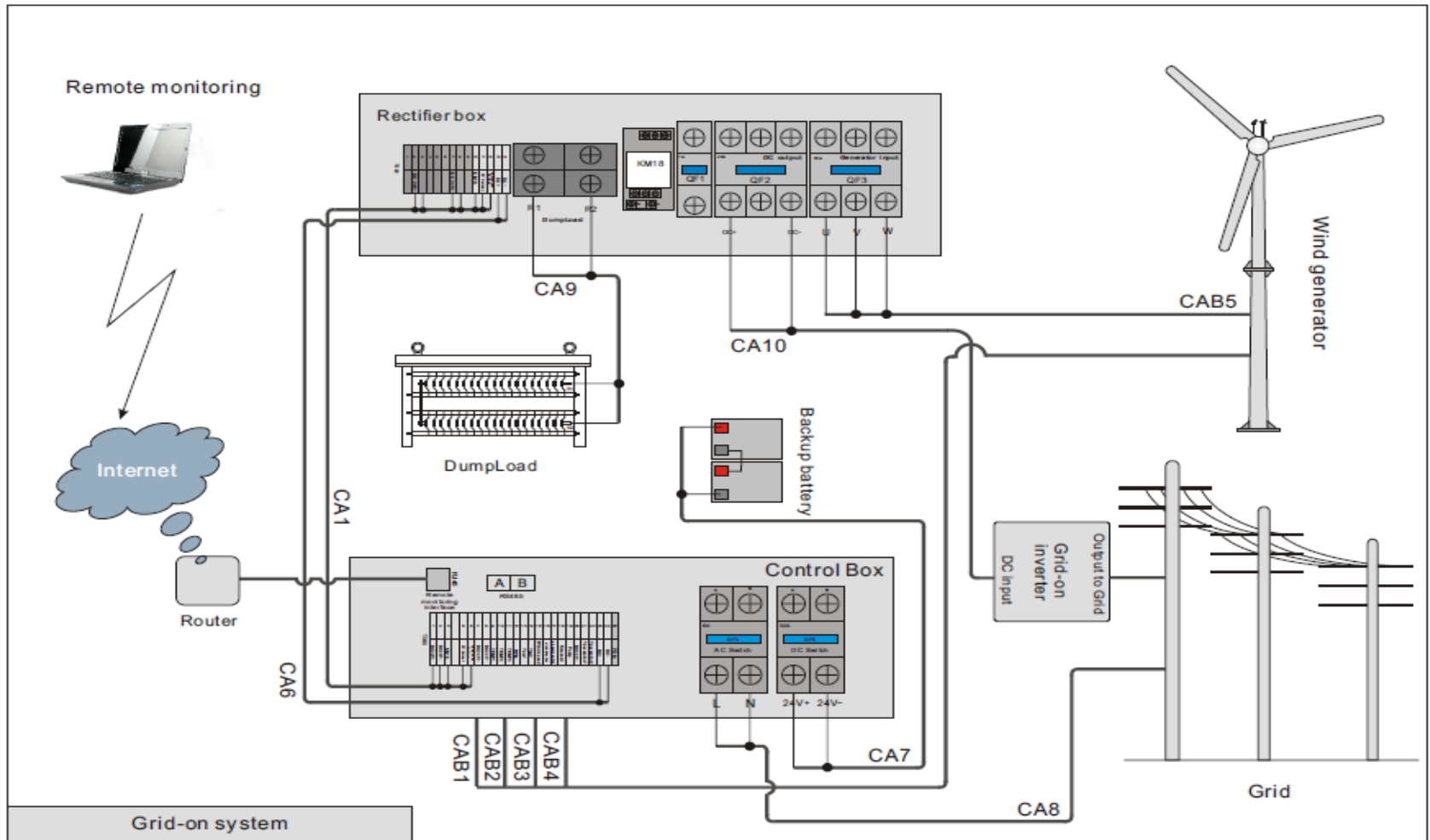
Fuente: www.vestas.com

Figura 58: Diagrama de funcionamiento Turbina 50 kW



Fuente: Aeolos Turbines London, 2015

Figura 59: Diagrama de instalación y conexión a la red de electricidad de una turbina eólica



Fuente: Vestas Turbine Danish, 2015

XIII. GLOSARIO

1. Aceleración de Coriolis: es el efecto que se observa en un sistema de referencia en rotación cuando un cuerpo se encuentra en movimiento respecto de dicho sistema de referencia. Este efecto consiste en la existencia de una aceleración relativa del cuerpo en dicho sistema en rotación

2. Asincrono: hace referencia al suceso que no tiene lugar en total correspondencia temporal con otro suceso

3. Bioconversión: Transformación de una forma de energía en otra o de una sustancia en otra, a causa de la acción de seres vivos

4. Convección: Es una de las tres formas de transferencia de calor y se caracteriza porque se produce por medio de un fluido (líquido o gas) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas.

5. Hidrocarburos: Son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno.

6. kWh: El vatio-hora, simbolizado Wh, es una unidad de energía expresada en forma de unidades de potencia x tiempo, con lo que se da a entender que la cantidad de energía de la que se habla es capaz de producir y sustentar una cierta potencia durante un determinado tiempo.

7. MEM: Ministerio de Energía y Minas de Guatemala.

8. Multipala: Múltiples palas o chuchillas.

9. MW: El Vatio es la unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. Un Mega Vatio, son 10^6 Vatios.

10. PNUMA: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, es un programa de las Naciones Unidas que coordina las actividades relacionadas con el medio ambiente, asistiendo a los países en la implementación de políticas medioambientales adecuadas así como a fomentar el desarrollo sostenible.