



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN GUATEMALA, COMO
UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Frilli Ricardo Morales Bravo

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez

Guatemala, enero de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN GUATEMALA, COMO
UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

FRILLI RICARDO MORALES BRAVO

ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODÍNEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Pérez Archila
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN GUATEMALA, COMO UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 1 de marzo de 2017.



Frilli Ricardo Morales Bravo

Guatemala, 9 de noviembre de 2017.

Ingeniero Saúl Cabezas
Coordinador Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ingeniero:

De acuerdo con la designación efectuada por la Dirección de la Escuela, me permito informarle que he procedido a asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN GUATEMALA, COMO UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA.** Desarrollado por el estudiante FRILLI RICARDO MORALES BRAVO, carne 2011-13820 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo, remitiéndolo a esa Coordinación para el tramite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme, deseándole éxitos en sus labores cotidianas.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Colegiado 1,879
ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879



REF. EIME 65. 2017.

9 de NOVIEMBRE 2017.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN
GUATEMALA, COMO UNA FORMA DE GENERACIÓN
DISTRIBUÍ DA,** del estudiante Frilli Ricardo Morales
Bravo, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


MBA. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648
Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia



SFO



REF. EIME 65. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; FRILLI RICARDO MORALES BRAVO titulado: APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN GUATEMALA, COMO UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



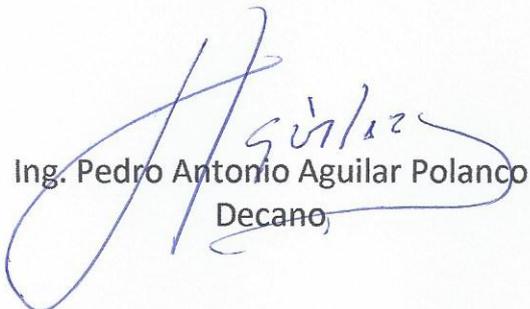
GUATEMALA, 14 DE NOVIEMBRE 2,017.



DTG. 063 .2018

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **APLICACIÓN DE CENTRALES, MICROEÓLICAS EN GUATEMALA, COMO UNA FORMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**, presentado por el estudiante universitario: **Frilli Ricardo Morales Bravo**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano,

Guatemala, enero de 2018

/gdech



AGRADECIMIENTOS A:

- Dios** Por brindarme sabiduría y guiarme en todo momento, darme retos en la vida y la fortaleza para salir adelante.
- Mi padre** Por creer siempre en mí, su apoyo incondicional, palabras de aliento, guiar mis primeros pasos y demostrar que con perseverancia se alcanzan las metas trazadas.
- Mi madre** Por su apoyo incondicional, su ejemplo y por enseñarme a ver los obstáculos que debo superar antes de que sucedan y con ello prepararme con antelación, narrándome sus vivencias, errores, éxitos y demostrar su gran amor de madre.
- Mis hermanos** Por sus consejos, confianza y apoyo incondicional, así como por estar siempre cuando más los he necesitado
- Mis amigos** Por escucharme, darme sus consejos y brindarme su apoyo, en el transcurso de mi vida.
- Mis abuelos** Por sus oraciones, consejos, palabras de aliento y apoyo incondicional.

Mi asesor

Ing. Gustavo Orozco, por guiarme con su amplia experiencia para culminar satisfactoriamente esta fase académica y convertirse en un amigo y mentor.

Los profesionales

Ingenieros Francisco Gonzales, Guillermo Puente, Armando Gálvez, Gilberto Gonzales, Fernando Moscoso, Carlos Guzmán, Otto Andrino, Guillermo Bedoya, Luis Pérez, Saúl Cabezas y Armando Rivera, que me brindaron sus consejos y guía cuando lo necesité, así como a todos aquellos que me ayudaron a completar esta etapa de mi formación profesional.

1.2.1.3.	Generadores DC o alternadores de imanes permanentes.....	31
1.2.1.4.	Generador asíncrono	32
1.2.1.5.	Generador síncrono con rotor bobinado.....	33
1.2.1.6.	Generador síncrono de imanes permanentes.....	33
1.2.2.	Módulo rectificador y resistencia de carga	33
1.2.3.	Módulo de almacenamiento CD	36
1.2.4.	Módulo regulador e inversor	38
1.2.5.	Torres.....	43
1.2.6.	Cableado	44
2.	LA ENERGÍA EÓLICA EN GUATEMALA.....	45
2.1.	Situación actual.....	45
2.2.	Potencia eólica instalada	48
2.3.	Potencia aprovechable	49
2.4.	Generación distribuida renovable, GDR.....	52
2.4.1.	GDR participación directa en el mercado mayorista MM	53
2.4.2.	GDR participación a través de un comercializador.....	55
2.4.2.1.	Usuario autoprodutor con excedentes de energía, UAEE.....	56
2.5.	Regulación de la energía eólica	59
2.5.1.	Marco jurídico de la GD en Guatemala	61
3.	CONCEPTO DE CENTRALES MICROEÓLICAS.....	65
3.1.	Clasificación del potencial microeólico	66

3.2.	Configuración de turbinas.....	67
3.2.1.	Material de las aspas.....	68
3.2.2.	Orientación del generador minieólico.....	68
3.2.3.	Tamaño del generador minieólico.....	68
3.2.4.	Control de la potencia.....	69
3.2.5.	Configuración del generador.....	69
3.3.	Lugares en donde se puede aplicar el concepto.....	70
3.3.1.	Microeólicas <i>stand alone (off grid)</i>	70
3.3.2.	Microeólica <i>sgridconeccted (ongrid)</i>	71
3.4.	Análisis del potencial microeólico en la ciudad de Guatemala.....	72
3.5.	Análisis de impacto ambiental.....	74
3.5.1.	Impacto no ambiental.....	75
3.5.2.	Beneficios medioambientales.....	75
4.	PASOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA.....	77
4.1.	Estudios requeridos.....	77
4.1.1.	Ubicación del lugar.....	78
4.1.2.	Características del viento.....	81
4.1.2.1.	Cálculo de probabilidad del viento método distribución de Weibull.....	83
4.1.3.	Determinación de potencia requerida.....	89
4.1.4.	Dimensionamiento del aerogenerador.....	91
4.2.	Identificación de equipos.....	92
4.2.1.	Tipo de turbina.....	92
4.2.2.	Calculo de potencia producida por el aerogenerador.....	96
4.2.3.	Elección del rectificador.....	97

4.2.4.	Elección del regulador e inversor	98
4.2.5.	Cálculo de cableado	100
4.2.6.	Cálculo de banco de baterías o acumuladores	103
5.	COSTOS DE LA INVERSIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA	107
5.1.	Control de costos	108
5.2.	Viabilidad de la instalación	111
5.3.	Retorno de la inversión	111
6.	MONTAJE DE LOS EQUIPOS DE LA CENTRAL MICROEÓLICA	119
6.1.	Gestión de la instalación.....	119
6.1.1.	Lugar de emplazamiento de la torre.....	119
6.1.2.	Instalación del cableado	121
6.1.3.	Instalación de frenos	122
6.1.4.	Instalación de la veleta	123
6.1.5.	Instalación de la torre metálica.....	124
6.1.6.	Instalación del regulador/inversor	129
6.1.7.	Instalación del rectificador	132
6.1.8.	Resistencia de carga	133
6.1.9.	Instalación del módulo de almacenamiento de energía.....	134
7.	OPERACIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA	137
7.1.	Regulación y control	137
7.2.	Mantenimiento	141
7.2.1.	Fallas más comunes.....	141
7.2.2.	Mantenimiento preventivo	143
7.2.2.1.	Revisión y limpieza.....	143
7.2.2.2.	Identificación de riesgos.....	145

7.2.3.	Mantenimiento correctivo.....	146
7.2.3.1.	Corrección de las principales fallas....	147
8.	APLICACIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA	149
8.1.	Planteamiento del problema	149
8.2.	Resolución del problema	149
8.2.1.	Dimensionamiento instalación microeólica	149
8.2.2.	Presupuesto.....	153
8.2.3.	Retorno de la inversión.....	154
8.2.4.	Análisis gráfico del periodo de retorno de la inversión.....	156
	CONCLUSIONES.....	159
	RECOMENDACIONES.....	161
	BIBLIOGRAFÍA.....	163
	APÉNDICE.....	169
	ANEXOS	171

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Componentes de un perfil de aspa de un aerogenerador.....	2
2.	Fuerzas que actúan sobre un aspa de un aerogenerador	4
3.	Coeficiente de sustentación cero	6
4.	Coeficiente de sustentación diferente de cero	7
5.	Comportamiento de los coeficientes de sustentación y arrastre.....	8
6.	Esquema de aerogenerador según modelo de disco actuador	11
7.	Relación entre C_p . de una turbina y α	13
8.	Ángulo variante del flujo de viento respecto a θ	13
9.	Efecto <i>flagging</i>	15
10.	Sitios de medición eólica	16
11.	Gráfica de velocidad promedio en Guatemala	18
12.	Módulos que conforman una instalación microeólica.....	19
13.	Diagrama monofásico.....	19
14.	Diagrama modular trifásico.....	20
15.	Diagrama de clasificación de máquinas eólicas.....	21
16.	Aerogenerador barlovento	23
17.	Aerogenerador sotavento	24
18.	Aerogenerador Savonius	25
19.	Aerogenerador Diarreus	26
20.	Potencia según diámetro de hélices.....	31
21.	Comportamiento del módulo rectificador con resistencia de carga	35
22.	Tensión del acumulador en circuito abierto para diferentes estados de carga	38

23.	Esquema de inversores	41
24.	Matriz energética de generación 2017	45
25.	Capacidad instalada, enero a marzo 2017.....	48
26.	Mapa de densidad de viento	51
27.	Porcentaje de UAEE por distribuidoras en Guatemala	59
28.	Densidad de viento, región central de Guatemala	67
29.	Viento afectado por viviendas y edificios	80
30.	Modelo de regresión lineal	87
31.	Gráfica de comportamiento método probabilidad Weibull	89
32.	Distancias relativas a las dimensiones de los obstáculos.....	120
33.	Cableado del aerogenerador.....	122
34.	Instalación de frenos mecánicos	122
35.	Instalación veleta	123
36.	Componentes internos de un generador microeólico	124
37.	Estructura y cimentación para torre micro eólica	125
38.	Soportes anclados al suelo con base de hormigón	126
39.	Conexiones del mástil y puesta en eje pivotal	127
40.	Anclaje del mástil.....	127
41.	Forma correcta de izar el mástil	128
42.	Izado del mástil con el modulo generador.....	129
43.	Distancia mínima requerida módulo regulador/inversor.....	130
44.	Instalación rectificador	132
45.	Cableado y distancia mínima rectificador.....	133
46.	Resistencia de carga física.....	134
47.	Cableado módulo acumulador.....	135
48.	Opciones de transmisión de datos para regulación y control	138
49.	Display del módulo regulador e indicadores led.....	140
50.	Origen de averías aerogeneradores microeólicos	141
51.	Señalización para identificación de riesgos	145

52.	Ejemplo análisis de probabilidad Weibull	151
53.	Visualización del retorno de la inversión	157

TABLAS

I.	Promedio de velocidad del viento en Guatemala	17
II.	Clasificación del módulo rectificador	36
III.	Capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional 2017	47
IV.	UAEE por distribuidora en Guatemala	57
V.	Resumen UAEE por tecnología en Guatemala	58
VI.	Resultados análisis método de Weibull	87
VII.	Cálculos según rugosidad	88
VIII.	Clasificación de las aeroturbinas según su potencia	93
IX.	Requerimientos de conexión	94
X.	Generadores microeólicos, especificaciones y fabricantes	95
XI.	Dimensionamiento de una tarima	97
XII.	Expresiones del apartado	97
XIII.	Conductores AWG	102
XIV.	Precios de aerogeneradores para hogares y pequeñas industrias.....	109
XV.	Precios de aerogeneradores para grandes industrias	110
XVI.	Medición de energía	112
XVII.	Tarifa sin medición de potencia	112
XVIII.	Análisis de medición de energía sin ser UAEE	112
XIX.	Medición de energía con inyección a la red siendo UAEE	113
XX.	Tarifa sin medición de potencia con inyección a la red	113
XXI.	Análisis de medición de energía con autoproducción siendo UAEE ..	114
XXII.	Costo total de la inversión	115
XXIII.	Retorno de la inversión sin autoproducción vrs UAEE	116
XXIV.	Fallas del módulo regulador de una central microeólica	142

XXV.	Causas, fallas y corrección de averías.....	147
XXVI.	Datos iniciales.....	150
XXVII.	Resultados del ejemplo	152
XXVIII.	Presupuesto, ejemplo	153
XXIX.	Análisis del monto a cancelar siendo UAEE	154
XXX.	Análisis retorno de la inversión.....	156

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Ah	Amperio-hora
I	Corriente
S	Diámetro del conductor en CD
<i>E_{med}</i>	Energía media producida por mes
kW	Kilowatt
m	Metros
<i>P_{med}</i>	Potencia media de salida
<i>%_{func}</i>	Porcentaje de funcionamiento
ωR	Velocidad angular y el radio
<i>V(h)</i>	Velocidad del viento en el eje
V	Voltios
ρ	Variación de densidad del aire
Wh	Watio-hora

GLOSARIO

AMM	Administrador de mercado mayorista.
ANSI	Instituto Nacional Americano de Estándares
Autoproducción	Generación de energía por medio de energías renovables para su propio consumo o inyección a la red para reducción del valor de la factura mensual.
BTS	Baja tensión simple.
BTSS	Baja tensión simple social.
CA	Corriente alterna.
Cbat	Capacidad de la batería.
CD	Corriente directa
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Cimentación	Construcción de los cimiento de un edificio, obra o proyecto.

Compendio de leyes	Es un proyecto de ley que reúne diversas resoluciones a un problema dado.
Contador bidireccional	Herramienta cuya función es realizar la medición de inyección y extracción de la red de distribución y un UAEE.
Cuantificar	Expresar numéricamente una magnitud.
Data Logger	Dispositivo electrónico que registra datos en tiempo real por medio de instrumentos y sensores integrados al mismo los cuales se comunican con un ordenador personal y un software.
Decibelio	Término utilizado para determinar los niveles de sonido.
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.
Devanados	Conjunto de espiras de cobre destinado a producir el flujo magnético, al ser recorrido por la corriente eléctrica.
DGE	Dirección General de Energía.
DGH	Dirección General de Hidrocarburos.

Dimensionamiento	Acción de determinar el tamaño, importancia y características de alguna instalación.
Dimensionar	Estimar magnitudes y establecer parámetros para la correcta elección de los módulos a instalar.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
EEM	Empresa Eléctrica Municipal.
Emanan	Desprenderse, derramar o expeler vapores tóxicos provenientes del módulo de almacenamiento.
Energía cinética	Trabajo necesario para acelerar una masa determinada desde el reposo hasta una velocidad constante.
Extrados	Curva del perfil sobre la cuerda.
Fotovoltaica	Central generadora compuesta exclusivamente por paneles solares.
Fuentes renovables	Medio natural inagotable con una gran cantidad de energía, se puede mencionar eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, entre otras.
GD	Generación distribuida.
GDR	Generador distribuido renovable.

IEMA	Exculpación del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias
INSIVUMEH	Instituto Nacional de Vulcanología, Meteorología e Hidrología de Guatemala
Interconexión	Acto de conectar un UAEE a la red de distribución del distribuidor sea EEGSA, DEOCSA o DEORS.
Intrados	Curva bajo la cuerda.
Izado	Acción de levantar, subir algo tirando de cuerdas o cables.
LGE	Ley General de Electricidad.
Matriz energética	Referente a todas las formas de generación existentes para la producción de energía y potencia eléctrica para abastecer la demanda energética del país.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MM	Mercado mayorista.
Módulo	Conjunto de piezas el cual forma parte de un sistema y que suelen estar interconectados; son fáciles de instalar y pueden ser reemplazados fácilmente sin que los demás sufran cambios.

NCC	Norma de Coordinación Comercial
NEC	Código eléctrico nacional.
NTGDR	Norma técnica de generación distribuida renovable.
NTSD	Norma técnica del servicio de distribución.
OFE	Oferta firme eficiente
OSHA	Administración de seguridad y salud ocupacional.
PNUMA	Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente.
Rectificación de onda	Acción de convertir una señal de corriente alterna a corriente continua por medio de un rectificador de onda.
RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad.
Resolución	Condición en la que se busca determinar la solución de una determinada circunstancia, estas son conclusiones con detalles, acuerdos y procedimientos establecidos por alguna institución.
Rugosidad	Relacionada a la influencia que tienen los obstáculos y el contorno del terreno para la determinación de la turbulencia del viento.

Sistemas híbridos	Referente a sistemas de generación compuesto con paneles solares y generadores eólicos.
SNI	Sistema nacional interconectado
Sobretensión	Exceso de tensión eléctrica en un circuito.
Stand-by	Módulo conectado pero en reposo, a la espera de recibir órdenes.
Subtransmisión	Sistemas eléctricos de media y baja tensión destinados al abastecimiento de grupos de consumidores finales.
Sustentación	Descomposición del vector de fuerza, La cual es resultado del impacto del viento con una velocidad con un ángulo de ataque α al aspa, donde la fuerza del viento estará en dirección perpendicular al aspa.
Trifásico	Sistema eléctrico que tiene tres corrientes eléctricas alternas iguales, cuyas fases se producen a la distancia de un tercio de periodo.
Turbulencia	Movimiento desordenado del flujo de viento, en el cual no se siguen trayectorias fijas, sino se forman trayectorias sinuosas y se forman torbellinos.

Traqueteo	Ruido continuo, vibraciones mecánicas sensibles al tacto que hacen referencia a problemas mecánicos en la instalación de un componente.
UAEE	Usuario autoprodutor con excedentes de energía.
Vulnerabilidad	Disposición a ser afectado por alguna amenaza y ponga en riesgo cualquier parte de la instalación.

RESUMEN

En la ciudad de Guatemala existe una demanda creciente para generar energía por medio de recursos renovables: solares, eólicos o su combinación.

El usuario autoprodutor con excedentes de energía, usualmente, opta por la instalación de paneles solares debido a la radiación solar existente en su zona de residencia o trabajo; pero surge la pregunta, ¿por qué no se utilizan generadores eólicos en vez de tecnología solar?

Es por ello que en este trabajo de graduación se describen los métodos y procesos que cuantifican el potencial eólico aprovechable y se describen los pasos a seguir para la implementación de proyectos de generación microeólica, para diversificar la forma de generación eléctrica para usuarios autoprodutores.

Actualmente, en la ciudad de Guatemala se cuenta con potencial eólico, con vientos que oscilan entre los 3 y 4 m/s, el cual no es aprovechado para la generación de energía eléctrica. Es posible aprovechar ese potencial para beneficio, empleando tecnologías amigables con el medio ambiente las cuales no contaminan y cuyo mantenimiento es menor.

El documento describe todos los elementos que componen una microcentral eólica; se analiza la fuerza del viento en el territorio nacional mediante un mapa eólico, la forma de los alabes y su comportamiento con la fuerza del viento, los tipos de aerogeneradores, reguladores, inversores y acumuladores existentes en el mercado.

Se da a conocer la situación actual de la energía eólica en Guatemala, el marco jurídico existente, expresiones matemáticas útiles para el correcto dimensionamiento de una central microeólica, instrucciones para el montaje y puesta en marcha de un proyecto real, análisis financiero de costos y retorno de la inversión para la implementación de proyectos de este tipo.

OBJETIVOS

General

Establecer los procedimientos para la ejecución de un proyecto microeólico en la ciudad de Guatemala como alternativa de generación de energía eléctrica para consumo interno; se determinan los beneficios y la factibilidad que presenta el proyecto.

Específicos

1. Dimensionar una central microeólica para el autoabastecimiento y vender el excedente al distribuidor para determinar el potencial eólico aprovechable.
2. Determinar los estudios, incluyendo la metodología de cálculo para la elección del equipo, construcción y ejecución de un proyecto microeólico.
3. Establecer los costos generales para la ejecución de un proyecto microeólico y el impacto que tendría en el ahorro de consumo de energía eléctrica.
4. Especificar las soluciones a los principales problemas que pueden presentarse en una falla de la turbina eólica.

INTRODUCCIÓN

Debido al escaso uso de tecnologías eólicas en Guatemala y a la accesibilidad para obtener beneficios a partir de la generación de energía eléctrica por medio del uso de recursos renovables, es prioritario la redacción de documentos que establezcan metodologías para determinar el potencial eólico presente en el sitio de la instalación para incentivar de esta manera el desarrollo e inversión de este tipo de tecnologías en el país.

De acuerdo con datos recabados del registro del Ministerio de Energía y Minas y el Administrador del Mercado Mayorista, en Guatemala se tiene un potencial eólico de 550MW. Según las centrales generadoras eólicas actualmente instaladas, reflejan que únicamente el 1,29 % se encuentra actualmente instalado.

Según los acuerdos gubernativos actuales, un usuario interesado en generar energía para su propio consumo tiene la opción de inyectar el excedente generado a la red del distribuidor; a este tipo de generadores se les conoce como usuarios autoprodutores con excedentes de energía (UAEE), el cual tiene el beneficio de recibir un crédito por sus excedentes aportados a la red de distribución.

Este trabajo busca facilitar a estudiantes, docentes y profesionales la información necesaria para llevar a cabo un proyecto de este tipo.

El desarrollo del tema se lleva a cabo desde el análisis de los principios físicos de una instalación eólica, la situación actual de la energía eólica en el

país, el dimensionamiento, los costos de la inversión, el montaje y la operación de un proyecto microeólico en el país.

En la fase de inversión se relaciona con la ejecución del proyecto pues en esta etapa aprueba o no un proyecto; posteriormente, se inicia con el montaje y puesta en marcha del proyecto, el cual una vez conectado a la red de distribución, comienza a generar flujo efectivo que permite recuperar en un tiempo determinado el capital inicial invertido.

1. PRINCIPIOS FÍSICOS DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA

1.1. Principios aerodinámicos de un aspa de viento

Cuando se refiere a turbinas eólicas, a las cuales también se les llama aerogeneradores, se refiere a todo aquel tipo de máquinas que aprovechan la densidad del aire y flujo existente para mover un rotor con las aspas, que según su longitud, así será la capacidad de captar el flujo del viento que este atravesando en ese momento.

En principio, la fuerza del viento no empuja las aspas de viento sino que las barre. Al pasar por dos caras del aspa a distinta velocidad, se genera una succión en una que es la fuerza que hace girar a la turbina.

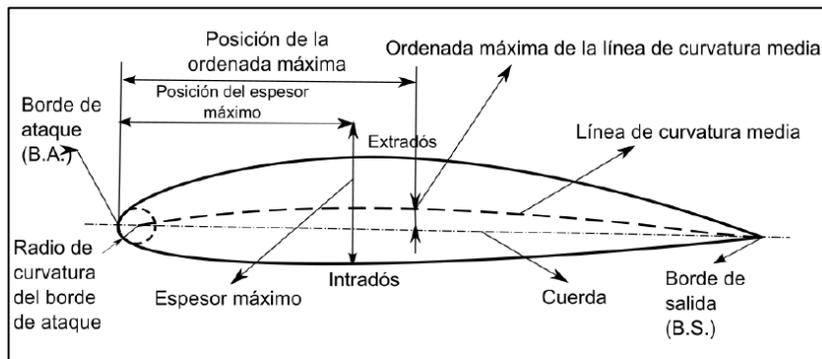
Para aprovechar al máximo la fuerza de barrido del viento, las aspas atraviesan un proceso mecánico, el cual comienza desde que el viento es captado por las aspas del aerogenerador por proceso de barrido del viento. Estas transmiten la energía mecánica al buje, reduciendo así su velocidad a un valor nominal tras pasar por las aspas, esta fuerza mecánica es trasladada al rotor del generador que esta acoplado a la parte trasera de la góndola.

Aunque existen distintos tipos de turbinas eólicas, las que se detallarán una a una, se enfoca a un tipo de turbina principalmente para conocer los principios físicos que rigen su movimiento.

Se le llama alabe a un modelo que analiza la aerodinámica de una turbina, para ello es necesario conocer el perfil del diseño del aspa de la turbina. Los

perfiles de las aspas de un aerogenerador se analiza por principios aeronáuticos, también utilizado en el diseño de alas de aviones; por ejemplo, los principales componentes para su diseño son los siguientes:

Figura 1. **Componentes de un perfil de aspa de un aerogenerador**



Fuente: BASTIANON, Ricardo A. *Aerodinámica de las hélices de aeroturbinas*. p. 7.

Los componentes se describen a continuación:

- **Borde de salida (B.S.):** se le conoce también como borde de fuga, lugar por el cual sale el flujo de aire que entra en contacto con el aspa.
- **Cuerda:** también se le conoce como distancia C, esta define una línea que atraviesa desde el borde de ataque hasta el borde de salida y delimita la longitud total del aspa.
- **Borde de ataque (B.A.):** punto de inicio donde se localiza el lugar en donde el viento se pone en contacto con el aspa.
- **Extradós:** curva del perfil sobre la cuerda.

- Intradós: curva bajo la cuerda.
- Línea de curvatura media: punto medio entre extradós e intradós.
- Comba: distancia entre curvatura media y la cuerda de perfil.
- Espesor: distancia perpendicular a la cuerda entre intradós y extradós.
- Espesor máximo: máximo valor del espesor.

1.1.1. Coeficientes y fuerzas aerodinámicas

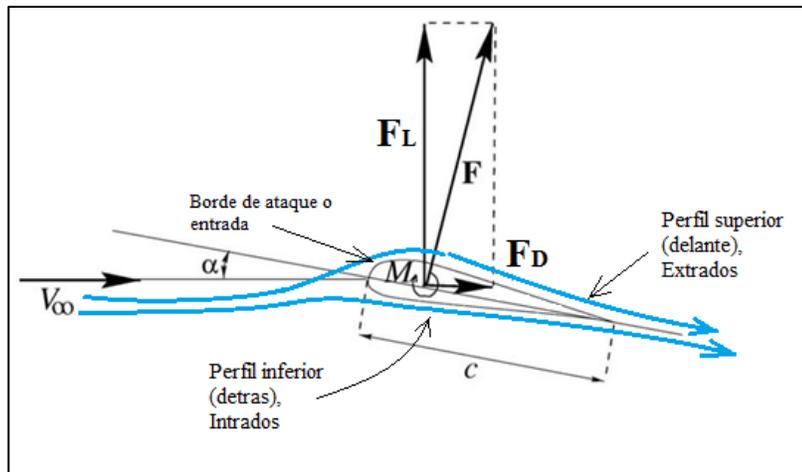
Es necesario conocer los coeficientes y las fuerzas que actúan sobre las aspas de un aerogenerador; existen fuerzas en común, principalmente en los distintos tipos de aerogeneradores donde las fuerzas a estudiar son de arrastre (F_D) y sustentación (F_L).

- La fuerza de arrastre (F_D): se le conoce como fuerza de empuje o '*drag*', es resultado de la descomposición del vector de fuerza (F) la cual es el resultado del impacto del viento con una velocidad (V_∞) con un ángulo de ataque α al aspa, de tal modo que el viento estará en la misma dirección y sentido que el aspa; en algunos libros se identifica al arrastre con la letra (D).
- La fuerza de sustentación (F_L): se le conoce como fuerza asensorial o *lift*, es resultado de la descomposición del vector de fuerza (F) la cual es resultado del impacto del viento con una velocidad (V_∞) con un ángulo de ataque α al aspa, donde la fuerza del viento estará en dirección

perpendicular al aspa; en algunos libros se identifica a la sustentación con la letra (L).

Cuando estas actúan sobre un aspa del aerogenerador, se aprecian de una mejor manera en la siguiente figura:

Figura 2. **Fuerzas que actúan sobre un aspa de un aerogenerador**



Fuente: CÁCERES LUQUE, Sergio. *Estudio y modelamiento de una turbina eólica eje vertical*, editada para fines ilustrativos. p. 14.

Como se observa en la figura 2, se detallan las fuerzas que actúan sobre el perfil de un aspa del aerogenerador: la fuerza (F) puede descomponerse en las componentes vectoriales (F_L) y (F_D); en otros textos de referencia pueden encontrarse como (L) y (D); ambas fuerzas son resultado del impacto ocasionado por la fuerza del viento (V_{∞}).

Básicamente, la fuerza de sustentación (F_L); es el uso de la corriente de aire en el perfil alar de un aspa de viento, cuyos valores de coeficientes de

sustentación y arrastre varia de 0 a 1, dependiendo de la forma del perfil alar, su orientación respecto a la corriente de aire y de la velocidad de corriente de aire. Dicha corriente es aprovechada favorablemente al momento que aumenta el ángulo de ataque del viento α , la expresión matemática que describe la magnitud de la fuerza de sustentación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$F_L = L = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 A c \quad [\text{Ec.1}]$$

Donde:

- V_∞ = velocidad del viento
- A = superficie alar, área de barrido = (diámetro x altura)
- ρ = densidad del aire
- c = longitud del aspa

El valor del coeficiente de sustentación se obtiene mediante la ecuación 2. Cuando tiene un valor de cero, la fuerza del viento (V_∞) fluye paralelamente a nuestro perfil y el ángulo de ataque α es igual a cero, por lo que lo único que habrá será un coeficiente de arrastre con un valor despreciable el cual se obtiene mediante la ecuación 3. El área del perfil alar permanecerá constante en ambos lados del perfil, la velocidad será constante y no habrá diferencia de presión. Para una mejor visualización del concepto véase la figura 3.

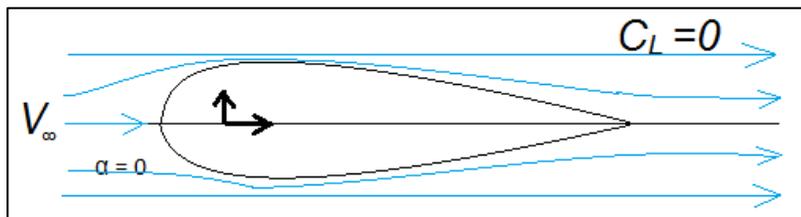
$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^2 c} \quad [\text{Ec.2}]$$

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^2 c} \quad [\text{Ec.3}]$$

Donde:

- C = longitud del aspa

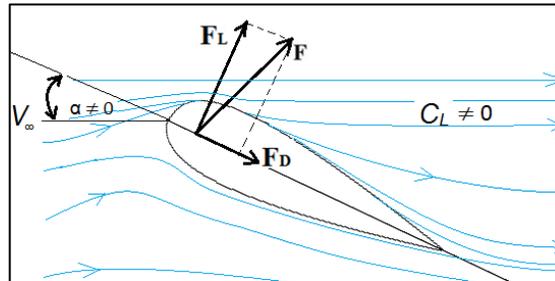
Figura 3. **Coeficiente de sustentación cero**



Fuente: elaboración propia.

Dado que la magnitud de las fuerzas de arrastre y sustentación dependen de la forma del objeto, su orientación respecto al flujo, la fuerza y la velocidad del viento, se aprecia cuando aumenta gradualmente el ángulo de ataque α al perfil del aspa de viento. Como resultado se incrementará gradualmente la magnitud y los coeficientes de sustentación y arrastre, como se visualiza en la figura 4. El comportamiento será que en el perfil superior la sección del flujo de viento disminuye, concentrando las líneas; en el perfil inferior la sección del flujo de viento aumenta, dando como resultado un empuje neto hacia arriba (sustentación) perpendicular al vector velocidad.

Figura 4. **Coefficiente de sustentación diferente de cero**



Fuente: elaboración propia.

Cuando la fuerza de sustentación (C_L) = 1, se dice que se tiene la máxima velocidad, dado que la fuerza y dirección del viento está aplicada en toda la superficie del asa, aprovechando así dicha fuerza para mover a altas velocidades las aspas de una turbina eólica.

Las máquinas de perfil aeronáutico no solo trabajan con la fuerza del aire o empuje del viento, también, combinan la fuerza de sustentación; de esa manera para cada velocidad de viento habrán ángulos diferentes de ataque.

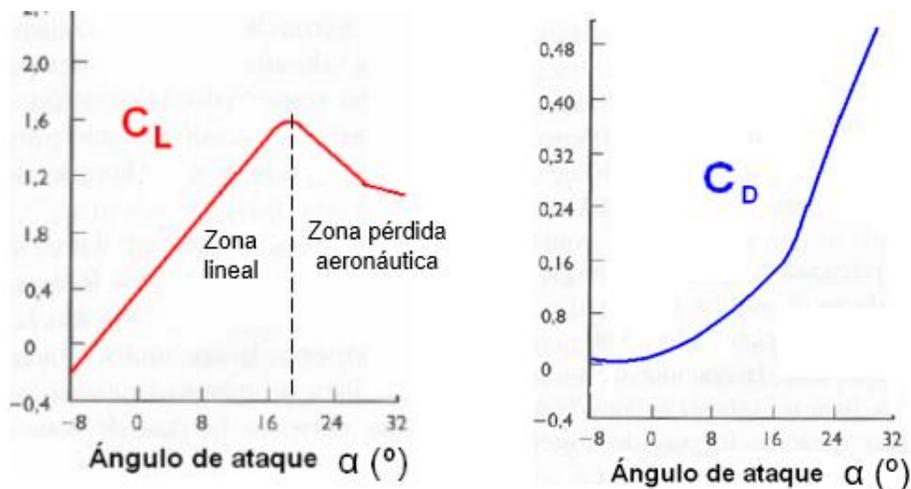
Para el asa de una turbina eólica de eje horizontal, se determina la velocidad máxima de giro tomando en cuenta la velocidad del viento y la velocidad producida por la rotación del asa de viento; la velocidad máxima de giro es mayor según se aproxima a la punta del asa; la sección del asa próxima al rotor tendrá un plano de sustentación mayor que compense la menor velocidad.

Por lo tanto, para que un asa de viento mantenga la fuerza de sustentación; algunos perfiles están diseñados de tal manera que algunas se tuercen para que el ángulo de ataque y el área del asa se reduzca a medida

que se llega a la punta; la punta del aspa tendrá la mayor velocidad con respecto a la fuerza del viento; de esta manera el ángulo de ataque se reduce para que no entre en pérdida o frenado.

La magnitud del coeficiente de sustentación puede ser muy superior a la de arrastre, la fuerza de arrastre será siempre positiva. La sustentación aumentará proporcionalmente con el ángulo de ataque hasta que entre en pérdida, aproximadamente a los $18^\circ - 20^\circ$. La figura 5 muestra el comportamiento de los coeficientes de arrastre y sustentación de modo experimental.

Figura 5. **Comportamiento de los coeficientes de sustentación y arrastre**



Fuente: CÁCERES LUQUE, Sergio. *Estudio y modelamiento de una turbina eólica eje vertical, editada para fines ilustrativos.* p. 18.

Al igual que en el diseño y la fabricación de alas de aviones, de la misma manera son fabricadas las aspas de viento para una turbina eólica. Para su

máximo rendimiento tienen una curvatura o inclinación a lo largo de su longitud; en el caso de las aspas eólicas, algunas poseen en la terminación de la punta del aspa una inclinación suave, reduciendo el ruido que producen las corrientes de aire, de abajo hacia arriba, minimizando también los torbellinos en la punta del aspa.

Los coeficientes que describen el rendimiento del diseño de la aeroturbina son el coeficiente de torque (C_M) ecuación 4, y el coeficiente de potencia (C_P) ecuación 5, los cuales son resultado de la relación cociente entre la potencia o torque útil respecto del fluido.

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^2 AR} \quad [\text{Ec.4}]$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho V_\infty^3 A} \quad [\text{Ec.5}]$$

Donde R es el radio de la turbina y el área de barrido. Por último, se analizan dos parámetros más que permiten el análisis completo del rendimiento de un perfil de un aspa eólica y estos son la *tip-speed* velocidad de punta del aspa, ecuación 6 y la solidez, ecuación 7.

$$TSR = \lambda = \frac{\omega R}{V_\infty} \quad [\text{Ec.6}]$$

$$\sigma = \frac{nc}{R} \quad [\text{Ec.7}]$$

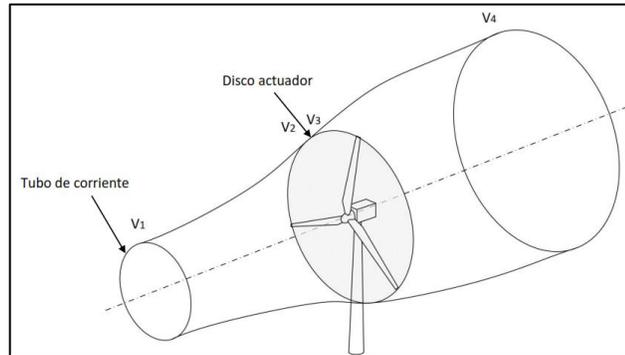
Ecuaciones donde n es el número de alabes o aspas y ω es la velocidad angular del giro. Los parámetros n y ω son muy utilizados en el diseño de turbinas; los datos sirven para determinar el uso de una turbina en distintos puntos de operación.

1.1.2. Modelos de torsión

El objetivo de analizar la torsión de un aspa es determinar la potencia adquirida considerando las aspas del aerogenerador como un disco actuador. Para obtener el campo de velocidades que afectan al aerogenerador y obtener así la potencia, es necesario analizar mediante un balance de momentum, que se realiza al viento entre aguas arriba y aguas abajo del rotor, utilizando la ecuación de Bernoulli. El primer modelo a pesar de ser sencillo permite obtener el límite superior de potencia máximo aprovechable del viento; a este modelo se le conoce como límite de Betz.

Considerando al aerogenerador como un disco el cual gira en un túnel de viento en cuya entrada tiene un flujo de viento y presión continuo y en cuya salida se obtiene un flujo de aire y presión discontinuo, resultado de la adición de velocidad por la rotación del disco en análisis. Para ello se considera el flujo de viento unidimensional, no viscoso y en estado estacionario, por lo que se deduce que existe una diferencia de velocidades en el disco actuador, cuya característica será que aguas abajo habrá una menor velocidad, a diferencia de aguas arriba, dada la transferencia de energía provista por el disco actuador. Dicho análisis se visualiza en la figura 6

Figura 6. Esquema de aerogenerador según modelo de disco actuador



Fuente: CÁCERES LUQUE, Sergio. *Estudio y modelamiento de una turbina eólica eje vertical*, editada para fines ilustrativos. p. 18.

Considerando las condiciones dadas, se determina que la fuerza de empuje ejercida por el flujo neto de viento sobre las aspas del rotor del aerogenerador, es a través de la diferencia de velocidades que ocurre sobre el ejerciendo de esta manera un momento torsión en el aspa, que está representado por la ecuación 8.

$$T = m(V_1 - V_4) \quad [\text{Ec.8}]$$

Considerando como ideales la velocidad del viento antes y después de pasar por la turbina, $V_2 = V_3$; además, que la presión de aire alejado del rotor será igual ya sea aguas arriba o aguas abajo, $P_1 = P_4$ y, que el momento de torsión por el rotor representado por la ecuación 9 también, puede ser reescrito en función de una diferencia de presiones, aplicando el teorema de Bernoulli, obteniendo así la siguiente expresión:

$$T = \frac{1}{2} \rho A (V_1^2 - V_4^2) \quad [\text{Ec.9}]$$

Combinando las ecuaciones 8 y 9 se obtiene la velocidad del rotor; el resultado del promedio de las velocidades de flujo de viento es la ecuación 10. Además, se puede definir el factor de inducción, la diferencia de las velocidades de entrada y salida e inversamente proporcional a la velocidad de salida, ecuación 11

$$V_2 = \frac{V_1 + V_4}{2} \quad [\text{Ec. 10}]$$

$$\alpha = \frac{V_1 - V_2}{V_2} \quad [\text{Ec. 11}]$$

Entonces se puede escribir la expresión matemática de potencia sobre el rotor, como la multiplicación del momento de torsión T por la velocidad V_2 , asumiendo que las condiciones son ideales en el flujo de viento y no existe fricción en el eje.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 V_1^2 (4a(1 - \alpha)) \quad [\text{Ec.12}]$$

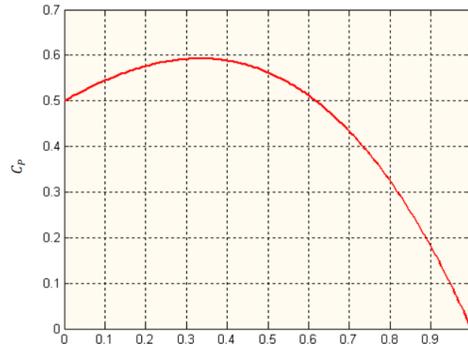
Utilizando la ecuación 5 se puede obtener la expresión de coeficiente de potencia (C_p) en términos de α .

$$C_p = \frac{\frac{1}{2} \rho V_\infty^3 A (4a(1 - \alpha)^2)}{\frac{1}{2} \rho V_\infty^3 A} = 4a(1 - \alpha)^2 \quad [\text{Ec.13}]$$

Entonces, al visualizar gráficamente el resultado obtenido de la ecuación 13, se obtiene el famoso límite de Betz, el cual demuestra la máxima potencia extraíble que se puede alcanzar de una turbina eólica.

$$C_p^{Max} \left(\alpha = \frac{1}{3} \right) = 0.5926 \quad [\text{Ec.14}]$$

Figura 7. **Relación entre C_p de una turbina y α**

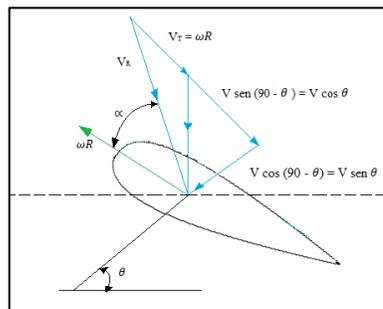


Fuente: CÁCERES LUQUE, Sergio. *Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical*.p.14.

1.1.3. **Ángulo de ataque variante del viento**

Un aspa de viento se ve sometido a diferentes ángulos de ataque de la fuerza del viento; mientras esta da un giro completo, el valor del ángulo de ataque del viento afecta directamente a los valores de fuerza de sustentación y arrastre, según la velocidad de giro que tenga la turbina.

Figura 8. **Ángulo variante del flujo de viento respecto a θ**



Fuente: elaboración propia.

La expresión matemática para el análisis del ángulo variante de la fuerza del flujo de viento se demuestra en la ecuación 15, la cual toma en cuenta los ángulos de ataque simulados en la figura 8, en la cual el aspa se encuentra en una posición donde el ángulo de ataque del viento afecta la sustentación y arrastre del mismo; donde ωR es la velocidad angular y el radio y V la velocidad del flujo de viento, a partir de ello se puede calcular el ángulo y magnitud de dicho flujo de viento, ecuaciones 15 y 16.

$$\alpha = \arctan\left(\frac{V \sin \theta}{V \cos \theta + \omega R}\right) \quad [\text{Ec.15}]$$

$$V \sin \alpha = V \sin \theta \quad [\text{Ec.16}]$$

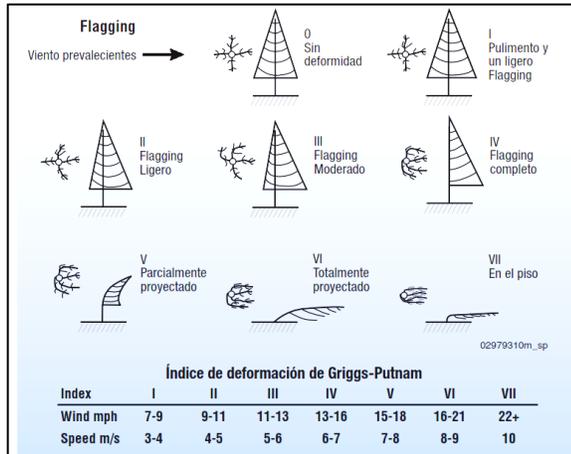
1.1.3.1. Índice de nivel de fuerza del viento (*flagging*)

La fuerza del viento de una región se determina por niveles, estos se miden por escalas del 1 al 7. Cada escala determina la velocidad de viento promedio anual en el país, determinado por el Insivumeh de Guatemala.

El *flagging*, es el efecto que el viento tiene en la vegetación del área; esto ayuda a determinar la velocidad de los vientos el cual es monitoreado con un sistema meteorológico de torres de medición eólica, instalado por la Dirección General de Energía, DGE, esta es la mejor opción para determinar el recurso eólico de una región.

En la figura 9 se visualiza de mejor manera el efecto *flagging* sobre la vegetación del lugar, datos necesarios para obtener la tabla de índice de deformación de Griggs-Putnam para la determinación de velocidad de viento por niveles.

Figura 9. Efecto *flagging*



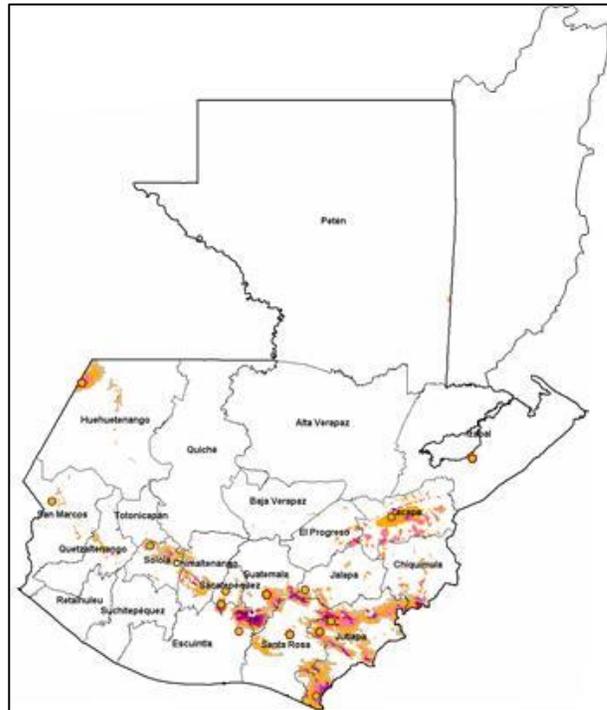
Fuente: Dirección General de Energía, DGE. *Guía del inversionista*. p.45.

Actualmente, se encuentran instaladas torres de observación en Nentón, Huehuetenango, y Guanazacapa, Escuintla, cuya altura es de 51 metros; se miden cada 10 minutos los parámetros de temperatura, velocidad, dirección del viento y los datos son almacenados en un disco duro externo llamado Data Logger.

Cuentan con anemómetros los cuales son medidores de velocidad, veleta o medidor de dirección, sensor de temperatura, registrador (Data Logger), pararrayos y estructura metálica.

Según los datos obtenidos por la DGE, en Guatemala se obtuvieron los resultados de la medición del viento como se muestra en la figura 10, donde se visualizan los sitios donde se cuenta con potencial eólico.

Figura 10. **Sitios de medición eólica**



Fuente: Dirección General de Energía, DGE. *Guía del inversionista*. p. 46.

En la tabla I se muestra el resultado comparativo de los datos obtenidos por la DGE correspondiente a las mediciones de velocidad de viento por año, velocidad promedio y nivel de viento según índice de deformación de Griggs-Putnam y el lugar donde se realizó la medición.

Tabla I. Promedio de velocidad del viento en Guatemala

Lugar de medición	Velocidad de viento anual (m/s)			Velocidad promedio (m/s)	Nivel de viento
	2006	2007	2008		
Chispán, Estanzuela, Zacapa	3,9	3,8	4,4	4,033333333	2
El Rodeo, San Marcos	5,8	6	5,9	5,9	3
Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá	4,1	4	4,5	4,2	2
Finca Candelaria, Alotenango, Sacatepéquez	5,8	5,6	6,7	6,033333333	4
Samororo, Mataquesuintla, Jalapa	7,6	6,2	6,2	6,666666667	4
Durazno, Jutiapa, Jutiapa	6,5	5,8	5,7	6	4
Salamar, Ciudad Pedro de Alvarado, Moyuta, Jutiapa	4,5	3,6	6,2	4,766666667	2
Guayabales, Chiquimulilla, Santa Rosa	2,3	2,4	2,5	2,4	1
La Brea, Quesada, Jutiapa	3,1	3,2	3	3,1	1
San Gil, Morales, Izabal	4	3,8	3,9	3,9	1
La concha, Villa Canales, Guatemala	6,5	5,7	6,3	6,166666667	4
Chacaj, Nentón, Huehuetenango	4,3	4,2	3,9	4,133333333	3
Monte María, Alotenango, Sacatepéquez	3,4	3,9	3,6	3,633333333	1

Fuente: elaboración propia.

No todo el viento tiene la fuerza suficiente para mover las aspas de un aerogenerador, generalmente, se necesitan vientos moderados con velocidades sobre los 4 m/s y debajo de 25 m/s; sin embargo, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad de viento, de la cual se podrá conseguir la máxima potencia del aerogenerador.

Figura 11. **Gráfica de velocidad promedio en Guatemala**



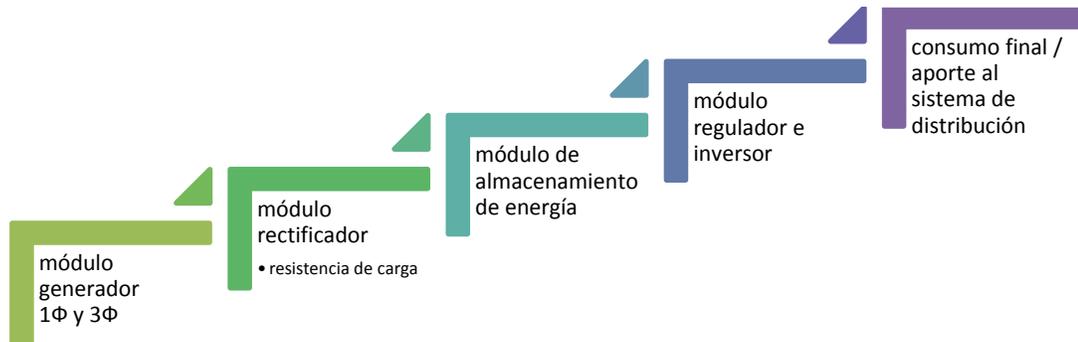
Fuente: elaboración propia.

1.2. Módulos de una instalación microeólica

Por lo general, en una instalación microeólica, puesta en funcionamiento, se encuentran los siguientes componentes o módulos:

- Módulo generador: turbinas microeólicas (3 – 50 KW) con generador Síncrono o CD.
- Módulo rectificador: convierte la energía fluctuante generada y la convierte a CD.
- Resistencia de carga: instalado de forma paralela provee protección contra sobretensión.
- Modulo inversor: en el cual también incluye la regulación de la turbina.

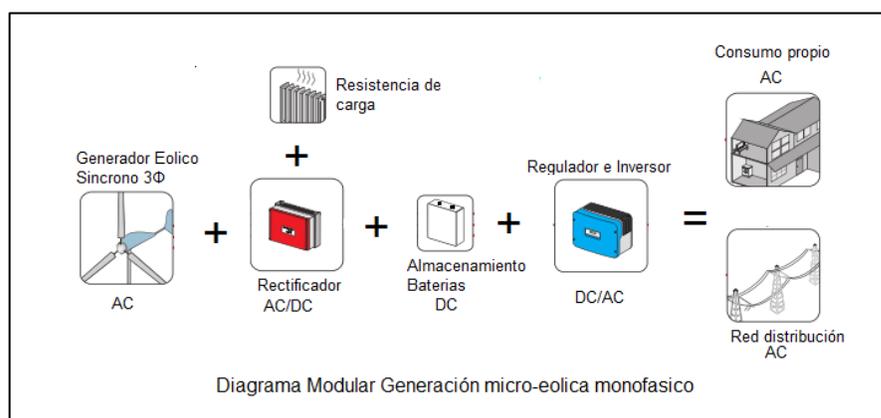
Figura 12. Módulos que conforman una instalación microeólica



Fuente: elaboración propia.

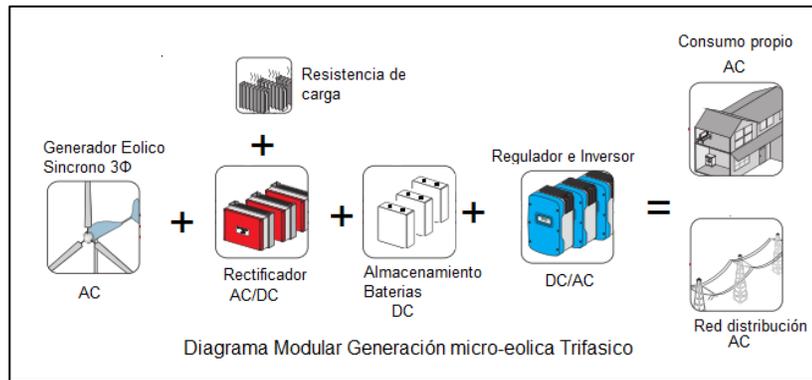
Si la instalación, a la cual se le proveerá de energía, tiene conexión monofásica, se instalará un módulo de cada parte del diagrama. Si tiene conexión trifásica, se instalarán tres módulos de cada fase del circuito, a excepción del módulo generador, tal como se explica en las figuras 13 y 14.

Figura 13. Diagrama monofásico



Fuente: elaboración propia.

Figura 14. Diagrama modular trifásico



Fuente: elaboración propia.

1.2.1. Módulo generador

1.2.1.1. Máquina eólica y su clasificación

Aprovechar el recurso del viento ha sido estudiado por el hombre de forma exhaustiva, resultado de ello es que en la actualidad existen numerosos dispositivos diseñados específicamente para aprovechar este recurso renovable e inagotable, con el fin de generar energía eléctrica desde una pequeña potencia hasta varios MW, para con ello llevar desarrollo a las distintas regiones.

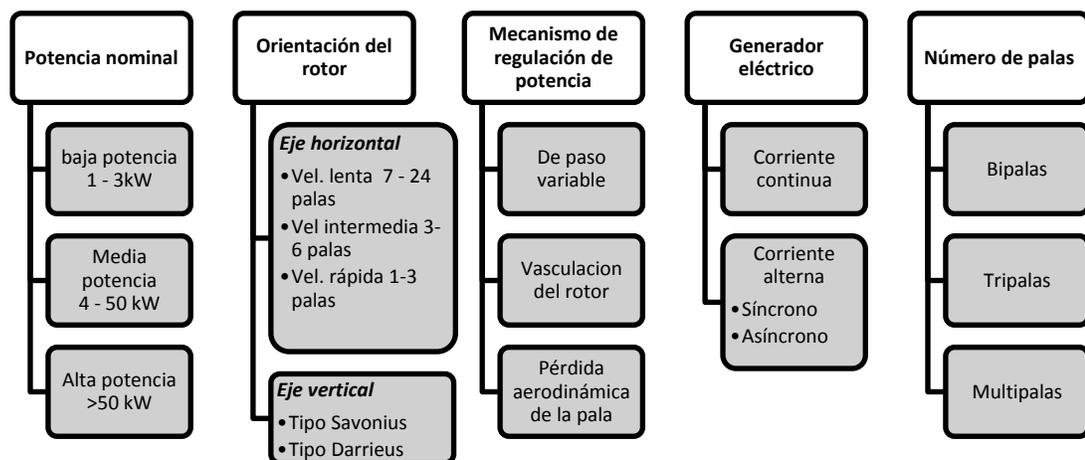
Las máquinas eólicas se clasifican según la posición de su eje de giro respecto al viento, específicamente, en máquinas de eje horizontal y eje vertical. Para el caso de las máquinas de eje horizontal se requiere que la dirección del viento y su velocidad, sean constantes con respecto a las palas para obtener una velocidad angular regular y uniforme para una determinada velocidad de viento.

Para las máquinas de eje vertical, al igual que la anterior, se requiere una determinada velocidad. Sin embargo, resulta que este tipo de máquinas están sometidas a una dirección de viento y velocidad constantemente variables, por lo que el flujo aerodinámico es complejo y es por ello que son poco utilizadas.

Aun así poseen ciertas ventajas, no necesitan de un sistema de orientación, su mantenimiento es sencillo, se instalan prácticamente a nivel del suelo y no se instala ningún mecanismo de cambio de paso o velocidad. Sus desventajas son que necesita un motor de arranque y tiene un menor rendimiento que las de eje horizontal.

Las máquinas eólicas se clasifican en:

Figura 15. Diagrama de clasificación de máquinas eólicas



Fuente: elaboración propia.

1.2.1.2. Aeroturbinas

En el caso de una central eólica, se le conoce como aeroturbina a la máquina que tiene un aspa de viento que posee un alabe cuya función es captar el flujo de viento; en el momento que este pasa a través de las aspas y, por su efecto aerodinámico, se crea un movimiento rotatorio el cual realiza función mecánica de mover los engranajes que hacen girar, a una velocidad constante, el generador. Las aeroturbinas se clasifican de la siguiente manera:

1.2.1.2.1. Clasificación de aeroturbinas por posición del rotor

Existen dos tipos de aeroturbinas: las de eje horizontal y eje vertical; la diferencia entre ambos tipos de turbina dependerá según sus aspectos constructivos. Las características de ambos tipos de turbinas son:

- Turbinas de eje horizontal

Se clasifican en lentas, las cuales pueden tener hasta 24 palas, y rápidas, las cuales pueden tener hasta 4 palas. Estos aspectos están relacionados según su velocidad de giro, los principales tipos de aeroturbinas de eje horizontal son:

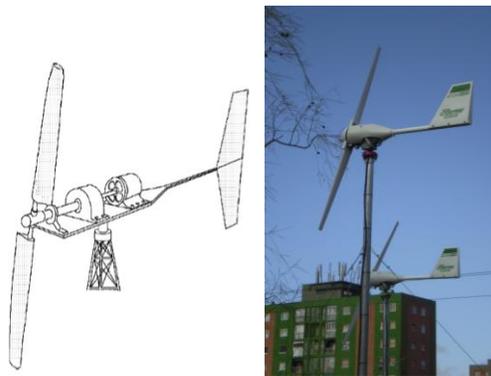
- Hélices con palas de ángulo de ataque variable.
- Hélices con palas alabeadas y sofisticadas que incluyen alerones de ángulo variable.
- Máquinas multipalas.

- Máquinas de movimiento alternativo, utilizadas para bombeo de agua.
- Barlovento (*upwind* – en contra del viento)

Tipo de aerogenerador de eje horizontal, el cual va montado sobre una torre similar a la de transmisión; cuenta con dos aspas de viento, una góndola y un sistema de orientación. En el interior de la góndola contiene un multiplicador de revoluciones proporcionado por las aspas, un generador eléctrico, un dinamo y el sistema de control.

Entra en funcionamiento cuando el flujo de viento entra en contacto de frente hacia las dos aspas y, dado que tiene un sistema de orientación en la parte trasera, conlleva a disminuir las pérdidas y variaciones de par aerodinámico, además de disminuir la emisión de ruidos.

Figura 16. **Aerogenerador barlovento**

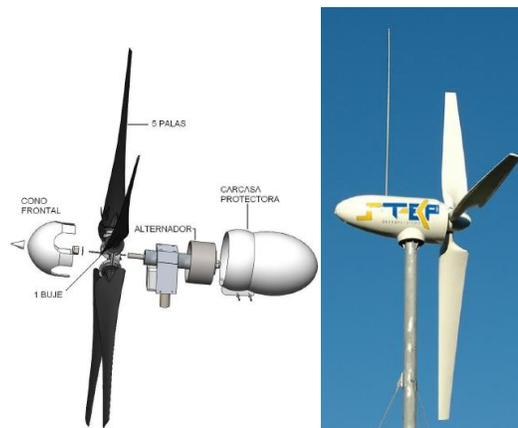


Fuente: Aerogeneradores Bornay. *Aerogenerador de hélice, mb mecanismos de aprovechamiento eólico.* p. 7.

- Sotavento (*downwind* – a favor del viento)

Tipo de aerogenerador de eje horizontal, que al igual que la barlovento, va montado sobre una torre similar a la de transmisión; su principal característica es cuando entra en funcionamiento, pues al posicionarse el rotor aguas debajo de la torre, se elimina el sistema de orientación. En sus aspectos constructivos, tiene un cono frontal, las aspas, alternador y la carcasa protectora.

Figura 17. **Aerogenerador sotavento**



Fuente: Aerogeneradores Bornay. *Aerogenerador de hélice, mb mecanismos de aprovechamiento eólico*. p. 26.

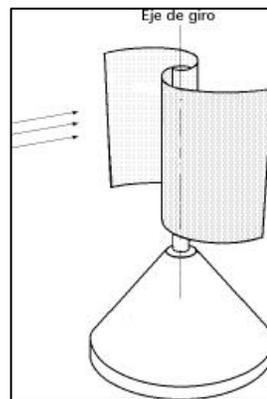
- Eje vertical

Su característica principal es que las aspas giran en dirección perpendicular al flujo del viento; no requieren sistemas de orientación y por su forma constructiva permite su instalación casi a nivel del suelo que evitan de esa manera la instalación de torres metálicas, contrario a lo que ocurre con las aeroturbinas de eje horizontal. Existen dos diseños: Savonius y Darrieus.

- Savonius

Tipo de aerogenerador que trabaja a velocidades bajas; tiene un alto par de arranque; es poco eficiente y barato de construir artesanalmente; se compone de dos semicilindros del mismo diámetro colocados en paralelo con el eje vertical de giro; funciona cuando el flujo de viento entra en contacto con las caras convexa y cóncava de los cilindros, haciendo girar el eje. Su utilización se le atribuye a la generación de electricidad, bombeo de agua; el mismo concepto es aplicado para la fabricación de los extractores de aire en industrias.

Figura 18. **Aerogenerador Savonius**



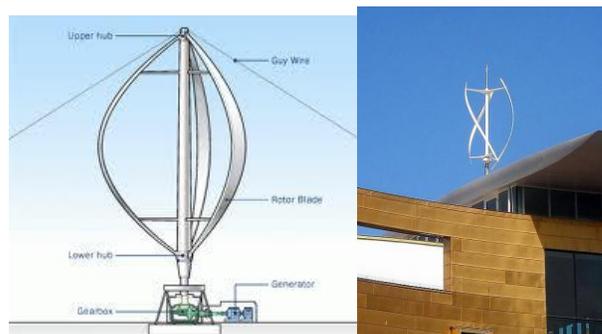
Fuente: *Energías alternativas*. <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas>. Consulta: 6 de febrero de 2017.

- Diarreas o de catenaria

Tipo de aerogenerador cuyo perfil aerodinámico consta de dos a tres hojas de forma ovalada, cuya rotación es paralela al flujo del viento; presentan un par de arranque muy bajo y entregan potencias altas; lo que indica que su rotación inicia aun cuando hay viento de 4 a 5 metros por segundo; actualmente, son los

principales competidores de los aerogeneradores de eje horizontal un pequeño aerogenerador Diarreus es capaz de producir hasta 50kW, por lo que se considera ideal para pequeñas industrias o poblaciones.

Figura 19. **Aerogenerador Diarreus**



Fuente: Nuevas energías. <https://gienuevasenergias.wikispaces.com/file/view/images.jpg/335045352/images.jpg>. Consulta: 6 de febrero de 2017.

1.2.1.2.2. Clasificación por número de palas

Se sabe que cuando una aeroturbina tiene una mayor cantidad de palas, será mayor la superficie que entre en contacto con el flujo de viento; esto dará como resultado un sentido de rotación y arranque lento; al contrario, con las aeroturbinas que tienen un número de aspas reducido, en cuyo caso será menor la superficie que entre en contacto con el flujo de viento, lo cual se proyectará con un giro y arranque de mayor velocidad

Cuando una aeroturbina tiene un número limitado de aspas se ve reflejado en ahorro monetario en su fabricación pues al tener menos material, el costo de la turbina y su instalación será menor. Resultado de instalar aeroturbinas con un

menor número de aspas, es que la flexibilidad de la aspa reduce las cargas sobre la máquina.

- Una pala

También conocidos como monópteros, cuya velocidad promedio en la punta del aspa llega a los 120 m/s, producen una cantidad de ruido mayor; estos tipos de aeroturbinas están dotadas de un contrapeso en la parte inferior del aspa lo cual produce esfuerzos variables en el eje, ello conlleva a que se acorte la vida útil de la máquina.

- Dos palas

Tipo de aerogenerador de pequeña capacidad que es el más usual de instalar; se encuentra en la mayoría de instalaciones de generación distribuida, por su facilidad de instalación que el de tres palas. Este se ensambla a nivel del suelo para posteriormente ser izado como una sola pieza y montado en su torre; poseen también un sistema de orientación o veleta en la parte trasera.

Producen una cantidad de ruido menor, al poseer dos aspas produce una cantidad menor de esfuerzos al rotor en comparación con el aerogenerador de una pala, por ello que se le incorpora una veleta como sistema de orientación y posicionamiento; estos tipos de aerogeneradores necesitan un giro en sus aspas con mayor velocidad para producir la misma intensidad de energía eléctrica.

- Tres palas

Comúnmente instalados en el continente americano, su característica principal es que al poseer tres palas, distribuye de una mejor manera los esfuerzos mecánicos debido a que el área superficial de sus aspas, que entran en contacto con el flujo de aire, genera energía con menos cantidad de viento, su velocidad promedio en la punta del aspa o alabe es de 70 m/s a 252 km/h. Este tipo de aerogeneradores se subclasifican según la longitud de su pala o aspa, los cuales se especifican a continuación.

1.2.1.2.3. Clasificación por la longitud del aspa

Cuando se aumenta la longitud del aspa o el alabe de la turbina de un aerogenerador; en principio se aumenta el área de la superficie que entra en contacto con el flujo de viento; dadas las características aerodinámicas del aspa se compensa el déficit de viento para que el rotor comience su movimiento rotatorio; dicha característica obliga al rotor a girar a una menor cantidad de revoluciones, por su alta velocidad tangencial en el punto más alejado del aspa, a ello se le conoce como límite técnico. Por su longitud de aspa se clasifican de la siguiente manera:

- Microturbinas

Cuyo límite de potencia nominal es de < 3 kW. Por su bajo costo es utilizado principalmente para generación descentralizada de energía para pequeños consumidores; también sirve para cargar baterías; este tipo de aerogeneradores posee un pequeño motor de imanes permanentes, el cual genera energía simplemente cuando se gira el aspa sin necesidad de un juego

de engranajes que multipliquen las revoluciones entre el aspa y el rotor del aerogenerador.

La energía CD generada por la aeroturbina es rectificadora y convertida en corriente alterna; además, se puede almacenar energía en un pequeño banco de baterías. El diámetro de su aspa oscila entre 1 a 5 metros; pueden alcanzar velocidades tangenciales de 100 a 120 m/s.

- Pequeños aerogeneradores

Cuyo límite de potencia nominal es <50 kW; su costo es más elevado que las microturbinas y es empleado principalmente para abastecer de energía a poblaciones que se encuentren aisladas; se encuentran instalados, en su mayoría, en sistemas de generación descentralizados combinados; es decir, siempre están acompañados con grupos de paneles solares o motores a gasolina.

Por su tamaño y capacidad de rotación, están dotados de cajas de engranajes, dispositivos que cumplen la función de aumentar las revoluciones de velocidad entre el aspa y el rotor del aerogenerador. El motor que poseen, dentro de la góndola, generalmente es un generador síncrono o asíncrono; estos trabajan a una velocidad constante y por conversión de la caja de engranajes; estos generadores giran a una velocidad de 50 veces más rápido que la velocidad de giro de las aspas.

- Grandes aerogeneradores

Cuyo límite de potencia nominal es < 850 kW; son dispositivos de gran tamaño. Por su costo elevado son instalados específicamente en parques

eólicos para aportar energía a la red de generación del país que se encuentre; la cantidad de estudios requeridos son mucho mayores y se necesita de una gran cantidad de flujo para que estas grandes máquinas se pongan en marcha.

Son aerogeneradores de tres aspas cuyo diámetro oscila entre los 25 a 55 metros y giran a una velocidad constante entre 15 y 50 rpm; para disminuir la contaminación audible; la velocidad tangencial en la punta del aspa no supera los 70 m/s. También, contribuye a la disminución de contaminación visual y limita las consecuencias de la fuerza centrífuga; están dotados de cajas de engranajes que cumplen la función de aumentar las revoluciones de velocidad entre el aspa y el rotor del aerogenerador.

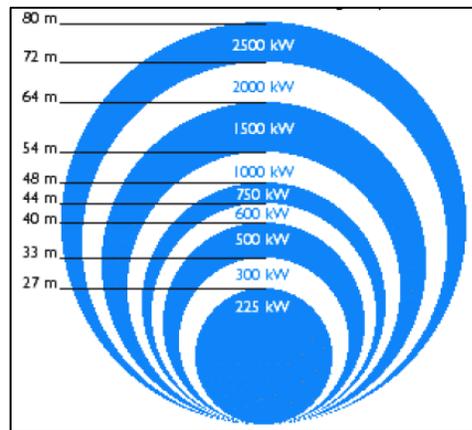
Los grandes aerogeneradores cuentan con un generador síncrono o asíncrono en la góndola, sistema de control de posicionamiento y dispositivos de protección contra posibles fallas; las palas del rotor están provistas de un sistema mediante el cual se controla la potencia del rotor en función del viento, estos se dividen en activos o pasivos, en inglés se les conoce como '*pitch*' y '*stall*'.

- Aerogeneradores multimegavatio

Su límite de potencia nominal oscila entre 1 y 3 MW; son dispositivos de gran tamaño y de costo elevado; su uso se limita a centrales generadoras o bien conocidos como parques eólicos empleados en instalaciones marinas; la energía generada se aporta directamente a la red de transmisión del país donde estén instalados; el diámetro de sus aspas oscila entre 50 a 90 metros y tienen una altura del nivel del suelo al buje entre 60 y 100 metros.

Su velocidad de rotación es lenta; para su instalación necesitan de mucho espacio y los estudios requeridos para su implementación es de mayor dificultad, por su costo elevado. La inversión es mayor y el tiempo de recuperación de la inversión también es mayor, en la figura 20 se especifica la potencia generada según el diámetro de las aspas del aerogenerador.

Figura 20. **Potencia según diámetro de hélices**



Fuente: *Potencia de las hélices*. <http://www.csve.cz/img/wysiwyg/image/rotorsk.gif>. Consulta: 6 de febrero de 2017.

1.2.1.3. **Generadores DC o alternadores de imanes permanentes**

Son los generadores más sencillos y utilizados en generadores de pequeña capacidad. Por poseer imanes permanentes, no necesitan de una excitación permanente más que el movimiento del aspa por el flujo de aire existente. Como todo generador, posee ventajas y desventajas, entre las que se puede mencionar, positivamente: económicos, eficientes y tienen una gran capacidad de producción. Aun cuando suelen ser robustos, son potentes a

cualquier velocidad, no requieren mantenimiento, no poseen piezas que entran en contacto continuo o rozamiento. Entre sus desventajas se pueden mencionar: su fabricación es compleja pues requiere de cierto bobinado y son máquinas únicamente para pequeñas potencias.

1.2.1.4. Generador asíncrono

Este tipo de aerogeneradores, con generador síncrono, puede ser de rotación fija o variable; la energía mecánica es transmitida al rotor por la caja multiplicadora, haciendo mover el rotor a velocidades constantes; el estator es bobinado, puede estar conectado directamente a la red según su capacidad pues su generación será en CA; refiriéndose a aerogeneradores asíncronos de pequeña potencia, estarán conectados a diferentes módulos pues su generación se ve afectada por el flujo de viento variable existente.

El generador asíncrono puede estar mecánicamente conectado de forma indirecta con una caja multiplicadora y diferentes velocidades, para ello la velocidad del generador deberá ser constante. La desventaja es que no se aprovecharán cuando haya picos de energía causados por el exceso de viento.

De igual manera puede conectarse de forma directa al generador, cuya velocidad será variable, con ello se aprovecha cuando hay un flujo de viento excesivo, el aspa girará a gran velocidad pero internamente, por el cambio de velocidades, el generador rotará a una velocidad constante, aun así, el generador producirá energía de frecuencia variable. Debido a que el recurso del viento es impredecible, puede que existan momentos en el que el flujo de viento sea nulo, para ello se necesitan convertidores de frecuencia.

1.2.1.5. Generador síncrono con rotor bobinado

Este tipo de generador, en principio, convierte la energía mecánica en energía eléctrica; permite inyectar y extraer energía del rotor; su velocidad de rotación varía de 900 a 1500 r.p.m. Para que este tipo de generador aporte energía a la red, requiere de sincronización previa.

Existen generadores con doble devanado, 6 polos para velocidades de viento bajo y 4 polos para velocidades de viento alto. La incorporación de resistencias al rotor permite un mayor deslizamiento y pequeñas variaciones de velocidad de giro.

1.2.1.6. Generador síncrono de imanes permanentes

Entre sus características principales, utilizado como generador, se pueden mencionar que no usa caja multiplicadora, posee bajo deslizamiento y puede reducir la tensión. Han sido desarrollados para accionarse directamente de velocidad media a alta; el rendimiento de este generador dependerá de cada uno de los fabricantes. Existen diferentes soluciones que se basan en la tecnología de imanes permanentes: *lowspeed*, robusto sin caja multiplicadora, *mediumspeed*, compacto para media velocidad y *highspeed*, tamaño reducido y alta potencia.

1.2.2. Módulo rectificador y resistencia de carga

El módulo rectificador cumple la función de convertir la tensión alterna trifásica proveniente de las salidas en terminales del aerogenerador síncrono de excitación permanente, y convertirla en tensión CD mediante el uso de un

rectificador de corriente pasivo o bien llamado puente B6. Este proceso se lleva a cabo por a la fluctuación de tensión generada del aerogenerador, debido a que el aerogenerador aprovecha la energía del viento y no se tiene control sobre el flujo de viento; depende del flujo existente, este puede ser viento excesivo, moderado o nulo.

En caso de que el viento sea excesivo, el aerogenerador sin ninguna protección es capaz de generar un exceso de tensión cuya frecuencia y amplitud de onda variables son capaces de forzar la capacidad de los demás módulos y exceder su límite permitido que causan de esta manera una sobretensión y ocasionando la destrucción o daño a la vida útil de los demás módulos.

La medida que se implementa, para solucionar el problema ante posibles sobretensiones por exceso de velocidad de rotación del aerogenerador, es instalar de forma paralela al rectificador una resistencia de carga; esta proveerá de protección contra sobretensión y cuando se active, limita momentáneamente la tensión.

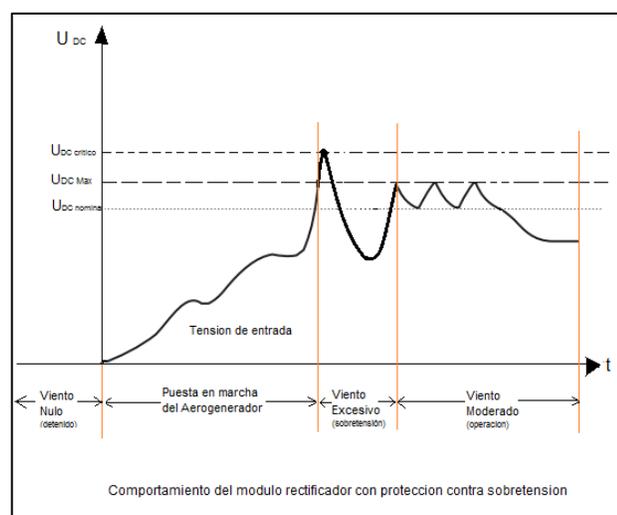
Si la tensión de entrada del rectificador alcanza niveles críticos, la aeroturbina recibirá una carga adicional con la ayuda de esta resistencia externa, por lo que la tensión generada quedará limitada al valor permitido. Cuando la lectura del rectificador tiende a un valor inferior predeterminado, la resistencia de carga se desconecta. Este proceso se repetirá si se aumenta de nuevo la tensión del aerogenerador por sobrecarga; el exceso de tensión generado se liberará en forma de calor al ambiente a través de la resistencia de carga instalada.

En caso de que el viento sea nulo, en teoría, el generador síncrono no alcanzará la velocidad de rotación nominal; por lo que la tensión generada caerá y se alejará del valor crítico; entonces, la protección contra sobretensión estará inactiva.

La capacidad del rectificador está determinada según cada fabricante; es preciso mencionar que el rectificador solo convierte CA a CD por fase; es decir, que aunque el aerogenerador de baja potencia o mediana potencia sea trifásico, solo una de las fases se puede convertir a CD. Si se necesitase alimentar un circuito cuya conexión sea trifásica, se deberá hacer uso de tres módulos rectificadores, uno por cada fase del aerogenerador.

La curva característica del rectificador con protección contra sobrecargas por la adición de una resistencia de carga, se visualiza en la figura 21.

Figura 21. **Comportamiento del módulo rectificador con resistencia de carga**



Fuente elaboración propia.

La elección de la resistencia de carga está determinada por la capacidad que esta posea según los materiales con la que fue fabricada; en principio para generadores eólicos de pequeña potencia, como los tratados en esta investigación, tendrán los siguientes valores:

- Tensión nominal de 600 V DC. Resistencia a los 25°C de temperatura de la superficie de 30 Ω . Resistencia a los 80°C de temperatura de la superficie de 42 Ω . Potencia constante de 7000 W.

La elección del módulo rectificador está determinada por su capacidad de potencia que se vaya a necesitar y está determinada por el fabricante, para generadores eólicos pequeños se clasifican de 400, 500, 600 W.

Tabla II. **Clasificación del módulo rectificador**

Potencia instalada	Capacidad del rectificador	Resistencia de carga
360 Vac, 35 kW monofásica	360 Vdc, 400 W	600 V, 7 000 W
460 Vac, 5 kW monofásica	460 Vdc, 500 W	600 V, 7 000 W
560 Vac, 7 kW monofásica	560 Vdc, 600 W	600 V, 7 000 W
560 Vac 7 kW trifásica	400 W x 3 500 W x 3 600 W x 3	600 V, 7 000 W x 3
10 – 25 kW Trifásica	500 W x 3 600 W x 3	600 V, 7 000 W, x 3

Fuente: elaboración propia.

1.2.3. Módulo de almacenamiento CD

Dicho módulo está compuesto principalmente por acumuladores o baterías de plomo ácido abiertas que almacenan la energía aprovechando la rectificación de la onda senoidal de tensión generada; como ya se conoce bien, el módulo rectificador corrige la tensión fluctuante AC a un nivel de tensión DC

constante; esto hace que las baterías se carguen y almacenen energía de forma segura.

Otro uso aparte de almacenar energía, los acumuladores sirven para poner en marcha el generador síncrono eólico cuya excitación es permanente; el objetivo de la utilización de baterías es el de disponer de energía durante la época de escasez de viento.

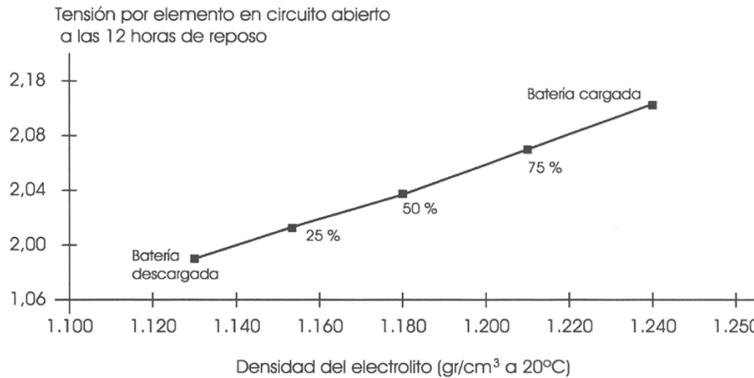
En la actualidad, el uso de baterías para almacenar energía es uno de los sistemas más utilizados ya que por su tamaño son adecuados para alimentar sistemas, auxiliares, repetidores de señal o estaciones donde se recaben los datos de forma remota.

Para el almacenamiento de energía se hará uso de un banco de baterías por fase; es decir, si el sistema es trifásico, se usarán tres bancos de baterías. Estas se clasifican según su tiempo de vida útil o rendimiento que pueda tener, usualmente son del 60 % al 75 % en condiciones favorables.

En cuanto a la descarga de los acumuladores diseñados para instalaciones eólicas o solares, su descarga es mucho más lenta; por ello se ha clasificado a este tipo de acumuladores con una duración de descarga de energía de 100 horas aproximadamente.

Generalmente, la descarga diaria de energía almacenada de una batería en una instalación eólica, varía en un 10 % y 30 %. La máxima descarga admisible no debe ser superior al 80 % de la capacidad nominal de la batería, esto quiere decir, la intensidad con la que se descarga la energía de la batería en un ciclo determinado de trabajo, no debe exceder el 80 % porque tiende a dañarse o sobrecalentarse, disminuyendo así su vida útil.

Figura 22. **Tensión del acumulador en circuito abierto para diferentes estados de carga**



Fuente: CONTRERAS, Erick Rodolfo. *Carga de baterías para equipos solares*. p. 14.

1.2.4. **Módulo regulador e inversor**

Dispositivo que percibe de entrada la tensión convertida CD y la convierte, mediante componentes electrónicos internos, a CA para su uso final o aporte a la red de distribución, según sea el caso; además, es capaz de optimizar el rendimiento energético; contiene dispositivos capaces de tomar mediciones de voltaje, corriente, frecuencia, potencia, tiempo de conexión, tiempo de desconexión, etc. Además, recibe los datos de los sensores del aerogenerador, controla y asegura su correcto funcionamiento, cuando hay exceso de viento, escases de viento o fallas.

El tipo de regulador que se usa para un aerogenerador depende de su capacidad de generación, y del fabricante, pues algunos métodos para instalar aerogeneradores de pequeña potencia poseen módulos separados. Más adelante en el capítulo 7, se describe a detalle el tipo de regulador utilizado para pequeños aerogeneradores también conocidos como minieólicos; por lo

tanto, se describen a continuación los reguladores que son empleados en la actualidad para medición de generación de los aerogeneradores en general.

La capacidad de tensión del módulo regulador e inversor es definido según el generador eólico instalado; es decir, si la tensión por fase generada es de 300 Vac, el módulo regulador será de 360 Vac; además, se deberá instalar un módulo regulador por cada fase; si el generador es trifásico, se hará uso de tres módulos.

Los datos que provee el módulo regulador e inversor, provistos por el software, el cual varía según el fabricante, son transmitidos en tiempo real y proyectados a una pantalla LCD para su visualización. Aun cuando haya un circuito trifásico, estos están dotados para comunicarse entre sí vía Ethernet. Los datos obtenidos serán:

- Voltaje de la red
- Corriente de la red
- Frecuencia de la red
- Potencia transferida a la red
- Energía acumulada en baterías
- Temperatura
- Energía producida en el día
- Número serial del módulo
- Número de manufacturación

Estos datos son los que pueden ser visualizados en la pantalla LCD. Sin embargo, al conectar una PC se puede acceder a diferentes datos y se puede controlar o establecer incluso un tiempo de suministro de energía a la red y

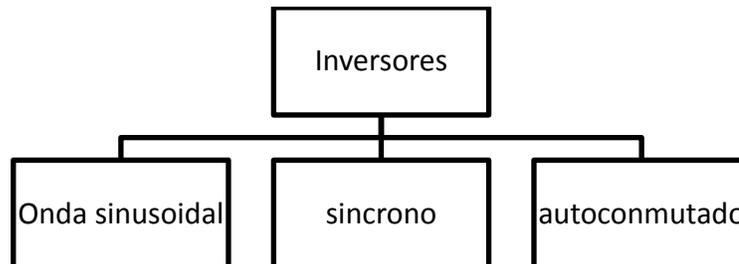
acceder a los posibles fallos del sistema. Según los datos registrados por los sensores electrónicos, los datos que la mayoría de fabricantes provee son:

- Tiempo de conexión del aerogenerador a la red.
- Energía transferida a la red cada 10 segundos.
- Contador parcial de energía provista a la red cuando el aerogenerador está en operación.
- Contador de desconexión del aerogenerador por stand-by o stop total por velocidad de viento alto o bajo.

Como se ha mencionado anteriormente, el módulo regulador incluye internamente el inversor; son dispositivos que toda generadora posee ya sea eólica con generación DC, solar fotovoltaica, baterías, etc. En el caso de las generadoras microeólicas, el módulo en cuya entrada tendrá tensión CD proveniente del módulo rectificador o del banco de baterías.

Dicho dispositivo convierte la corriente directa (CD) generada, en corriente alterna (CA), para así ser aprovechada para autoconsumo o bien ser inyectada a la red de distribución o transmisión según sea el caso. Existen tres tipos de inversores los cuales se detallan a continuación:

Figura 23. **Esquema de inversores**



Fuente: elaboración propia.

El inversor sinusoidal es utilizado principalmente en generación distribuida que no está conectada a la red proveedora de energía; dicho inversor convierte la CD del banco de baterías, el cual almacena la energía provista por el aerogenerador y la convierte en CA para autoconsumo. Es preciso mencionar que la onda sinusoidal provista por este tipo de inversores es similar al de la red, más no idéntica.

El inversor síncrono al igual que el inversor sinusoidal, su función es convertir la tensión CD a CA y viceversa, dotado de un rectificador controlado de silicio conocido como conmutador RCS, debido a que necesariamente debe estar conectado a la red; posee dispositivos de control analógico que monitorean y emiten una señal cuando el inversor proveerá de energía a la red a la cual está conectado.

El inversor autoconmutado tiene la característica de que la onda de tensión emitida es muy parecida al de la red, pues sus componentes internos electrónicos han sido especialmente diseñado para imitar la onda sinusoidal de tensión, por lo que la energía transformada por el inversor autoconmutado es compatible con la red, sin depender de circuitos externos. El dispositivo que

hace posible la conversión y regulación de la onda sinusoidal es un circuito de compuertas integrado con transistores bipolares, también conocido como control IGBT. Mejorando así la calidad de onda de tensión emitida por el dispositivo y aumentando la fiabilidad del uso de estos dispositivos.

Estos módulos de regulación e inversor tienen la capacidad de detectar tres posibles casos:

- Cuando la demanda eléctrica excede al suministro aun cuando las baterías están en su límite de descarga, de manera automática capta potencia de la red y carga las baterías.
- Cuando existe un exceso energético de generación, las baterías están cargadas y no hay demanda, el módulo inversor suministra el exceso de energía a la red.
- Cuando el sistema de potencia de la red falla por algún evento climático, el aerogenerador está detenido y las baterías cargadas; se dice, entonces, que el sistema se convirtió a un sistema aislado con baterías, estas proveerán de un suministro de potencia ininterrumpido mientras las baterías estén cargadas.

El control del módulo regulador e inversor se lleva a cabo mediante el uso del software instalado en el regulador. El inversor electrónico, cuya función será convertir la tensión CD proveniente del módulo de almacenamiento por baterías, o bien del módulo rectificador, a tensión regulada y continua CA, independientemente de la cantidad de viento existente, ayuda a que el aporte de energía a la red sea constante y sin intermitencias, a excepción de cuando ocurra que haya exceso de viento o viento nulo, en cuyo caso el aerogenerador

estará desconectado y la conversión de tensión del regulador provendrá directamente de las baterías.

1.2.5. Torres

Son estructuras metálicas cuya función principal es sostener el aerogenerador instalado a una altura determinada en metros sobre el nivel del suelo. Sus configuraciones están determinadas según el peso del aerogenerador; usualmente estas estructuras están hechas a base de aluminio, hierro, celosía o tubular cónico, anclado al terreno con cimientos de hormigón o concreto.

En los aerogeneradores de pequeña y mediana potencia, por su impacto visual, se utilizan las torres autoportadas y atirantadas, habitualmente mástiles tubulares de celosía con tensores o torres de celosía o tubular autoportada; dicha estructura es de forma cónica con reducción gradual del diámetro; esta es la torre de mayor resistencia. El costo de la torre variará según la altura en la que se necesite instalar el aerogenerador.

La torre para la instalación de un pequeño aerogenerador debe realizarse sobre una torre independiente de la vivienda; no es recomendable instalar en tejados, esto con el fin de evitar turbulencias y/o vibraciones a la estructura de la casa.

Para pequeños aerogeneradores la altura de la torre debe ser de 9 m por encima de la casa; es decir, que en promedio para un hogar de un nivel la altura de la torre deberá ser mínimo de 12 m sobre el nivel del suelo; esta altura con el fin de evitar viento turbulento ocasionado por obstáculos como pueden ser hogares, árboles o pequeños edificios.

En caso de los aerogeneradores de hasta 1,5kW la altura para la turbina será de 24 metros, 30 metros para las de 10kW y 37 metros para las de 20 kW. Para ello es necesario contar con una buena cimentación y acompañar con anclajes y cables tensores; esto limitará el movimiento por sobrevelocidades y movimientos telúricos.

1.2.6. Cableado

El cableado de un aerogenerador es recomendable realizarlo con el generador a nivel del suelo y sin las aspas instaladas justo antes del montaje del aerogenerador pues es más sencillo. El cableado se lleva a cabo con manguera de aislamiento, de sección adecuada; también, puede llevarse a cabo el cableado con el aerogenerador sobre la torre siempre y cuando aún no se hayan instalado las aspas de viento y el rotor este completamente detenido.

Conectar el aerogenerador a los módulos de rectificación, regulación e inversión con el rotor girando, puede dañar todo el sistema. Es preciso revisar el cableado de puesta a tierra, el cual debe estar conectado a la base de la torre con una varilla de cobre de 1,5m enterrada en el suelo, para proteger el equipo.

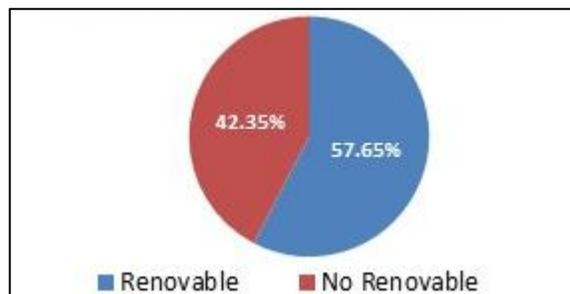
Es recomendable seguir las instrucciones del fabricante para realizar todas las conexiones internas del aerogenerador. Algunas conexiones son de tipo faston, estas presionan los cables sin dañarlos, lo cual evita que se suelten o desconecten por vibraciones causadas por el aerogenerador.

2. LA ENERGÍA EÓLICA EN GUATEMALA

2.1. Situación actual

En Guatemala, se determinan dos tipos de fuentes de generación de energía: renovable y no renovable; predomina la generación hidrotérmica en el país. Con el aumento de la población y crecimiento industrial, se incrementó considerablemente la demanda de energía eléctrica, por lo que la matriz energética se diversificó. La figura 24 muestra que en el 2017 el 42,3 % de la generación de energía eléctrica es de fuentes no renovables, mientras que el 57,65 % proviene de fuentes renovables.

Figura 24. **Matriz energética de generación 2017**



Fuente: Gobierno de la República de Guatemala. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*.
www.cnee.gob.gt. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Con el fin de fortalecer las condiciones que el país necesita para ser eficiente, sostenible y competitivo, en el uso y aprovechamiento de los recursos, los tipos de generación aceptados en el país son la hidráulica, geotérmica, biomasa, de carbón, gas, solar y eólica.

Sin embargo, con la introducción de nuevas tecnologías y métodos de generación de energía eléctrica, esta se ha diversificado en gran manera, principalmente en fuentes renovables, dando paso a un nuevo mercado y oportunidades para la comercialización de energía y potencia eléctrica.

Se han propiciado acciones por las autoridades y se han creado estímulos e incentivos de orden fiscal y legal para inversiones extranjeras, buscando de esta manera, satisfacer las necesidades e intereses de la ciudadanía, del mercado nacional y la volatilidad del mercado internacional, trayendo con ello nuevas oportunidades de negociación y competencia, reduciendo así la dependencia del petróleo para la generación de energía, garantizando suministro energético confiable, seguro y estable.

Gracias a la diversificación, promoción e implementación de nuevas tecnologías es posible generar energía eléctrica para consumo propio, siempre y cuando esta no exceda los 5MW, aportándolos a la red de distribución o bien participando directamente en el mercado mayorista, MM; a este tipo de generación se le conoce como generación distribuida renovable, GDR.

El ente regulador de transacciones de compra, venta y despacho de energía y potencia en el país es regulado por el Administrador de Mercado Mayorista, AMM, los registros de la entidad revelan que en Guatemala se tiene una potencia efectiva de generación de 3 395,436 MW en el 2017, este dato incluye a los GDR que operan en el MM de más de 5 MW gestionados por el AMM, detallado en la tabla III.

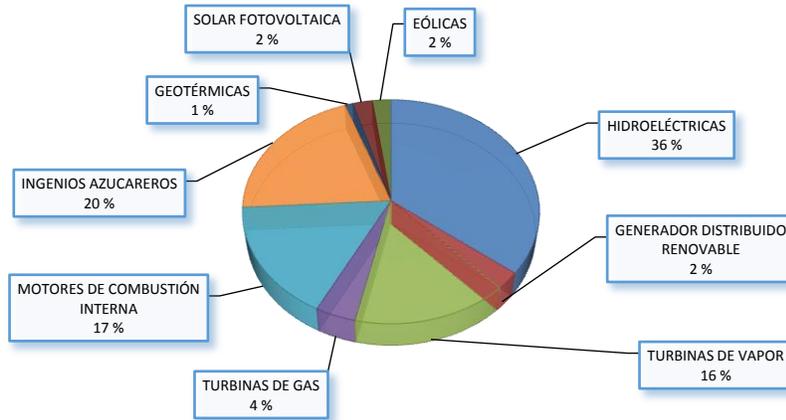
Tabla III. **Capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional 2017**

Generador	Datos de Placa Potencia en MW	Potencia Efectiva en MW
Hidráulico anterior	506,10	475,60
Hidraulico gestión AMM	813,30	758,83
GDR Hidráulico	75,70	72,56
Térmico anterior	720,21	425,18
Termico gestión AMM	1805,44	1462,60
Geotérmico gestión AMM	49,20	33,56
GDR Térmico gestión AMM	11,15	6,13
Fotovoltaico GDR gestión AMM	5,00	5,00
Fotovoltaico gestión AMM	8,00	80,00
Eólico gestión AMM	75,90	75,98
GRAN TOTAL	4142,18	3395,43

Fuente: elaboración propia.

Analizando los datos de la tabla III se obtiene la figura 25 que describe visualmente que el tipo de generación predominante en el 2017 es la hidroeléctrica con 36 %, seguido de los ingenios azucareros que en su mayoría utilizan biomasa/bunker con el 20 %, motores de combustión interna con el 17%, turbinas de vapor con el 16 %, turbinas de gas con el 4 %, GDR que opera directamente en el MM, fotovoltaico y eólico con el 2 % cada uno y geotérmicas con el 1 %. Datos correspondientes del mes de enero a marzo de 2017.

Figura 25. **Capacidad instalada, enero a marzo 2017**



Fuente: elaboración propia.

2.2. **Potencia eólica instalada**

El potencial eólico en Guatemala, instalado hasta la fecha de referencia 2017, es de 75,90 MW, según estudios realizados por el AMM y la Dirección General de Hidrocarburos, DGH, del Ministerio de Energía Y Minas, MEM, el cual actualmente se aprovecha muy poco. Aun teniendo en cuenta que Guatemala se cataloga con un promedio de viento nivel 4, lo que quiere decir que en zonas de potencial eólico hay un promedio de velocidad de viento de 4 - 6 km/h en promedio, según estudios realizados por el Instituto Nacional de Sismología, Metrología e Hidrología, Insivumeh.

Los parques eólicos instalados actualmente son el parque eólico San Antonio El Sitio con una capacidad de 52,8 MW, con 16 unidades generadoras. Vestas de 3,3 MW cada una, con velocidades de 10 a 90 kilómetros por hora, ubicado en Villa Canales, puesta en operación desde el 19 de abril de 2015.

El parque eólico Viento Blanco con capacidad de 23,1 MW, con 7 unidades generadoras de 3,3 MW cada una, ubicado en San Vicente Pacaya, Escuintla y puesta en operación desde el 6 de diciembre de 2015.

En conjunto, según los registros del AMM, se tienen instalada una potencia efectiva de 75,90 MW en el 2017, los precios contratados son de US\$ 126,00 por megavatio (US\$ 0,12 por kilovatio).

2.3. Potencia aprovechable

Estudios realizados por el Insivumeh han determinado el patrón de comportamiento del viento anual en Guatemala, concluyendo que Guatemala se encuentra afectado por el patrón de los vientos alisios, el cual se desplaza de norte a sur durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo.

El viento ingresa al territorio Guatemalteco desde el Golfo de México y por el departamento de Izabal, dirigido hacia la Sierra de las Minas y Sierras del Merendón. El efecto del viento al pasar por la cadena de montañas hace que los vientos se aceleren, tengan una mayor velocidad y se dirijan hacia el oriente del país, para posteriormente disminuir su velocidad al ingresar al área central del país.

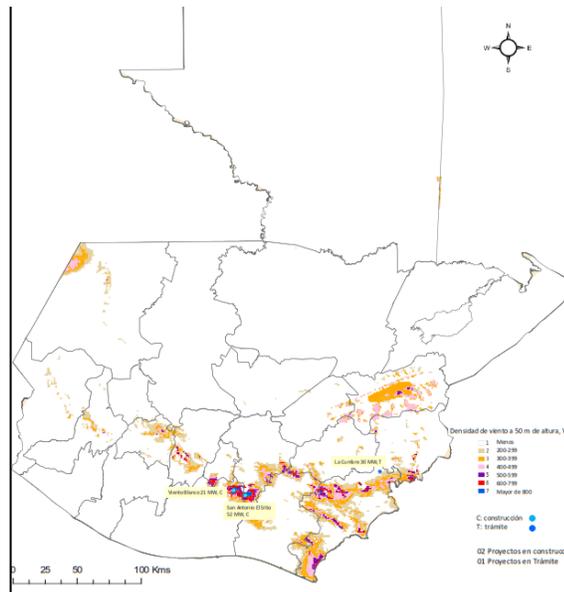
En los meses de marzo a junio, el viento cobra fuerza por los sistemas de baja presión y se acumulan, sobrepasando la altitud de la Sierra de los Cuchumatanes hasta llegar a alta Verapaz, Huehuetenango y Quiché.

En los meses de julio a septiembre, el comportamiento es variable debido a la temporada de huracanes o tormentas tropicales, sin embargo, la dirección del flujo de viento seguirá siendo hacia el Norte.

Por lo tanto, dichos estudios del comportamiento del flujo de viento, proveen de una noción para determinar las regiones del país que cuentan con potencial eólico suficiente para implementar proyectos de este tipo en el país.

Actualmente, entidades privadas realizan estudios meteorológicos calculando la velocidad y dirección del viento, ubicando los lugares con mayor potencial para desarrollar proyectos eólicos en el país. Algunas de las estaciones de medición se ubican en San Vicente Pacaya, Jutiapa y Villa Canales. El mapa eólico de Guatemala, figura 26 realizado por el MEM, con ayuda de Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente, PNUMA, representa a densidad de viento a 50m de altura y las centrales generadoras eólicas en el país.

Figura 26. **Mapa de densidad de viento**



Fuente: Gobierno de la República de Guatemala. *Recursos Energéticos Renovable, MEM*.
www.mem.gob.gt/recursos. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Según los registros del MEM, en Guatemala se tiene un potencial eólico de 549 MW. Tomando en cuenta las centrales generadoras eólicas, instaladas reflejan que se utiliza únicamente el 1,29 % del potencial eólico del país. Actualmente, se ha determinado que en Guatemala los departamentos con índices más altos de potencial eólico, según el MEM, son: Estanzuela en Zacapa, El Rodeo en San Marcos, Santa Catarina Ixtahuacán en Sololá, San Juan Alotenango en Sacatepéquez, Mataquescuintla en Jalapa y Nentón en el departamento de Huehuetenango.

La generación eólica presenta sus valores de producción más altos en la época seca o verano en comparación con las centrales hidráulicas las cuales presentan niveles bajos por falta de lluvia; la generación eólica presenta una

solución complementaria con las centrales hidráulicas para la estabilidad energética del país.

2.4. Generación distribuida renovable, GDR

Un GDR es una persona individual que posee una central de generación de energía ubicada dentro de sus instalaciones, utilizando los recursos renovables a su disposición sean estas eólica, solar, térmica, biomasa, hidráulica u otras que posteriormente determine el MEM. Un GDR se conecta al sistema de distribución siempre y cuando su potencia neta sea menor a lo establecido por el *Reglamento de la ley general de electricidad*, RLGE.

Un GDR cuya potencia instalada oscila entre 1 y 5 MW puede ofertar en el MM, su generación al distribuidor; un GDR cuya potencia es menor a 100 kW puede aportar su generación a la red de distribución, obteniendo el beneficio de crédito posteriormente; todo GDR debe cumplir con la normativa vigente y requisitos necesarios de oferta firme eficiente, en el caso de GDR que ofertan al MM o a su distribuidor.

Un GDR dispone de utilizar la energía generada para su propio consumo y los excedentes de energía aportarlos a la red de distribución las cuales son: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., EEGSA, Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A., DEORSA, Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A., DEOCSA, y Empresa Eléctrica Municipal, EEM.

En cuyo caso no recibe remuneración por dichos excedentes, pero si recibe un crédito por parte del distribuidor a favor del usuario, dependiendo del excedente aportado. En este contexto se reconocen los proyectos microeólicos

o pequeños conjuntos residenciales que poseen paneles solares o sistemas híbridos.

La empresa distribuidora debe conocer el valor de aporte a la red, para ello se emplea un medidor bidireccional, instalado por el distribuidor una vez que haya realizado las inspecciones técnicas para el caso de los pequeños usuarios. Cuando la potencia excede los 100 kW se considera como grandes usuarios en cuyo caso son ellos los responsables del sistema de medición.

Una de las ventajas de ser usuario GDR es que no se necesita autorización alguna para realizar la instalación de una pequeña central generadora y no tiene tiempo de caducidad para consumir el crédito a favor del usuario por el exceso de energía aportada a la red; únicamente hay que solicitar los formularios con el distribuidor y cumplir con la normativa vigente.

Se considera a un GDR cuando su generación no excede los 5 MW de potencia, deben cumplir con el RLGE decreto No.93-96, *Ley general de electricidad*, LGE, Acuerdo Gubernativo núm.256-97 y sus reformas, NTGDR resolución CNEE-227-2014, *Norma técnica del servicio de distribución*, NTSD, resolución CNEE-09-99, *Norma de acometidas* de EEGSA, resolución CNEE-61-2004, sujeto a las tarifas reembolsables según la resolución CNEE 002-2009 y otras resoluciones afines de la CNEE.

2.4.1. GDR participación directa en el mercado mayorista MM

Un GDR que participa directamente en el MM tendrá una capacidad de generación instalada menor a 5 MW, utilizando energías renovables autorizadas; actualmente los GDR instalados en Guatemala son administrados por el AMM.

En la actualidad la capacidad, instalada de GDR en el país es de 84,596 MW según la tabla III del capítulo 2.1 con datos actualizados del 2017. En su mayoría, son hidroeléctricas cuya capacidad varía entre 1 y 4,9 MW. Otro tipo de GDR en Guatemala son las de biomasa, biogás y fotovoltaicas; aun no se cuenta con GDR que aproveche el recurso eólico; en su mayoría son los parques industriales que aprovechan excedentes de producción o la radiación solar existente en el lugar para generación de energía, esto les permite vender energía directamente al MM.

Para aquel usuario poseedor de una central generadora de menos de 5 MW, interesado en participar directamente en el MM, existe un documento titulado: *Guía indicativa de requisitos para el registro de un GDR en el mercado mayorista*. Que indica los requisitos específicos necesarios para integrarse al MM, en resumen se mencionan los siguientes:

Copia de archivos legales de la empresa interesada, estudios realizados, esquemas unifilares, caídas de tensión, burden, transformadores de medida, comunicación de datos, etc. Toda la energía generada será vendida en el mercado de oportunidad según la *Norma de coordinación comercial*, NCC 12 13.4.1 inciso f¹ y el informe de consumos estimados mensuales propios de la planta generadora.

Posteriormente, el AMM debe recibir un informe en el que se dictamina la capacidad y conexión del distribuidor elaborado por el distribuidor; este contiene datos específicos como punto de conexión y toda la información requerida en la NTGDR.

¹ Norma de coordinación comercial. NCC-12 13.4.1. *Contrato de energía generada*. p. 8.

Una vez que se ha cumplido con todos los requisitos necesarios para vender energía en el MM, el GDR puede realizar transacciones de potencia u obtener oferta firme eficiente, OFE, recibiendo el reconocimiento de la CNEE como integrante del mercado mayorista², en este caso el AMM es responsable de garantizar la transferencia de fondos a las cuentas bancarias del GDR por potencia vendida en el MM.

2.4.2. GDR participación a través de un comercializador

Un GDR a través de comercializador, será aquel que al igual que un GDR que vende directamente en el MM, tiene un potencia instalada de 1 – 4,9 MW, utilizando recursos renovables; realizará todos los estudios necesarios y deberá llenar los requisitos y documentación necesaria ante el AMM, estará sujeto a la normativa y resoluciones emitidas por la CNEE, ligados al tema de las GDR.

La diferencia son los requisitos, estos varían dependiendo si el GDR opera a través un comercializador o de manera directa. Cuando el GDR opera a través de un comercializador, ingresa una planilla de comercialización de la oferta para un GDR, incluye el detalle completo de todas las unidades generadoras, informa al AMM los consumos propios, y el comercializador se compromete, a través de una carta, a cubrir con su garantía de operación del GDR;³es decir, el comercializador es responsable de garantizar la transferencia de fondos a las cuentas bancarias del GDR por potencia inyectada a la red de distribución.

² Administrador del Mercado Mayorista, AMM. *Guía indicativa de requisitos para el registro de un GDR en el MM.* p.17.

³ *Ibíd.*

2.4.2.1. Usuario autoprodutor con excedentes de energía, UAEE

El usuario GDR representa un cambio dramático en la concientización y aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía eléctrica centralizada, pues provee la oportunidad para los grandes consumidores de ser autoprodutores de energía por los distintos métodos existentes, para su propio consumo.

Un usuario interesado en generar energía para su propio consumo tiene la opción de inyectar el excedente generado a la red del distribuidor; esto quiere decir que el usuario recibirá un crédito por la energía aportada a la red, a este tipo de generadores se les conoce en las distribuidoras de energía del país, como UAEE.

Todas las distribuidoras de energía del país permiten el uso de estas tecnologías, las más utilizadas en el país son la generación fotovoltaica y eólica. Dicha generación no sobrepasa los 50kW, por lo que no están capacitados para vender su generación en el MM.

Por lo tanto, el usuario interesado en ser un GDR con excedentes de energía procede a realizar las gestiones siguientes: informa al distribuidor a través de los formularios correspondientes anexo 1 y 2, formulario de informe al distribuidor que instaló generación renovable en sus instalaciones para su consumo y que cuenta con excedentes de energía para inyectarla a la red de distribución, pero no desea participar como vendedor de energía eléctrica.⁴

⁴ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Normas técnicas para la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía, resolución CNEE núm. 227-2014.* p. 9.

El distribuidor recibe la información, posteriormente, realizan una inspección técnica de las instalaciones del UAEE para verificar el cumplimiento de la normativa.

Si los resultados son negativos, el dueño de la instalación realiza correcciones técnicas solicitadas por el distribuidor cumpliendo así con la normativa vigente; nuevamente se realiza una inspección técnica y cuando los resultados son favorables, se emite una constancia de inspección técnica, la cual aprueba la instalación de un medidor bidireccional por parte del distribuidor, anexo 3.

Con esto el UAEE ahora tiene el beneficio de recibir un crédito por sus excedentes aportados a la red de distribución; trimestralmente el distribuidor reporta a la CNEE los nuevos UAEE conectados a su red de distribución y la CNEE, analiza y realiza reportes estadísticos.⁵ Un resumen presentado por la CNEE el 19 de octubre de 2016, estima que hay un total de 1 580 UAEE conectados a las 3 distribuidoras en el país, aportando un total de 10,1 MW (véase tabla VI).

Tabla IV. **UAEE por distribuidora en Guatemala**

Distribuidora	UAEE	kW
EEGSA	1 378	6 922,87
DEORSA	127	2 043,09
DEOCSA	75	1 169,77
Total	1 580	10 135,75

Fuente: elaboración propia.

⁵ Usuario autoprodutor con excedentes de energía, UAEE. *Flujo de conexión usuario autoprodutor con excedentes de energía*. p. 1.

En 2017 hay un total de 1378 usuarios UAEE en EEGSA, 127 en DEORSA Y 75 en DEOCSA, siendo la tecnología fotovoltaica la más utilizada, con un total de 1 580 usuarios conectados que aportan un total de 10 135,75 kW a la red de distribución del país tabla V.

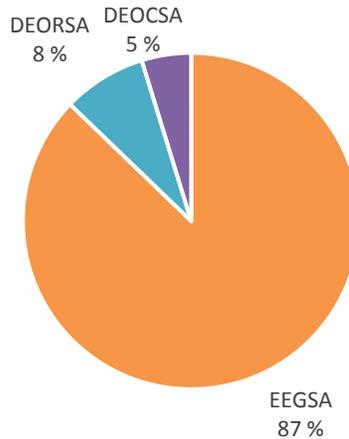
Tabla V. **Resumen UAEE por tecnología en Guatemala**

Resumen UAEE por tecnología según distribuidoras del país			
Distribuidora	Tecnología	Usuarios UAEE	Potencia kW
EEGSA	Solar	1 374,00	6 667,05
	Eólico-solar	2,00	250,00
	Eólico	1,00	5,22
	Biogás	1,00	0,60
DEORSA	Solar	126,00	2 035,60
	Hidráulico	1,00	7,50
DEOCSA	Solar	73,00	658,78
	Biomasa	1,00	500,00
	Hidráulico	1,00	11,00
Total		1 580,00	10135,75

Fuente: elaboración propia.

En el anexo 4, resumen de UAEE por departamentos en Guatemala, se detalla la cantidad de usuarios y potencia instalada en kW por departamentos y a que distribuidora pertenecen que proveen un detalle actual de los UAEE instalados en el país, determinando el porcentaje de UAEE por distribuidora (figura 27).

Figura 27. **Porcentaje de UAEE por distribuidoras en Guatemala**



Fuente: elaboración propia.

2.5. Regulación de la energía eólica

Para la regulación de la generación Distribuida en Guatemala, existe un reglamento emitido por la CNEE en el cual se especifica, en el artículo 1, “*es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país*”⁶ lo que sugiere que cualquier persona o entidad puede generar energía eléctrica para su beneficio o consumo propio, caso contrario si se quiere generar energía y conectar a la red de transmisión, subtransmisión en el caso de generadoras mayores a 5MW, o conectarse a la red de distribución que es el caso de los generadores distribuidos.

⁶ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos.* p. 9.

En el artículo 8 se especifica “es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno, y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, sus derechos y bienes, No obstante, para utilizar estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW⁷”, por lo tanto, como se mencionó previamente, si se pretende implementar una central de generación distribuida en algún bien que es del Estado, se deberán solicitar todos los permisos necesarios.

La CNEE, según Decreto Número 52-2003, crea una ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable con la finalidad de que promueva en forma activa el desarrollo y utilización del potencial energético renovable en el país, y permita que a mediano y largo plazo se obtenga una mejora en la calidad energética; esta ley está orientada a inversionistas interesados en el sector de energía renovable.

El MEM tiene por obligación fomentar la inversión para la generación de energías renovables, impulsar los estudios para estimar el potencial de los recursos renovables del país, facilitar los procesos de certificación y propiciar la oferta energética nacional.

Entre los incentivos que se tienen para promover la generación de energía incluyendo la GD, generación distribuida, se especifica en el artículo 5 de la *Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable*, que los inversores interesados gozan de ciertos beneficios tales como:

⁷ Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos*. p. 15.

- Exención del IVA, sobre importación de maquinaria y equipos y tiene vigencia durante un periodo de pre inversión y construcción no más de 10 años.
- Exención del impuesto sobre la renta, por un periodo de 10 años.
- Exención del impuesto a las empresas mercantiles y agropecuarias, IEMA, por un periodo de 10 años.

Estos beneficios se otorgarán siempre y cuando se hayan entregado y aprobado todas las solicitudes necesarias ante los órganos competentes, para que posteriormente, como lo dicta el artículo 6 de la *Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable*, se emitirán los certificados por el órgano correspondiente, después de haber aprobado y analizado los estudios de reducción de emisiones, para así de esta forma, los propietarios puedan comercializar el proyecto.

2.5.1. Marco jurídico de la GD en Guatemala

Según las NTGDRy los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, se especifica que dicha norma es aplicable para todos los generadores distribuidos que generen energía utilizando métodos renovables dentro de la república de Guatemala.

Para conceptualizar de una mejor manera los términos referentes a la generación distribuida, se describen a continuación los enunciados siguientes:

- Generación distribuida: dicho concepto es aplicable a todas aquellas formas de generar energía a pequeña escala en donde se aplica el uso

de las nuevas tecnologías sean estas eólicas solares, e hidráulicas que no excedan los 5MW que estén conectados al sistema de distribución y su instalación este próxima a su consumidor final.

- Auto productores: su concepto es aplicable a todas aquellas personas o entidades que poseen una forma de generación, para su propio consumo y excedentes suficientes para venderlo a su distribuidor poseyendo previamente un convenio según lo estipula la *Ley general de electricidad* y sus normativas.

El artículo 2 de las NTGDR se estipula que *“la persona individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de la generación distribuida renovable. Estos serán considerados como participantes del mercado mayorista”*⁸. Por lo que da a entender que todo propietario de una pequeña central de generación distribuida cuya potencia sea menor a 5MW será considerado como autoproducer.

Dicho autoproducer también debe gestionar ante su distribuidor y obtener las autorizaciones respectivas para que se pueda conectar al sistema de distribución al cual está ligado, lo anterior se especifica claramente en el párrafo 2 del artículo 2 de las NTGDR la cual dice *“es la persona individual o jurídica la que realiza gestiones ante el distribuidor para obtener la autorización de la conexión a un sistema de distribución para inyectar energía eléctrica proveniente de un GDR”*⁹

⁸ Norma técnica de generación distribuida renovable, NTGDR. *Autorización y medición neta de energía eléctrica de usuarios con excedentes de energía en el punto de consumo, artículo 59.* p. 12.

⁹ *Ibíd.*

Según el Acuerdo Gubernativo Núm. 211-2005 en el reglamento de la *Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable*, impulsado por el MEM, cualquier persona o entidad interesada en implementar una pequeña central de generación distribuida para su autoconsumo, es libre y no requerirá autorización de algún ente gubernamental siempre y cuando no impacte negativamente el ambiente, no afecte a las personas, sus bienes y derechos.

Al ser catalogado como autoproduccion y aportar directamente a la red de distribución, hay ciertas gestiones que se deben realizar personalmente ante el distribuidor correspondiente, a fin de obtener los permisos que le permitan conectarse legalmente a la red. Por lo tanto, la CNEE, como ente aplicador de las normativas vigentes en materia energética, emite una resolución que autoriza el dictamen de capacidad y conexión presentado, otorgando el título de generador distribuido renovable, en dicha autorización, siempre y cuando se hayan cumplido todos los requisitos para ese fin.

En la NTGD, artículo 5, se especifican las obligaciones del distribuidor para con el generador distribuido renovable:

- Remitir a la comisión, la copia de la solicitud que el interesado le entregue con la información requerida en la NTGD, para su conexión al sistema de distribución.
- Determinar la capacidad del punto de conexión.
- Permitir la conexión del GDR a su sistema de distribución, en caso de ser necesario, especificar las modificaciones o ampliaciones a efectuarse en sus instalaciones de distribución, para su correcto funcionamiento.

- Cumplir con lo que la CNEE establezca en la resolución de autorización para la conexión, como para la operación del GDR.
- Cumplir con la normativa vigente que permita la correcta y segura conexión y operación de los GDR, al sistema de distribución.

En cumplimiento de lo antes mencionado, se puede decir que se tiene toda las autorizaciones pertinentes para instalar, aportar energía a la red de distribución a la que este sujeto el GDR, por lo que no existe restricción alguna de implementar o utilizar las nuevas y diferentes tecnologías existentes y en desarrollo para la generación de energía eléctrica.

Una microcentral eólica está considerada como una GDR pues ha de ser con generadores cuya producción de energía eléctrica no excederán los 5 MW, tema a conceptualizar de una mejor manera en el capítulo 3 del presente documento.

3. CONCEPTO DE CENTRALES MICROEÓLICAS

Son las turbinas con una potencia instalada inferior a los 100 kW, aunque la producción de energía a esta escala es limitada, se toma en cuenta que debajo de 30 kW es suficiente para pequeños consumidores mientras que por encima de esa potencia será para aplicaciones industriales; estas tienen un gran número de ventajas respecto a las grandes centrales eólicas.

- Pueden suministrar electricidad en lugares alejados y aislados a la red de distribución.
- Su impacto visual es mucho menor en comparación con las máquinas grandes.
- Genera energía en el mismo lugar donde se consume por lo que se reducen las pérdidas.
- Su instalación es sencilla, la obra civil es mínima y es accesible a muchos usuarios.
- Funcionan con vientos moderados y no requiere estudios de viabilidad muy complejos.

En Guatemala, su uso es escaso, pero los que se encuentran instalados son usuarios UAEE, empleados para el autoconsumo de las construcciones aisladas; usualmente, van acompañados de paneles solares, formando sistemas híbridos aprovechando la energía del viento y el sol, permitiendo

garantizar el suministro energético durante el día y la noche; son sistemas confiables y se pueden añadir módulos de baterías donde es posible almacenar la energía sobrante para cuando no haya sol ni viento.

Las aeroturbinas de pequeña potencia tienen una estructura similar a las grandes, su diseño es más simple y pueden ser atendidas por el mismo usuario, poseen sistemas de orientación sencillos y generadores de bajo mantenimiento.

El concepto es aplicable a los UAEE los cuales generan menos de 100 KW, cuyos generadores clasificados de baja y media potencia, con longitudes de aspa de 1 a 20 m, en sistemas monofásicos o trifásicos, conectados al sistema de baja y media tensión del distribuidor autorizado, véase capítulo 2.4.2.1.

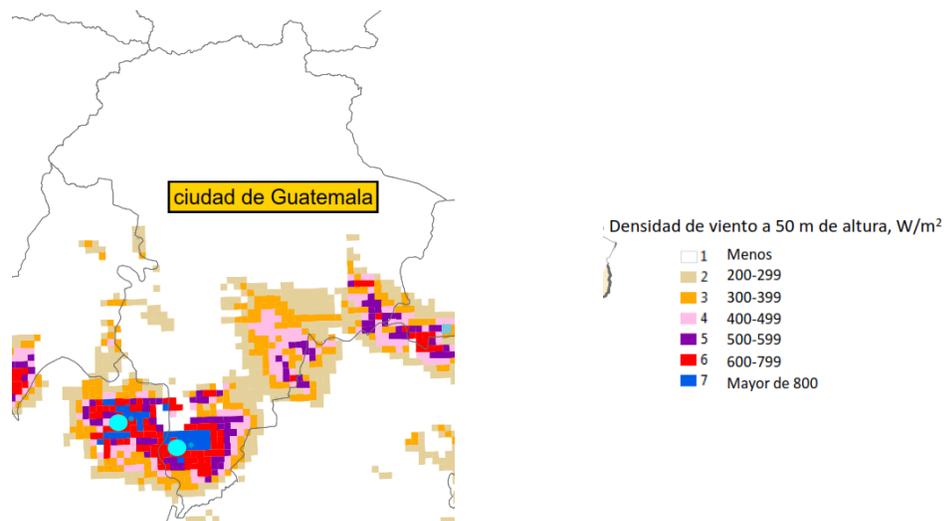
Cuando un usuario posee una central generadora < 5 MW, es considerado como GDR y tiene tres opciones: la primera será ofertar potencia al MM, la segunda, ofertar al distribuidor y la tercera generar para consumo propio sin depender de conexión al distribuidor; para ello el GDR debe cumplir con las autorizaciones, reglamentos, decretos y normativas vigentes. Una microcentral eólica estará conectada a la red del distribuidor involucrado, consumiendo e inyectando el excedente generado, el cual no recibe remuneración económica más que un crédito por parte del distribuidor.

3.1. Clasificación del potencial microeólico

Como se especifica en el capítulo 1.1.3.1 de este estudio, se determina la velocidad de viento promedio en la región de La concha, Villa Canales, donde los resultados apuntan a que el nivel 4 de viento según el índice de deformación de Griggs-Putnam se encuentra entre el promedio de 6 – 7 m/s, siendo la región

central del país uno de los mejores lugares para la implementación de proyectos microeólicos. En la figura 28 se visualiza la región central del país y su densidad de viento.

Figura 28. **Densidad de viento, región central de Guatemala**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, MEM. *Mapa de densidad de viento*. p. 45.

3.2. Configuración de turbinas

Las configuraciones de los aerogeneradores dependen del número de aspas que posean pueden ser monopala, bipala, tripala, multipalas. La mayoría de aerogeneradores de baja y media potencia es de eje horizontal, de conicidad nula y con rotor respecto a la torre; es decir el viento se encuentra primero con las aspas, luego con el soporte y por último con la veleta. El aumento del número de aspas aumenta el rendimiento, disminuye la velocidad de rotación pero encarece el precio de las turbinas.

La configuración más utilizada en el mercado, se concentra en el aerogenerador bipala y en el tripala, por ser visualmente más agradable, velocidad de rotación baja, son simétricos y son de mejor rendimiento.

3.2.1. Material de las aspas

Para la configuración de las aspas, las minieólicas utilizan aspas de poliéster reforzado con fibra de vidrio, fibra de carbono o aluminio, sin embargo, este último ha dejado de utilizarse porque tiende a deformarse.

3.2.2. Orientación del generador minieólico

Los generadores minieólicos poseen brazos direccionales para la orientación del rotor en la dirección de ataque del viento, debido a la limitante del tamaño de las aeroturbinas, no es posible instalar motores con orientación del rotor en dirección del viento o algún otro componente metálico que tienen aeroturbinas de tamaño mediano.

3.2.3. Tamaño del generador minieólico

Determinar peso, tamaño y robustez del generador minieólico es fundamental para determinar la carga que tendrá la torre que soportará el generador. Este parámetro determina la calidad y fiabilidad debido a que los generadores ligeros, al compararse el área de barrida del rotor se encuentra el parámetro conocido como 'masa específica' dada en kg/m, que define el indicador para la elección del aerogenerador. Es decir, mientras más peso tenga la turbina minieólica son más confiables, como es bien sabido; mientras la calidad de la turbina minieólica aumenta, también aumentará su precio.

3.2.4. Control de la potencia

La configuración del generador minieólico, para el control de potencia, se define como el sistema de posicionamiento de rotación de la aeroturbina respecto a la dirección del flujo de viento; esto se lleva a cabo mediante una bisagra de modo que el rotor gira de forma horizontal o vertical, dependiendo de la bisagra existente entre el brazo direccional y la góndola; este tipo de configuración tiene la finalidad de aprovechar el máximo rendimiento de la aeroturbina para cualquier dirección del viento.

3.2.5. Configuración del generador

El generador minieólico, en su mayoría, utiliza alternadores de imán permanente; este tipo de configuración se considera la más sencilla y robusta, sin embargo, existen otras configuraciones como los generadores síncronos, generador de imanes permanentes o alternadores con devanado del campo, usualmente utilizados para uso doméstico.

Está permitido el uso de generadores asíncronos, siempre y cuando se incluya la compensación de potencia reactiva necesaria de acuerdo por los estudios eléctricos.

En el caso de que los generadores no sean de corriente alterna a frecuencia nominal, el GDR o AUEE debe instalar equipos de inversión de onda, necesario para conectarse sin complicación al sistema de distribución, cumpliendo con las especificaciones y normas nacionales o internacionales vigentes.

3.3. Lugares en donde se puede aplicar el concepto

3.3.1. Microeólicas *stand alone (off grid)*

En Guatemala, hay regiones donde existen poblaciones donde no es posible abastecer de energía eléctrica, debido a la lejanía del lugar; además, no resulta económicamente rentable la construcción de una red de distribución de energía eléctrica; estos poblados son limitados pero existen, principalmente en las áreas de alta Verapaz. También, se aplica el concepto a granjas lejanas o lugares turísticos, todas aquellas regiones donde no exista una red de distribución.

Estos poblados son consumidores que no están conectados a la red y necesitan de energía eléctrica para desarrollar sus comunidades, por lo tanto, se da la oportunidad a usuarios privados o gubernamentales de desarrollar proyectos energéticos de carácter social; en estos casos es posible utilizar aerogeneradores de pequeña potencia o sistemas híbridos (paneles fotovoltaicos y generadores eólicos) con sistemas de acumuladores.

Algunas aplicaciones comunes de los generadores microeólico, *off grid*, son sistemas de bombeo de agua para áreas de cultivo o consumo, alimentación de sistemas de telecomunicaciones, alumbrado público (carreteras, faros, plataformas, semáforos), abastecimiento de energía en zonas aisladas como reservas naturales o electrificando los hogares de las comunidades, aumentando así el turismo, comercio y calidad de vida de la población.

3.3.2. Microeólica *sgridconeccted (ongrid)*

Actualmente, en la ciudad de Guatemala el uso de aerogeneradores de pequeña potencia, para generación de energía eléctrica es poco aplicado, pues el mercado está dominado principalmente por paneles solares fotovoltaicos, gracias a la liberación del mercado eléctrico y modificaciones a la LGE, permite la producción de electricidad partiendo de fuentes renovables con la posibilidad de aportarse a la red de distribución.

El concepto *ongrid* es la generación de energía descentralizada sea esta solar, eólica o híbrida, para autoconsumo y aportando a la red los excedentes generados convirtiéndose en usuario AUEE, siempre y cuando sea posible su absorción por la red, obteniendo un ahorro en la factura de energía eléctrica, reflejado al valor de energía generado ya que no se paga al distribuidor.

Una importante aplicación potencial de centrales microeólica *son-grid*, es aplicar el concepto a grandes consumidores: megaiglesias, estadios, torres de parqueos o edificios. Siempre y cuando la velocidad de viento resulte favorable para la instalación de aerogeneradores de pequeña y mediana potencia.

Se sabe que el aprovechamiento del recurso del viento y puesta en marcha de los aerogeneradores puede ser complejo, es preciso realizar una fase preliminar y la correcta evaluación en cuanto a la estabilidad del recurso eólico para determinar la factibilidad de la implementación de una central microeólica, de lo contrario optar por sistemas híbridos (solar y eólico). También, es preciso analizar si la red de media potencia, del distribuidor, es capaz de soportar aportes de excedentes generados a la red.

Las características para el desarrollo de centrales microeólicas *ongrid* a considerar son:

Debido que el viento es un recurso que no es continuo y no almacenable, la producción de energía eólica no se puede estimar, puede que en momentos de generación coincida con la demanda o no, por lo que es necesario que la red de distribución aporte la potencia suficiente para la demanda requerida.

La ventaja de utilizarla es que se puede reducir la factura de cobro de energía eléctrica del distribuidor a cero, reduciendo costos y recuperando su inversión a largo o mediano plazo, según sea la magnitud del proyecto, obteniendo así eficiencia energética y siendo amigable con el medio ambiente.

3.4. Análisis del potencial microeólico en la ciudad de Guatemala

Como se determinó en el capítulo 2.3, el potencial eólico del país determinado por el MEM, es de 7800 MW, potencial que se distribuye en los departamentos de Zacapa, San Marcos, Sololá, Sacatepéquez, Jalapa y Huehuetenango. Específicamente, se analiza el potencial eólico en la ciudad de Guatemala, lugar donde plantea la implementación de proyectos microeólicos en el rango de generación distribuida tanto para el consumo propio o aporte a la red.

Actualmente en el país, el tipo de proyectos para la generación distribuida han sido proyectos fotovoltaicos con uso de paneles solares o bien proyectos híbridos que combinan la generación eólica y fotovoltaica.

En el país debe determinarse la fiabilidad de usar solamente aerogeneradores cuya potencia es menor a 100 kW, regulado bajo el marco de

referencia de generación distribuida según el Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos, artículo 1. Véase capítulo 2.5, donde se especifica que se pueden conectar a la red, instalaciones de generación distribuida cuyo aporte neto sea inferior a los 5 MW.

La NTGDR resolución No.171-2008 emitida por la CNEE, especifica los parámetros para aportar lo generado a la red de distribución, en esta se encuentran las disposiciones generales para facilitar el acceso a las fuentes de energía renovable tomando en cuenta su ubicación, tamaño, nivel de tensión e infraestructura del distribuidor para que sea viable la conexión para los GDR con un máximo de 5 MW instalado.

Como ejemplo se mencionan a las industrias que también cuentan con generación hidráulica, consumen su propia energía o también pueden aportarla a la red. El mismo principio se aplica para la generación por medio de aerogeneradores, gracias a la versatilidad de estas máquinas, pueden instalarse en lugares donde no exista un caudal hídrico y el impacto ambiental es muy bajo (véase capítulo 3.5).

En principio se dice que es posible instalar varios aerogeneradores de pequeña potencia cuya configuración sea la misma para todos, conectados para así aprovechar el máximo de potencia generada. Esto dependerá del flujo de viento, el área o terreno que se posea para su instalación. Al conjunto de pequeños aerogeneradores configurados para generar energía para autoconsumo o aporte se le conoce como central microeólica distribuido.

El nivel de viento en la ciudad de Guatemala, según datos de la DGE, es de nivel 4 (véase capítulo 1.1.3.1 Índice de fuerza del viento) cuya velocidad de viento promedio es de 6,16 m/s; estudios realizados por el

Insivumehdeterminan el comportamiento de viento anual en el país, este ingresa desde México y se especifican los departamentos donde el viento es predominante (véase capítulo 2.3 Potencia aprovechable).

3.5. Análisis de impacto ambiental

La energía eólica es una fuente de energía eléctrica limpia e inagotable, esto representa grandes ventajas medioambientales y socioeconómicas; pero a pesar de ello, esta fuente de energía genera ciertos impactos negativos sobre el medio; no obstante, las ventajas son mayores que las desventajas si es comparado con fuentes de generación a base de combustión.

El producir 1 KWh con aerogeneradores presenta impactos ambientales 4 veces menores que con gas natural, 10 veces menores que con plantas nucleares y 20 veces menor que plantas de carbón o petróleo. Las generadoras eólicas no generan residuos, peligrosos no emiten dióxido de carbono (CO₂), el cual es el principal gas de efecto invernadero que causa el calentamiento global. Entre los impactos ambientales provocados por una microcentral eólica se pueden mencionar los siguientes:

El deterioro del paisaje, también, conocido como impacto visual, este depende de la apreciación estética de cada individuo.

El efecto sobre las aves, se prevee en la colisión de estos con los aerogeneradores, son impactos limitados, sin embargo, en algunos lugares tiene cierta importancia por el paso migratorio de las aves o lugares de nidificación de las aves.

El ruido en un aerogenerador se perciben a 50 decibelios, el cual es comparado con ruido en una oficina. Cuando la velocidad del viento es mayor, el ruido es menor, pero cuando la velocidad del viento es menor el ruido es perceptible con mayor intensidad, debido a los componentes mecánicos de rotación.

3.5.1. Impacto no ambiental

Un parque microeólico puede generar impactos no ambientales, los cuales hay que considerar, estos son:

La interferencia electromagnética afecta principalmente en la recepción de señales de telecomunicación como frecuencias de televisión satelital. En la navegación aérea, afecta sobre todo a aerogeneradores con una altura superior a los 100 metros ya sea en planicies, terrenos altos o nivel del mar; estas son consideradas como obstáculos ante el paso de aeronaves que sobrevuelan la región donde estén instaladas.

3.5.2. Beneficios medioambientales

Los proyectos microeólicos impactan positivamente al medio ambiente. Entre los beneficios directos puede mencionarse que contribuyen a la disminución de emisión de gases que contribuyen a la desaceleración del cambio climático global, apoyando al medio ambiente a no destruir los hábitats de diferentes especies.

Reducen el uso de los canales hídricos del país, contribuyendo a la sostenibilidad medioambiental y caudal natural de los ríos.

Entre los beneficios indirectos, la generación de energía que aprovechan la fuerza del viento aporta una diversificación a la matriz energética, y su bajo mantenimiento disminuye costos de generación, siendo el tipo de energía económica, reduciendo el uso de combustibles fósiles para las centrales generadoras a base de combustión.

4. PASOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA

4.1. Estudios requeridos

Para el funcionamiento correcto de la instalación, es fundamental conocer la idoneidad del lugar donde se realizará la instalación. Para comenzar, se analizan los elementos subjetivos como la experiencia de los residentes, la evaluación de los elementos naturales y los elementos objetivos como la utilización de mapas de vientos en el territorio, datos de velocidad de viento del Insivumeh o realizar una medición con anemómetro a una altura que se estima se debe instalar el aerogenerador.

Dicha medición se realiza donde no se tenga turbulencia para medir la velocidad promedio del lugar y con esos datos realizar una tabla de distribución de Weibull, la cual proporciona un método empírico preciso para la representación de la distribución de probabilidades de velocidades de viento en el lugar.

Una vez determinado el valor promedio de velocidad de viento y con el dato del consumo mensual en kWh, se procede a determinar las dimensiones, la potencia, la cantidad de aerogeneradores, baterías, regulador e inversor a instalar, para suministrar la energía que necesita el consumidor, con la posibilidad de aportar el excedente a la red, considerado de esta manera como un UAEE ante el distribuidor, el cual inyecta al sistema de distribución, pero manifiesta expresamente que no desea participar como vendedor de energía eléctrica.

Con el dato de la potencia del aerogenerador a instalar, se calculan los parámetros para la instalación, los módulos rectificador, almacenamiento de energía, regulador e inversor, diámetro del cableado y altura de la torre, en las figura 13 y figura14 (véase capítulo 1.2), se visualiza la cantidad de módulos que deberán instalarse dependiendo si la instalación será monofásica o trifásica; en los capítulos siguientes se describe el criterio de selección para una correcta instalación.

Como es sabido, un generador UAEE conectado adquiere obligaciones ante el distribuidor: llenar el formulario correspondiente (anexo 1), instalar los medios de protección, control y desconexión automática apropiados que garanticen que no podrán inyectar energía eléctrica al sistema de distribución ante fallas o cuando el voltaje de la red de distribución esté fuera de las tolerancias permitidas en la NTSD.¹⁰

El sistema de medición para los UAEE se realiza con un contador bidireccional, el cual mide, registra y da lectura de las inyecciones o retiros de energía. Dicho contador es cubierto e instalado por el distribuidor, a diferencia de los grandes usuarios llamados GDR, que cubren e instalan ellos mismos su sistema de medición.

4.1.1. Ubicación del lugar

El terreno donde se pretende realizar la instalación del proyecto, puede ser rugoso o liso, esto afecta directamente a la velocidad de viento existente en el lugar. Se debe contar con los permisos y autorizaciones por parte del propietario donde se hará efectiva la instalación. En el lugar donde se instalará,

¹⁰ Norma técnica de generación distribuida renovable. NTGDR. *Autorización y medición neta de energía eléctrica de usuarios con excedentes de energía en el punto de consumo.* p. 12.

se puede contar con el recurso eólico suficiente; sin embargo, es necesario conocer las direcciones dominantes en el sitio.

Se comienza analizando las experiencias de los residentes, evaluar los elementos naturales, se hace uso de mapas de vientos en el territorio (véase capítulo 3.1), datos de velocidad de viento por alguna organización que recabe estos datos como el Insivumeh o la DGE (véase capítulo 1.1.3.1) o realizar una medición con anemómetro a una altura que ese estima se debe instalar el aerogenerador, aunque esta última lleve más tiempo para la obtención de datos.

Para determinar el lugar donde se instalará un aerogenerador de pequeña potencia, es preciso conocer las distancias mínimas para el máximo aprovechamiento del flujo de viento, cuando el lugar se encuentre afectado por árboles, viviendas o edificios; en la figura 29 se ejemplifican los lugares correctos en donde sí se puede instalar un generador microeólico, la explicación para elegir la ubicación será determinada por el análisis de la altura de los obstáculos.

Si una turbina debe ubicarse al frente de la corriente de viento de edificios y árboles, se debe considerar una altura mínima de instalación por encima de 9.1 metros y la altura recomendada será de 12 metros, con el fin de evitar la zona de turbulencia del flujo de viento ocasionado por los obstáculos que pueden ser permeables o impermeables; para cada uno se determinarán alturas estimadas.

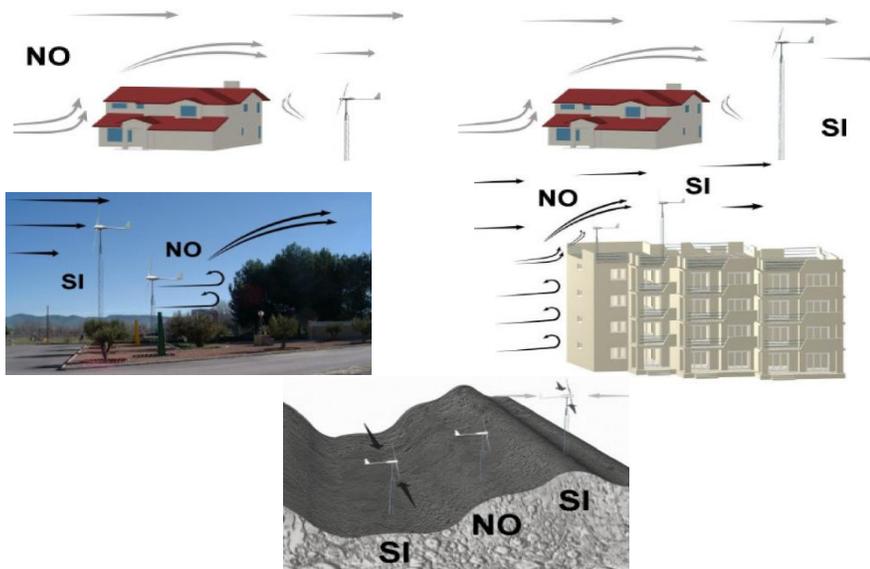
Independientemente si es un sistema *off-grid* u *on-grid*, se debe considerar la longitud del cable que conecta la turbina y la carga, puesto que se pueden

tener pérdidas de energía por resistencia del conductor y aumento del costo de instalación.

Se le conoce como obstáculo impermeable de altura h , a la zona de turbulencia la cual puede extenderse hasta 20 veces la altura del obstáculo de cara al viento y hasta dos veces su altura de espalda al viento.

Se le conoce como obstáculo permeable de altura h , donde h es la altura del obstáculo inmóvil el cual afecta 5 veces la zona de turbulencia de cara al viento y 10 a 15 veces la turbulencia de espalda al viento con solo una altura h .

Figura 29. **Viento afectado por viviendas y edificios**



Fuente: Universidad de Cantabria. *Departamento de Ingeniería Eléctrica*. p. 102.

4.1.2. Características del viento

El viento es un término utilizado para describir la fuerza con la que se mueve el aire, que a su vez es un fluido transparente, incoloro e inodoro que se mueve paralelamente a la superficie de la tierra, el cual es consecuencia de la interacción de los elementos que conforman la tierra, los océanos, la atmósfera y el sol; juntos hacen posible la circulación de masas de aire en distintas partes del planeta.

El aire está compuesto de 78 % de nitrógeno, 20 % oxígeno, 0,9 argón, 0,03 % dióxido de carbono y 0,01 % de ozono, hidrógeno, metano helio y neón. El resultado de la evaporación del agua por radiación solar causa que el viento presente en la atmosfera se caliente, volviendo al aire más ligero; este sube hasta la estratósfera, donde se acumula y es allí que por efectos de rotación de la tierra existe una serie de corrientes de viento dominantes las cuales circulan por todo el planeta.

Las corrientes de viento dominantes están propensas a los cambios de temperatura y presión, desde el punto de vista a nivel terrestre, se aprecian vientos con velocidades menores a las contempladas en la atmósfera; dichas velocidades de viento dependen del relieve del terreno, altura y rugosidad del área en cuestión.

Dado que la velocidad de viento está directamente ligado a la altura puede evaluarse con la expresión matemática:

$$V(h) = V_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad [\text{Ec. 17}]$$

Donde:

- $V(h)$ = velocidad de viento que se desea estimar, a la altura h del suelo
- V_0 = velocidad de viento inicial a la altura h_0
- h = altura a estimar la velocidad de viento
- h_0 = altura inicial de referencia
- α = valor dependiente del porcentaje de rugosidad del terreno
- terreno liso (mar, arena, nieve) $\alpha = 0,1 - 0,13$
- Terreno moderado (hierba y cultivos) $\alpha = 0,13 - 0,20$
- Terreno rugoso (bosques y edificaciones) $\alpha = 0,20 - 0,27$
- Terreno muy rugoso (ciudades) $\alpha = 0,27 - 0,4$

Se entiende por rugosidad a la superficie como un bosque, aldea, o ciudad lo que causará turbulencias y disminuirá la velocidad de viento; mientras que la rugosidad lisa como las playas del mar o pistas de aviones favorece el aumento de velocidad y desplazamiento del aire. Cuando el terreno es rugoso es preciso instalar aerogeneradores de altura considerable para alcanzar la velocidad de viento necesaria para mover las aspas del aerogenerador¹¹.

Las variables que son clave para analizar el comportamiento del viento son la velocidad y su dirección; el primero se analiza con el aparato de medición llamado anemómetro y la segunda variable se analiza con una veleta; es preciso añadir que no todo el viento tiene la fuerza suficiente para mover las aspas de un aerogenerador, generalmente, se necesitan vientos moderados con velocidades sobre los 4 m/s y debajo de 25 m/s; sin embargo, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad de viento, del cual se podrá conseguir la máxima potencia del aerogenerador.

¹¹ÁLVAREZ, Clemente. *Energía eólica*.p.26.

En el capítulo 1.1.3.1 se describe el índice de nivel de fuerza del viento, el cual es determinado por el efecto Flagging, y se describe en una tabla por niveles donde se indica la velocidad promedio en m/s, de distintas regiones del país según los estudios realizados por la DGE. En la tabla 1 se describe a detalle la velocidad de viento anual, el lugar donde se realizó la medición, la velocidad promedio de las regiones en estudio y los niveles de viento según el índice de deformación de Griggs-Putnam.

El dato obtenido fue que en la región de Guatemala, específicamente, en la región de La Concha, Villa Canales, se obtuvo una velocidad promedio anual de 6,16 m/s; es decir, el nivel de viento según el índice de Griggs, sería de nivel 4, lo que conlleva a pensar que en la región central existe el potencial eólico para la implementación de proyectos de este tipo (véase capítulo 3.1).

4.1.2.1. Cálculo de probabilidad del viento método distribución de Weibull

La probabilidad de velocidad de viento se calcula como una curva de Weibull. Es la expresión analítica más usada en estudio de energía eólica, definida por la velocidad del viento medio y un factor de forma K , para simplificación; el rango de velocidad de viento se desprecia para valores inferiores a 1 m/s; cuya forma general está dada por la expresión matemática:

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} [\%] \quad [\text{Ec. 18}]$$

Donde:

- $P(v)$ = probabilidad estadística de Weibull que ocurra una determinada velocidad.
- c = factor de escala (unidades de velocidad) cuyo valor es cercano a la velocidad media.
- k = factor de forma (adimensional).

El factor de escala C es un factor que debe calcularse antes de realizar la distribución de Weibull; este factor, se puede calcular de dos formas: la primera es mediante el uso de las tablas de función gamma, donde solo sería necesario determinar el factor de forma k y buscar en la tabla. La ecuación es la siguiente:

$$c = \frac{V_{med}}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \quad [\text{Ec. 19}]$$

Si no se conoce k y C , para encontrar el valor de C , antes se tendría que realizar un análisis de pendiente e intersección a la ecuación 20 para encontrar el valor de k :

$$\ln[-\ln(1 - P_i)] = k(\ln v_i - \ln c) \quad [\text{Ec. 20}]$$

$$C = e^{-\left(\frac{l}{k}\right)} \quad [\text{Ec. 21}]$$

Donde:

- $V_i = V_{med}$ = velocidad media inicial
- P_i = frecuencia acumulada
- l = valor de intersección

- K = valor de pendiente

Una vez determinados los valores de c y k , para cada tramo de velocidad, la potencia de la turbina instantánea se multiplica por la probabilidad de viento Weibull; este producto es la contribución a la salida de potencia de la turbina media, formada por las velocidades de viento de cada tramo. La suma de estas contribuciones es la salida de potencia media de la turbina en funcionamiento continuo (24 horas).

Los mejores resultados se obtienen usando velocidades promedio de viento ya sea anual o mensual; no se recomienda utilizar velocidades de viento media diaria u horaria, pues la distribución de Weibull no es funcional para periodos de tiempo tan cortos.

Si el factor de forma k no se conoce, se ha de suponer $k = 2$, para el interior, $k = 3$ para lugares costeros y $k = 4$ para localizaciones en islas con viento muy fuerte.

Si la altitud es sobre el nivel del mar, la suposición frecuente del factor de rugosidad es de 0,18; sin embargo, para terrenos accidentados o con altas turbulencias se usa un factor de rugosidad de 0,22, para terrenos muy suaves o aguas abiertas se utiliza 0,11.

La referencia para la altura, será la altura del anemómetro. Si este dato se desconoce, se utilizan 10 metros como mínimo; sin embargo, si las especificaciones del fabricante determinan una altura de 24 m como recomendación, se tomará ese dato.

El factor de turbulencia depende de la variabilidad del viento y de otros factores diversos que influyen. Para ello se utiliza un factor de 0,15 % o 15 % en la mayoría de ocasiones y un 0 % para pronósticos muy optimistas.

Ejemplo:

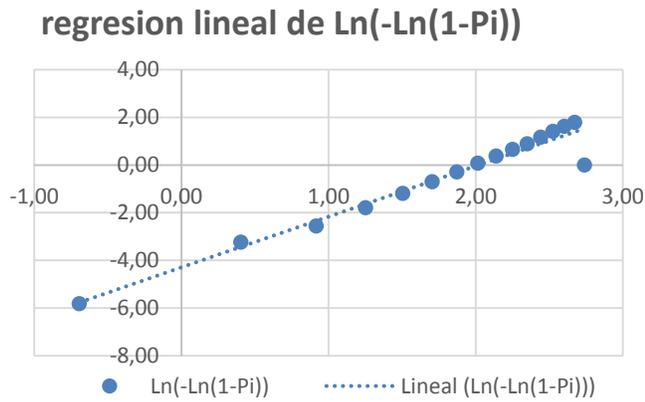
Si la velocidad media existente en el área de la ciudad capital de Guatemala, es de nivel 4 (6 -7 m/s) según el índice de deformación de Griggs-Putnam; datos del DGE afirman que la velocidad promedio es de 6,16 m/s (véase capítulo 1.1.3.1); con base en este dato se averigua el valor de K, haciendo un análisis de pendiente correspondiente a los valores de las columnas $\ln(-\ln(1-P_i))$ y $\ln(V_i)$, esto devolverá la pendiente de una línea de regresión lineal de los puntos dados, obteniendo así el valor de K.

$$K = 2,2524$$

Obtenido el valor de K, se procede a calcular el punto en el cual una línea intersectará el eje Y usando una línea de regresión optimizada trazada a través de los valores conocidos de X e Y; se obtendrá un valor que se identifica con la letra (I).

$$I = -4,547941$$

Figura 30. **Modelo de regresión lineal**



Fuente: elaboración propia.

Aplicando la expresión de la ecuación. 21, se determinará el valor del factor de escala.

$$CC = e^{-\left(\frac{1}{K}\right)} = 7,531434$$

Ahora que ya se tiene el valor del factor de escala C, y el valor de velocidad de viento en (m/s) del medio, dado por la ecuación. 17, se procede a realizar el análisis de la probabilidad de Weibull con la ecuación. 18 obteniendo los siguientes resultados.

Tabla VI. **Resultados del análisis con el método de Weibull**

Media viento (m/s) =	6,16
Constante zona K =	2,2524
Factor de escala C =	7,531434

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VII se determinan los cálculos según rugosidad, en la columna 1, se establece la velocidad del viento en (m/s) que se estima habrá en el lugar de instalación, columna 2 se establece la potencia en kW del aerogenerador (véase capítulo 4.1.4 Dimensionamiento del aerogenerador); en la columna 3 se visualiza el cálculo de la probabilidad de viento, método de Weibull y la columna 4 la potencia neta producida según la probabilidad de viento.

Tabla VII. **Cálculos según rugosidad**

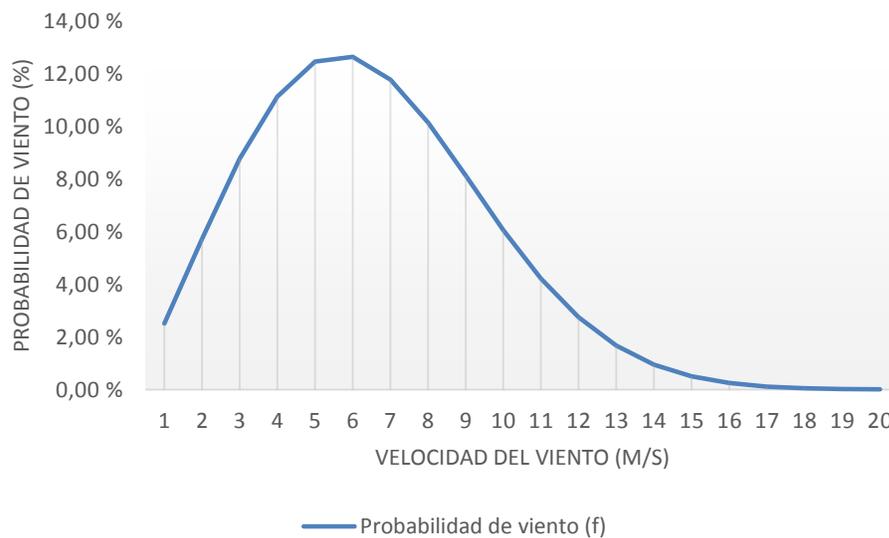
Velocidad del viento (m/s)	Potencia (kW)	Probabilidad de viento (f)	Neto kW
1	0,00	4,09 %	0,000
2	0,00	7,68 %	0,000
3	0,08	10,38 %	0,008
4	0,21	11,96 %	0,025
5	0,92	12,39 %	0,114
6	1,90	11,81 %	0,225
7	2,94	10,51 %	0,309
8	4,20	8,78 %	0,369
9	5,59	6,93 %	0,387
10	7,08	5,18 %	0,367
11	8,64	3,67 %	0,317
12	10,37	2,48 %	0,257
13	10,94	1,59 %	0,174
14	11,52	0,98 %	0,113
15	9,21	0,57 %	0,053
16	6,91	0,32 %	0,022
17	3,11	0,17 %	0,005
18	3,46	0,09 %	0,003
19	3,46	0,04 %	0,001
20	3,46	0,02 %	0,001
Totales		99,64 %	2,750

Fuente: elaboración propia.

La figura 31 muestra el comportamiento de los datos obtenidos del cálculo de probabilidad del viento mediante el método de distribución de Weibull, se

aprecia que el máximo aprovechamiento se da en el rango de 4 – 7 m/s se tiene una mayor probabilidad de que la aeroturbina genere energía con esa velocidad de viento.

Figura 31. **Gráfica de comportamiento método probabilidad Weibull**



Fuente: elaboración propia.

4.1.3. **Determinación de potencia requerida**

Se determina la potencia a suministrar, dependiendo de la potencia consumida por el usuario final. Dicha potencia puede calcularse a partir de los parámetros establecidos en la factura de electricidad, proporcionado por el distribuidor de energía eléctrica; en dicho documento se establecen las tarifas, potencia consumida, factor de potencia y el monto total a cancelar por el consumo de energía eléctrica.

Como es bien sabido, a la masa de aire en movimiento es energía cinética; esta puede ser transformada en energía eléctrica por movimiento de las aspas de una aeroturbina, la cual transforma energía mecánica rotatoria proveyendo de movimiento al generador para producir electricidad. La energía del viento para mover las aspas depende de tres parámetros: velocidad de viento, densidad de aire del lugar donde se llevará a cabo la instalación y área de barrido por el rotor que se instalará.

Conociendo la velocidad del viento promedio del lugar donde se hará la instalación, gracias al cálculo de probabilidad de viento por el método de distribución de Weibull, se conoce que cuando la fuerza del viento incide en las aspas del aerogenerador, la energía cinética del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad de entrada, la densidad aumenta proporcionalmente a la masa por unidad de volumen del aire y dependiendo de la temperatura a la que se encuentre aumenta o disminuye. Cuando el aire se enfría y aumenta de peso al volverse denso, transfiere más energía al aerogenerador, cuando se calienta es menor la energía provista a la turbina.

Según el límite de Betz estudiado en la sección 1.1.3, teóricamente puede obtenerse el 59% de la energía que llega al rotor aproximadamente, pues el límite determina la potencia máxima aprovechable según el tamaño de las aspas de la aeroturbina. Actualmente, un aerogenerador aprovecha el 40% de la energía almacenada en el viento; de hecho es posible cuantificar la cantidad de energía contenida en el viento antes de pasar a través de un rotor con la expresión matemática:

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad [\text{Ec. 22}]$$

Donde:

- P = potencia en vatios W
- ρ = densidad del aire en kg/m^3
- S = área de barrida por el rotor en m^2
- V = velocidad del viento en m/s

4.1.4. Dimensionamiento del aerogenerador

Para calcular correctamente las dimensiones del aerogenerador es necesario conocer las expresiones matemáticas que afectan directamente el aerogenerador:

- Velocidad del viento en el eje

$$V(h) = V_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad [m/s] \quad [\text{Ec. 23}]$$

- Variación de densidad del aire

$$\rho = (\text{altitud} * 0,000918) \quad [m/s] \quad [\text{Ec. 24}]$$

- Potencia media de salida

$$P_{med} = 1,01 \sum_{n=0}^{20} [Pot (kW) * P(v)] \quad [kW] \quad [\text{Ec. 25}]$$

- Energía media de salida por día

$$E_{med \times dia} = P_{med} * 24 h \quad [kWh] \quad [\text{Ec. 26}]$$

- Energía media de salida anual

$$E_{med \ x \ año} = P_{med \ x \ día} * 365 \text{ días [kWh]} \quad [\text{Ec. 27}]$$

- Energía media producida por mes

$$E_{med} = \frac{P_{med \ x \ año}}{12} \quad [\text{Ec. 28}]$$

- Porcentaje de funcionamiento

$$\%_{func} = \sum(\text{prob de viento weibull } f) \quad [\%] \quad [\text{Ec. 29}]$$

4.2. Identificación de equipos

Dada la importancia y magnitud del proyecto, es de mucha utilidad identificar los equipos existentes en el mercado actual, pues dependiendo la capacidad y características constructivas de dichos equipos, así serán los que se podrán adquirir para realizar proyectos de generación distribuida.

4.2.1. Tipo de turbina

El tipo de aeroturbina para este estudio será de eje horizontal de 2, 3 o 4 palas, también conocidas como barlovento (véase capítulo 1.2.2.1). Su elección dependerá principalmente del estudio del lugar, altura y velocidad de viento, empleando los distintos métodos para su cálculo.

En el país se cumple con un promedio de velocidad de viento de 6 – 7 m/s, nivel 4 según el índice de deformación de Griggs- Putnam véase capítulo 3.1. La tabla VIII clasifica las aeroturbinas según su potencia, longitud de aspa,

uso que se les puede dar, clasificación según su potencia y la forma en cómo se aprovecha el potencial microeólico en Guatemala.

Tabla VIII. **Clasificación de las aeroturbinas según su potencia**

Descripción	Potencia [KW]	Aspa [m]	Uso	Clasificación	Aprovechamiento en Guatemala
Microturbinas	1 -3	1 - 5	Hogares	Baja potencia	Aporte a la red de distribución
Pequeños aerogeneradores	5 - 50	6 - 20	Industrias	Media potencia	Aporte a la red Venta al MM
Grandes aerogeneradores	50 - 850	25 - 55	Central generadora	Alta potencia	Venta al MM
Aerogeneradores multimegavatio	1000 – 3000	50 - 90	Central generadora	Alta potencia	Venta al MM

Fuente: elaboración propia.

Son las microturbinas y pequeños aerogeneradores los que pueden aprovechar el potencial del viento en el país; sin embargo, como se analiza en el apartado 2.4 ellos se clasifican como UAEE y están autorizados a aportar su generación a la red de distribución y en el caso de los GDR aportar o vender su generación directamente al MM, según la potencia de la turbina.

En el caso de las microturbinas, no necesita autorizaciones para su instalación más que llenar el formulario de convertirse en UAEE y aprobar los requisitos que el distribuidor solicite.

Para el caso de los pequeños, grandes y aerogeneradores multimegavatio, los cuales se convierten en GDR según la NTGDR y usuarios autoprodutores, están sujetos a los requisitos requeridos por el AMM, CNEE y el distribuidor; ellos han de cumplir lo establecido en las normas vigentes y apegarse a los requerimientos de la tabla IX del artículo 14 del NTGDR.

Tabla IX. **Requerimientos de conexión**

Tipo de conexión	Capacidad			
	Monofásico	Trifásico		
Características	< 50 kW	< 500 kW	500 kW – < 2000 kW	2000 kW – 5000 Kw
Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	(4)
Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivo de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M: Manual)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A (1)	X-A (1)
Disparo por sobre corriente a tierra		X- (2)	X- (2)	X- (2)
Disparo de potencia inversa		X- (3)	X- (3)	X- (3)
Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de voltaje				X- (1)

Notas:

- (X) - Característica requerida (sin marca = no requerida).
- (1) - Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.
- (2) - Puede ser requerido por el Distribuidor; selección basada en el sistema de aterrizamiento.
- (3) - Requerida para verificar la no exportación al Sistema de Distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.
- (4) - El GDR con exportación al Sistema de Distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes o los listados

Fuente: *Norma técnica de generación distribuida renovable, NTGDR. Equipo eléctrico necesario para la conexión.* p. 273.

Algunos de los fabricantes de aerogeneradores microeólicos se describen en la tabla X los cuales en su mayoría son fabricantes europeos o norteamericanos.

Tabla X. **Generadores microeólicos, especificaciones y fabricantes**

	Fabricante	modelo	potencia [kW]	95diámetro del aspa [m]	numero de aspas	tipo de turbina	altura [m]	Generador	Monofásico / Trifásico	
generadores microeólicos		STEPV	Step V2	5	8,4	3	Barlovento	18	Sincrónico	Monofásico
		Joliet	300 W	0,3	1,5	3	Barlovento	6	Alternador imanes permanentes	Trifásico
		Joliet	500W	0,5	2,5	3	Barlovento	6	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Joliet	1kW	1	2,7	3	Barlovento	6	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Joliet	2kW	2	3,2	3	Barlovento	9	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Joliet	3kW	3	4,5	3	Barlovento	9	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Joliet	5kW	5	6,4	3	Barlovento	12	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Scirocco	6kW	6	5,6	3	Barlovento	12	Sincrónico imanes permanentes	Monofásico
		Bornay	AIR-X	0,4	2	3	Barlovento	-	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Bornay	INCLIN 250	0,25	1,4	2	Barlovento	-	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Bornay	INCLIN 600	0,6	2	2	Barlovento	-	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Bornay	INCLIN 1500	1,5	2,7	2	Barlovento	-	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		Bornay	INCLIN 3000	3	3,7	2	Barlovento	-	Alternador imanes permanentes	Monofásico
		ACSA	LMW250	0,25	1,7	3	Barlovento	6	Síncrono imanes permanentes	Trifásico
		ACSA	LMW600	0,6	2,2	3	Barlovento	12	Síncrono imanes permanentes	Trifásico
		ACSA	LMW1000	1	3,12	3	Barlovento	18	Síncrono imanes permanentes	Trifásico
		ACSA	LMW 1500	1,5	3,12	3	Barlovento	6-18	Síncrono imanes permanentes	Trifásico
		ACSA	LMW2000	2	5	3	Barlovento	6-18	Síncrono imanes permanentes	Trifásico
		ACSA	LMW3000	3	5	3	Barlovento	6-18	Síncrono imanes permanentes	Trifásico

Continuación de la tabla X.

mediana potencia	ACSA	LMW10000	10	7	3	Barlovento	6-18	Síncrono imanes permanentes	Trifásico
	Bornay	INCLIN 6000	6	4	3	Barlovento	-	Alternador imanes permanentes	Monofásico
	Bornay	VELTER – X	10	7	3	Barlovento	-	Sincrónico imanes permanentes	Trifásico
		Step V2	15	8,4	3	Barlovento	18	Sincrónico	Monofásico
		monóptero	20	12,5	1	Barlovento	18	Asíncrono	Monofásico
	Joliet	10KW	10	8	3	Barlovento	12	Alternador imanes permanentes	Trifásico
	Joliet	20KW	20	10	3	Barlovento	18	Alternador imanes permanentes	Trifásico

Fuente: elaboración propia.

Los generadores microeólicos pueden ser de pequeña potencia y mediana potencia. Algunos de los fabricantes recomiendan especificaciones de altura de instalación, marca de los reguladores e inversores con los que trabajan sus generadores; mientras otros son adaptables a las demás marcas de reguladores e inversores existentes en el mercado.

4.2.2. Cálculo de potencia producida por el aerogenerador

Para calcular la potencia que el aerogenerador suministrará para aportar a la red y consumo del UAEE, el fabricante provee los datos de potencia diaria y anual generados; sin embargo, aplicando las expresiones matemáticas del apartado 4.1.4, se puede calcular la potencia máxima y mínima que el aerogenerador suministrará.

Si se considera realizar el dimensionamiento de una turbina de 15 kW para una bodega industrial, los datos necesarios serán los siguientes:

Tabla XI. **Dimensionamiento de una tarima**

Datos de entrada	
Media viento (m/s)	6,16
Constante zona K	2,2524
Sitio altitud (m)	650
Coef. de geo. Terreno	0,143
Altura de medida (m)	10
Altura de la torre (m)	15
Factor de turbulencia	10,0 %

Fuente: elaboración propia.

Haciendo uso de las expresiones del apartado 4.1.4, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla XII. **Expresiones del apartado**

Resultados	
Velocidad viento en el eje (m/s)	6,53
Variación densidad del aire	-6 %
Media potencia de salida (kW)	3,08
Energía de salida día (kWh)	74,0
Energía de salida año (kWh)	27,007
Energía media mes	2,251
Porcentaje de funcionamiento	82,9 %

Fuente: elaboración propia.

4.2.3. Elección del rectificador

La conversión de la tensión que genera la turbina microeólica de corriente alterna variable, la cual está en función de su velocidad de giro; en términos de tensión y frecuencia, se realiza mediante el módulo rectificador, convirtiendo la tensión AC a DC, protegiendo al regulador e inversor, ante las variaciones de tensión, y descargando el exceso de energía generada en una resistencia física

de descarga protegiendo de esta manera la instalación completa además de la posibilidad de almacenar en baterías de 12, 24, 48 o 120 V DC.

El fabricante de los generadores microeólicos define muchas veces cual es el rectificador adecuado para el cual ha diseñado su máquina, estos dependerán de la potencia del generador, voltaje de salida y frecuencia.

Por otra parte, existen en el mercado los aerogeneradores de pequeña potencia, los cuales pueden adaptarse a la mayoría de los rectificadores existentes en el mercado; es importante conocer todas las especificaciones del aerogenerador, ello conlleva a la adquisición de 1 solo módulo para aerogeneradores monofásicos. En el caso de los trifásicos se optará por adquirir 3 módulos, uno por fase, lo cual conlleva al aumento del costo.

Los parámetros importantes a conocer para la elección del rectificador CA/CD, será la tensión U_{cc} y la potencia máxima. Estos parámetros no deben sobrepasar el valor máximo dado por el fabricante de la turbina; unos valores P_{max} elevados pueden provocar altas corrientes del generador y destruirlo, los modelos se describen en la tabla II, véase apartado 1.2.2.

4.2.4. Elección del regulador e inversor

La regulación, inversión y control son de suma importancia en una instalación microeólica. La corriente alterna monofásica o trifásica producida por la turbina microeólica se rectifica en el módulo rectificador, obteniendo corriente continua, para posteriormente poder almacenarse en los acumuladores; a partir de allí el módulo regulador e inversor controla la energía suministrada por el rectificador para evitar sobrecargas, protegiendo así los acumuladores, el resto de los equipos y conectándose a la red de distribución AC o autoconsumo.

Para muchos de estos reguladores e inversores, para generadores microeólicos, no se necesita un transformador externo, puesto que ya viene integrado en el módulo este adecua la energía a los requerimientos de conexión de la red pública; la mayoría permite para metrizar la curva de la turbina y medir su velocidad de giro; esto asegura la máxima eficiencia de la turbina.

Las protecciones eléctricas están integradas en el módulo regulador e inversor, la mayoría de fabricantes provee protección ante polarizaciones inversas, cortocircuitos, sobrecargas en salida, sobretensiones en entrada y salida, fallos de aislamiento, seccionador CD y desconexión automática.

Dicho módulo permite comunicación remota mediante modem, fibra óptica, Ethernet o inalámbrico; de esta manera se pueden instalar uno o más generadores microeólicos y comunicarse entre sí. Además, mediante software, permite la visualización de parámetros y registro de datos de variables meteorológicas y rendimiento de los módulos.

Su elección depende de los valores de tensión y corriente máxima de entrada en DC, valores de salida como: potencia nominal CA, corriente máxima CA, tensión nominal y frecuencia CA. Una vez que se conozcan los datos, se procede a buscar un regulador cuya potencia sea 1,5 veces mayor a la del generador y nivel de tensión igual o mayor a la salida del rectificador.

En otros casos, la elección del módulo regulador e inversor dependerá de las especificaciones del fabricante, pues algunos diseñan sus máquinas específicamente para trabajar con ciertas marcas para su conveniencia. Existen distintas marcas de reguladores en el mercado los cuales son adaptables y proveen la oportunidad de reducción de costos; sin embargo, dependerá del criterio del diseñador encargado, véase apartado 1.2.4.

Las etapas que consta el regulador del aerogenerador son:

- Entrada
- Relés de potencia
- Inversión DC - AC
- Tarjetas de control
- Salida media de tensión en batería y media de corriente

4.2.5. Cálculo de cableado

El cableado es parte fundamental para el correcto funcionamiento del proyecto, todo el proceso debe realizarse a nivel del suelo y sin las aspas instaladas pues es más sencillo. Este se realiza con manguera de aislamiento, revisando cuidadosamente cada parte del cableado, incluyendo la puesta a tierra la cual debe conectarse con una varilla de cobre de 1,5 m enterrada en el suelo.

Es recomendable seguir las instrucciones del fabricante para conexiones internas del aerogenerador. Sin embargo, las dimensiones de los cableados recomendados del aerogenerador a los módulos rectificador, regulador e inversor son:

- Hasta 100 m 3 x 4 mm² o núm.10 AWG
- Hasta 300 m 3 x 6 mm² o núm. 8 AWG
- Hasta 1000 m 3 x 10 mm² o núm. 6 AWG

Si en caso existiese un transformador regulador, las dimensiones del cableado serán los siguientes:

- Salida del transformador 6mm²o núm. 8 AWG junto a regulador
- Entrada del transformador 25 mm²o núm. 2 AWG

Cable conexión entre regulador y batería, distancia máxima 1,2 m

- Conexión 24 VDC 50mm²o núm.1/0 AWG
- Conexión 48VDC 25 mm²o núm. 2 AWG

Para el caso que el fabricante no especifique el dimensionamiento de los cables en CA, se puede calcular de la siguiente manera:

Primero se calcula la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{P}{\sqrt{3} V \cos \theta} [A] \quad [\text{Ec. 30}]$$

Con el dato obtenido de la corriente de cortocircuito se sustituye en la expresión de corriente máxima dada por la ecuación 31, donde F_T es un factor de temperatura el cual se considera con un valor de 0,82.

$$I_{max} = \frac{1.3 I_{cc}}{F_T} [A] \quad [\text{Ec. 31}]$$

El diámetro del conductor S, donde L es la longitud, U la tensión, C la conductividad, y la variación de tensión ΔV , serán del 2 %.

$$S = \frac{\sqrt{3} L I_{cc} \cos \theta}{\Delta V U C} [mm^2] \quad [\text{Ec. 32}]$$

La selección del cableado en CA, se realiza utilizando las tablas de conductores AWG considerando los resultados obtenidos de I_{max} y S calculados.

Tabla XIII. **Conductores AWG**

WIRE SIZE		DISTANCE FROM TURBINE TO POWERCENTER	
MM ²	AWG	METERS	FEET
10	8 AWG	0 - 35	0 - 116
16	6 AWG	36 - 56	117 - 183
25	4 AWG	57 - 89	184 - 292
30	3 AWG	90 - 112	293 - 368
35	2 AWG	113 - 141	369 - 464
50	1 AWG	142 - 178	465 - 585
55	1/0 AWG	179 - 225	586 - 739
70	2/0 AWG	226 - 287	740 - 940
95	3/0 AWG	288 - 361	941 - 1185
120	4/0 AWG	362 - 455	1186 - 1494

Fuente: Owners Manual BWX XL.1. *Wind Turbine*. <http://www.bergey.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Para el caso que el fabricante no especifique el dimensionamiento de los cables en CD, se puede calcular de la siguiente manera. Se calcula la corriente de cortocircuito en CD:

$$I_{cc} = \frac{P}{V} [A] \quad [\text{Ec. 33}]$$

Con el dato obtenido se sustituye en la ecuación 31 para calcular la corriente máxima admisible del conductor. Obtenido el dato, se procede a emplear la ecuación 34, para conocer el diámetro del conductor en CD.

$$S = \frac{2L I_{cc}}{\Delta V U C} [mm^2] \quad [\text{Ec. 34}]$$

4.2.6. Cálculo de banco de baterías o acumuladores

Este módulo está compuesto principalmente por acumuladores o baterías de plomo ácido abiertas, que almacenan la energía aprovechando la rectificación de la onda senoidal de tensión generada. Como ya se conoce bien, el módulo rectificador, corrige la tensión fluctuante CA a un nivel de tensión CD constante, esto hace que las baterías se carguen y almacenen energía de forma segura.

El suministro y la demanda pueden variar, la corriente trifásica que proporciona el generador se rectifica en el controlador de tensión o regulador de carga, pasándola a continua antes de ser almacenada en baterías de 12, 24, 48 o 120 V.

Para el almacenamiento de energía se hace uso de un banco de baterías por fase; es decir, si el sistema es trifásico, se usarán tres bancos de baterías. Estas se clasifican según su tiempo de vida útil o rendimiento que puedan tener, usualmente son del 60 % al 75 % en condiciones favorables.

En cuanto a la descarga de los acumuladores, diseñados para instalaciones eólicas o solares, se dice que su descarga es mucho más lenta, por ello se ha clasificado a este tipo de acumuladores con una duración de descarga de energía de 100 horas aproximadamente.

Para su dimensionamiento, en un régimen en el que un aerogenerador es la única fuente de carga, la batería tendría normalmente un tamaño tal, que la

salida de la turbina estaría entre las tasas de carga máxima y mínima recomendadas por el fabricante.

Para ello es necesario conocer la demanda de energía total en E_U dado en $[Wh]$ a suministrar, con ello se calcula el requerimiento de energía diaria E , tomando un coeficiente de rendimiento global R del 90 %

$$E = \frac{E_U}{R} [Wh] \quad [\text{Ec. 35}]$$

Se procede a calcular la capacidad del acumulador C_{bat} , donde D son los días de autonomía y P_d , la profundidad de descarga del acumulador, en cuyo caso será de 0,65.

$$C_{bat} = \frac{E * D}{P_d} [Wh] \quad [\text{Ec. 36}]$$

Considerando que el voltaje de la batería será de 12 V_{DC} , se obtiene el resultado de la capacidad de las baterías en $[Ah]$:

$$C_{bat} = \frac{C_{bat}}{12V_{DC}} [Ah] \quad [\text{Ec. 37}]$$

Si C_{bat} es inversamente proporcional al tiempo, se obtiene la capacidad C de la batería en amperios.

$$C = \frac{C_{bat}(Ah)}{\text{Tiempo}(h)} [A] \quad [\text{Ec. 38}]$$

La corriente de las baterías puede ser usada directamente para alimentar cualquier equipo eléctrico de corriente continua que tenga el mismo voltaje que estas. El regulador se encarga de mantener la batería conectada mientras la tensión en bornes del rectificador se encuentre dentro de cierto rango de valores.

En un circuito cerrado, las baterías en configuración serie, aumentarán el valor de voltaje y mantienen el valor de corriente en terminales, mientras que conectando las baterías en paralelo; mantendrán el voltaje en terminales pero aumentará la corriente. La figura 22 muestra la tensión del acumulador o batería en circuito abierto para diferentes estados de carga.

5. COSTOS DE LA INVERSIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA

Un estudio realizado por el Departamento de Energía, EE.UU, estima que un sistema de energía eólico puede costar de \$ 30 000 a \$ 35 000 ya instalado, dependiendo del lugar, tamaño, aplicación, acuerdos de servicio con el distribuidor y apegado a la normativa vigente en aquel país.

La energía eólica tiene una mejor relación costo/beneficio mientras más grande sea el tamaño del rotor. Tomando en cuenta que las microturbinas tienen un costo menor inicial por su tamaño y facilidad de la instalación, el costo de un sistema eólico residencial con una torre de 23, 4 m, baterías, rectificador, regulador, protecciones, mano de obra y otros, tiene un precio aproximado de Q 100 000,00 a Q 600 000,00 para turbinas entre los 3 y 15 kW.

En Guatemala, un sistema eólico de 10kW tendrá un costo aproximado a Q 250 000,00, lo cual es más barato que un sistema fotovoltaico el cual para la misma capacidad tendría un costo aproximado de Q 624 000,00

Esto significa que aunque sea una inversión inicial elevada, a largo plazo suelen ser competitivos en el mercado, al tomar en cuenta factores como el tiempo de vida útil, reducción de costos evitados con el distribuidor. Para ello se debe establecer un periodo de retorno de inversión conociendo el recurso eólico aprovechable y costos de electricidad consumidas por el usuario para determinar la potencia del aerogenerador a instalar.

Una aproximación será si se tiene un recurso eólico con probabilidad de viento de 6 m/s, es muy probable que el retorno de inversión se prevea en un periodo de 6 años. Dependiendo de la potencia del aerogenerador eólico el retorno de la inversión puede durar más tiempo.

5.1. Control de costos

Un UAEE se cataloga como aquel que genera energía para su consumo y aporta el excedente a la red de distribución sin recibir reembolsos monetarios, sino un descuento en su próxima factura emitida por el distribuidor; sin embargo, esto no significa que un UAEE no este del todo exento de cargos por parte del distribuidor. Según la resolución CNEE-227-2014, se debe cancelar cierta cantidad aun cuando su generación equivale a su consumo, estos cargos se conocen como:

Cargo fijo, el cual es la suma de cargos por generación y transporte; *cargo por distribución, tarifa total* (cargos de Generación y transporte + cargos distribución); *cargos por distribución* (VAD BT y MT) el cual se paga en función de la energía entregada por la distribuidora, el IVA y la *tasa de AP* (13 %).

En la tabla XI, se especifican el costo aproximados de las turbinas eólicas para aplicaciones hogar e industrial, sistemas de motorización, controladores, inversores, torres y baterías según su potencia nominal.

Tabla XIV. Precios de aerogeneradores para hogares y pequeñas industrias

Modelo	hogar		hogar/industriales	
	1.4kW	5kW	10 kW	9.8 kW trifasico 400 v 60 Hz
Generador	-	-	-	Sincrono excitacion permanente
velocidad de viento (m/s)	2	3	3	3,5
Aerogenerador	2 739,00	7 201,00	14 371,00	45 520,00
Sistema de motorizacion Siemens S-7	-	-	-	1 044,00
controlador de voltaje conexión a red	1 256,00	1 470,00	4 143,00	-
controlador de voltaje carga de baterias	477,00	1 527,00	-	-
inversor a la red ABB	-	-	9 750,00	-
inversor conexión a red SMA1.7 kW	1 383,00	1 383,00	-	-
inversor conexión a red SMA 3.8kW	-	2 302,00	-	-
inversor conexión a red SMA 6 kW	-	3 441,00	-	-
inversor conexión a red SMA 3 x B3800	-	-	6 892,00	-
inversor carga de baterias 24V/230Vac	833,00	-	-	-
inversor carga de baterias victron 48-3000	-	1 611,00	-	-
inversor carga de baterias Victron Multiplus 4	-	3 550,00	-	-
inversor carga baterias Ainelec 10kW	-	-	9 655,00	-
torre 12 m	2 075,00	-	-	-
torre 15 m	2 740,00	4 595,00	8 869,00	-
torre 18 m	3 137,00	5 750,00	10 552,00	9 468,00
torre 24 m	-	8 954,00	15 645,00	18 984,00
torre 30 m	-	-	-	26 340,00
Pack baterias RollS Led Acid 24 V 400 Ah	1 104,00	-	-	-
Pack baterias RollS Led Acid 48 V 400 Ah	-	2 208,00	-	-
Pack baterias RollS Led Acid 120 V 400 Ah	-	-	5 520,00	-

*precios sujetos a cambios se recomienda consultar a su proveedor.

Fuente: elaboración propia.

Para turbinas eólicas de uso industrial cuya potencia varía de 12 – 150 kW su costo aproximado en el mercado se detalla en la tabla XII, donde se especifica que los precios establecidos incluyen el inversor y la torre según lo estima el fabricante.

Tabla XV. Precios de aerogeneradores para grandes industrias

Modelo	industrial					
	12 kW trifasico a de engranajes	20 kW trifasico ion permanente	40 kW trifasico a de engranajes	50 kW trifasico 400/600v 50/60 sincrono excitacion permanente	100 kW trifasico 400 v 50/60 Hz sincrono excitacion permanente	150 kW trifasico 400v 50/60 Hz tal de alto rendimiento tipo axial
velocidad de viento (m/s)	6	10	12	12	12	16,5
Aerogenerador	30 000,00	consultar precio	86 000,00	113 000,00	consultar	consultar
Sistema de motorizacion Siemens S-7	-	-	-	-	-	-
controlador de voltaje conexión a red	-	-	-	-	-	-
controlador de voltaje carga de baterias	-	-	-	-	-	-
inversor a la red ABB	incluido	incluido	incluido	incluido	incluido	-
inversor conexión a red SMA1.7 kW	-	-	-	-	-	-
inversor conexión a red SMA 3.8kW	-	-	-	-	-	-
inversor conexión a red SMA 6 kW	-	-	-	-	-	-
inversor conexión a red SMA 3 x B3800	-	-	-	-	-	-
inversor carga de baterias 24V/230Vac	-	-	-	-	-	-
inversor carga de baterias victron 48-3000	-	-	-	-	-	-
inversor carga de baterias Victron Multiplus 4	-	-	-	-	-	-
inversor carga baterias Ainelec 10kW	-	-	-	-	-	-
torre 12 m	-	-	-	-	-	-
torre 15 m	-	-	-	-	-	-
torre 18 m	incluido	incluido	incluido	incluido	-	-
torre 24 m	-	-	-	-	-	-
torre 30 m	-	-	-	-	incluido	-
Pack baterias Rolls Led Acid 24 V 400 Ah	-	-	-	-	-	-
Pack baterias Rolls Led Acid 48 V 400 Ah	-	-	-	-	-	-
Pack baterias Rolls Led Acid 120 V 400 Ah	-	-	-	-	-	-

* precios sujetos a cambios se recomienda consultar a su proveedor.

Fuente: elaboración propia.

Como parte de la inversión, una persona interesada en ser UAEE debe tomar en cuenta los costos de los estudios de prefactibilidad del proyecto, la contratación de mano de obra calificada para el montaje del aerogenerador, grúas necesarias para el efecto, insumos y la cancelación de modificaciones de conexión al distribuidor según lo estipula la resolución CNEE-02-2009.

Los valores máximos de aportes reembolsables y condiciones que aplican para usuarios que estén al límite de la franja obligatoria de los doscientos metros. El aporte único por usuario de baja tensión con demanda menor a 11 kW será de \$ 10.00, y el valor máximo para usuarios que requieran servicio en baja y media tensión con demanda mayor a 11 kW, será de \$ 50,00 y \$ 100,00, respectivamente.

5.2. Viabilidad de la instalación

Del ejemplo de la sección 4.2.2, en el cual se calcula el dimensionamiento de una turbina de 15 kW instalado en el techo de una bodega cuya toma de datos para la velocidad de viento se realizó con un anemómetro a una altura de 10m y para el cual se obtuvieron resultados de generación de potencia diaria de 74 kWh y anual de 27 007 kWh, con una velocidad de viento de 6,53 m/s.

Considerando que se debe cumplir con los requerimientos del artículo 14 del NTGDR, donde se especifican los equipos a instalar por el tipo de conexión, conociendo las tarifas aplicadas, la autoproducción según la CNEE-227-2014, los cuales son los cargos de distribución que se pagan en función de la energía entregada por la distribuidora, costos de instalación y mantenimiento y que el aerogenerador tiene una capacidad de generación < 50 kW, se debe realizar el cálculo para determinar la viabilidad de la instalación de una microcentral eólica estableciendo un periodo para el retorno de la inversión.

5.3. Retorno de la inversión

El retorno de la inversión se vuelve un factor determinante para tomar la decisión sobre la inversión de la instalación de una microcentral eólica, tomando en cuenta lo mencionado en la sección 5.2.

En las tablas XVI y XVII, se muestra el cobro que realizaría la distribuidora para un usuario cuyo consumo sea de 2 000 kWh/mes sin ser autoprodutor, para ello la CNEE dispone en su página web de un programa *online* que provee los datos para realizar dicho análisis.

- Análisis sin autoproducción:

Tabla XVI. **Medición de energía**

Medición de energía	Ejemplo	unidad
Ener. Entregada por la distribuidora	2 000	kWh/mes
Ener. Inyectada por UAEE	0	kWh/mes
Demanda neta	0	kWh/mes

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. **Tarifa sin medición de potencia**

Tarifa sin medición de potencia	BTSS (Social)	BTS (No Social)
Cargos por generación y transporte	0,876894	0,876894
Cargos por distribución (VAD BT Y MT)	0,265138	0,265138
Tarifa total (cargos de gen y transp + cargos distribución)	1,142032	1,152703
Cargo fijo	10,006719	10,006719

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Análisis de medición de energía sin ser UAEE**

Cargos	Factura con autoproducción CNEE-171-2008	Factura con autoproducción CNEE-227-2014, (Los cargos de distribución se pagan en función de la energía entregada por la distribuidora)		
	Total a facturar	Tarifa aplicada	Energía	Total a facturar/mes
Cargos generación y transporte	1 775,13	0,876894	2 000	1 775,13
Cargos por distribución (CAD BT y MT)	530,28	0,265138	2 000	530,27
Cargo fijo	10,01	10,006719		10,01
Aporte INDE	0,00			0,00
Total sin impuestos	2 315,41			2 315,41
IVA	277,85			277,85
Tasa de AP (13%)	301,00			301,00
Total a pagar con impuestos + AP (GTQ)	Q 2 894,26			Q 2 894,26

Fuente: *Calculador php*. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/calculador.php>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

En la tabla XIX se visualiza que sin tener ningún tipo de autoproducción, el Distribuidor facturaría mensualmente la cantidad de Q 2 894,26 para un usuario cuyo consumo sea de 2000 kWh/mes y no tiene ningún sistema de generación autoprodutor de energía eléctrica.

- Análisis con autoproducción por aerogeneradores.

Tabla XIX. **Medición de energía con inyección a la red siendo UAEE**

Medición de energía	Ejemplo	unidad
Ener. Entregada por la distribuidora	2 000	kWh/mes
Ener. Inyectada por UAEE	2 250	kWh/mes
Demanda neta	0	kWh/mes

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Tarifa sin medición de potencia con inyección a la red**

Tarifa sin medición de potencia	BTSS (social)	BTS (no social)
Cargos por generación y transporte	0,876894	0,876894
Cargos por distribución (VAD BT Y MT)	0,265138	0,265138
Tarifa total (cargos de gen y transp + cargos distribución)	1,142032	1,152703
Cargo fijo	10,006719	10,006719

Fuente: *Calculador php*. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/calculador.php>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Tabla XXI. **Análisis de medición de energía con autoproducción siendo UAEE**

Cargos	Factura con autoproducción CNEE-171-2008	Factura con autoproducción CNEE-227-2014, (los cargos de distribución se pagan en función de la energía entregada por la distribuidora)		
	Total a facturar	Tarifa aplicada	Energía	Total a facturar/mes
Cargos generación y Transporte	0,00	0,876894	0	0,00
Cargos por distribución (CAD BT y MT)	0,00	0,265138	2250	596,56
Cargo fijo	10,01	10,006719		10,01
Aporte INDE	0,00			0,00
Total sin impuestos	10,01			606,57
IVA	1,20			72,79
Tasa de AP (13%)	1,30			78,85
Total a pagar con impuestos + AP (GTQ)	Q 12,51			Q 758,21

Fuente: *Calculador.php*. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/calculador.php>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Inmediatamente se observa una reducción drástica de facturación mensual por parte del distribuidor, al ahora usuario autoprodutor con excedentes de energía, UAEE; únicamente cancelaría cargos por distribución, impuestos, tasa de AP y un cargo fijo. El total ahora a facturar por parte del distribuidor será únicamente de Q 758,21 mensuales.

Es necesario conocer el valor de la inversión que se realizará y el tiempo en que se recupera la inversión si se desea ser UAEE, por ello se realizan los cálculos correspondientes, tomando en cuenta que se debe cumplir con el artículo 14 del NTGDR y la normativa vigente.

Tabla XXII. **Costo total de la inversión**

	Características requeridas art. 14 NTGDR	<50kW
Aerogenerador		\$14 371,00
controlador de voltaje conexión a red	Dispositivo de desconexión del generador Disparo por sobre voltaje Disparo por bajo voltaje	\$4 143,00
inversor a la red ABB	Disparo por sobre/baja frecuencia Chequeo de sincronismo Automático/manual Dispositivo de desconexión de la interconexión	\$9 750,00
inversor carga baterías Ainelec 10kW		\$9 655,00
torre 15 m		\$8 869,00
Pack baterías Rolls Led Acid 120 V 400 Ah		\$5 520,00
tableros	Dispositivo de interrupción	\$2 000,00
mano de obra		\$10 000,00
grúa		\$2 500,00
cimentación		\$4 000,00
Factura de autoproducción mensual		Q758,21
Total de la inversión		Q553 060,61

Fuente: elaboración propia.

Como se observa, la inversión inicial asciende a Q 553 060,61, Para su análisis se establece un tiempo de vida útil de la inversión de 25 años, con una tasa de incremento del precio de la energía del 12 % anual, tomando en cuenta los datos de las tablas XVII y XIX, el cual refleja que sin ser autoprodutor se cancelaría una cantidad mensual de Q 2 894,26y siendo UAEE se cancelaría Q 758,21 mensualmente.

Por lo tanto, el monto a cancelar sin autoproducción será de Q 34 731,12 anualmente y siendo UAEE asciende a un monto de Q 9 098,52 anual. A partir del año 2, se considera la tasa de incremento del 12 %, este valor simboliza el aumento de las tarifas de energía del país, el cual según la CNEE tiene un incremento anual del 11,58 %, ello en un periodo de 25 años.

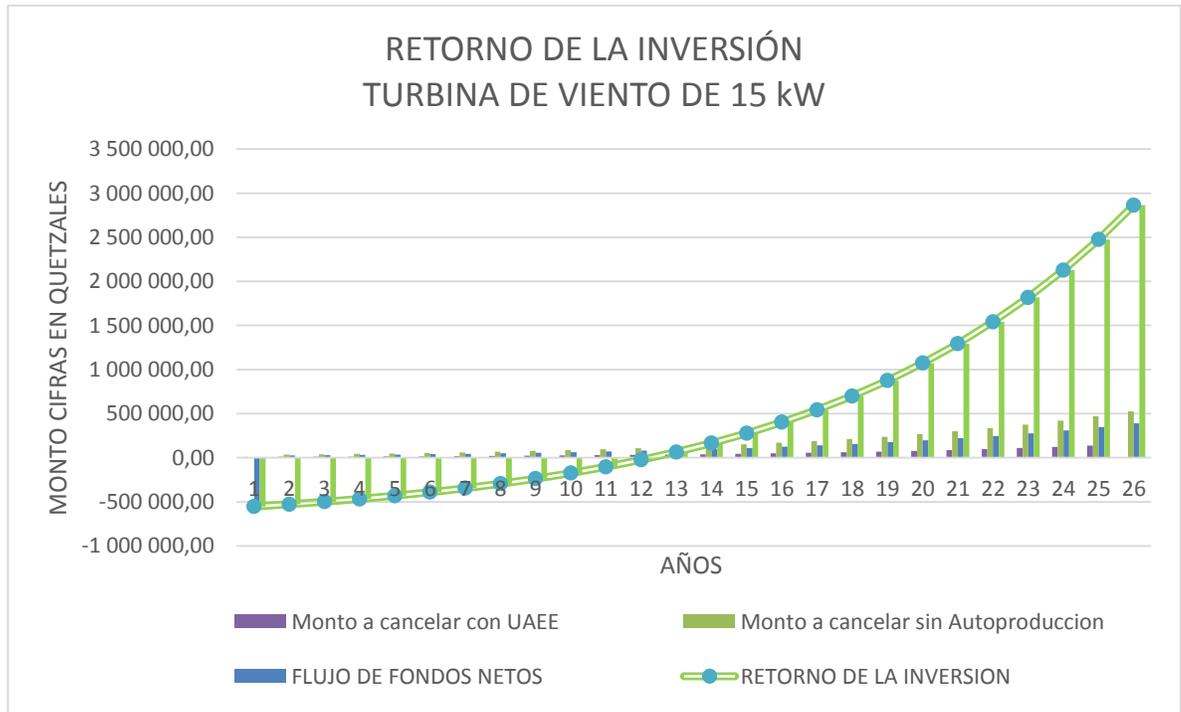
Tabla XXIII. **Retorno de la inversión sin autoproducción vrs UAEE**

AÑO	Tasa de incremento 12%	Monto a cancelar sin autoproducción	Monto a cancelar con UAEE	FLUJO DE FONDOS NETO	VALOR ACTUAL NETO
0	0		553 060,61	-553 060,61	-553 060,61
1	1,12	34 731,12	9 098,52	25 632,60	-527 428,01
2	1,12	38 898,85	10 190,34	28 708,51	-498 719,50
3	1,12	43 566,72	11 413,18	32 153,53	-466 565,96
4	1,12	48 794,72	12 782,77	36 011,96	-430 554,01
5	1,12	54 650,09	14 316,70	40 333,39	-390 220,61
6	1,12	61 208,10	16 034,70	45 173,40	-345 047,22
7	1,12	68 553,07	17 958,87	50 594,21	-294 453,01
8	1,12	76 779,44	20 113,93	56 665,51	-237 787,50
9	1,12	85 992,97	22 527,60	63 465,37	-174 322,12
10	1,12	96 312,13	25 230,91	71 081,22	-103 240,90
11	1,12	107 869,59	28 258,62	79 610,96	-23 629,94
12	1,12	120 813,94	31 649,66	89 164,28	65 534,34
13	1,12	135 311,61	35 447,62	99 863,99	165 398,34
14	1,12	151 549,00	39 701,33	111 847,67	277 246,01
15	1,12	169 734,88	44 465,49	125 269,39	402 515,40
16	1,12	190 103,07	49 801,35	140 301,72	542 817,13
17	1,12	212 915,44	55 777,51	157 137,93	699 955,05
18	1,12	238 465,29	62 470,81	175 994,48	875 949,53
19	1,12	267 081,12	69 967,31	197 113,82	1 073 063,35
20	1,12	299 130,86	78 363,38	220 767,48	1 293 830,83
21	1,12	335 026,56	87 766,99	247 259,57	1 541 090,40
22	1,12	375 229,75	98 299,03	276 930,72	1 818 021,12
23	1,12	420 257,32	110 094,91	310 162,41	2 128 183,53
24	1,12	470 688,20	123 306,30	347 381,90	2 475 565,42
25	1,12	527 170,78	138 103,06	389 067,72	2 864 633,15
TOTAL (Quetzales)				2 864 633,15	

Fuente: elaboración propia.

Para analizar el tiempo de retorno de la inversión, el flujo de fondos netos será la diferencia entre el monto a cancelar sin autoproducción y el monto a cancelar siendo UAEE; el resultado considera que reduce anualmente la deuda adquirida de la inversión inicial.

Figura 32. Comportamiento gráfico del retorno de la inversión



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica 32 se visualiza que en un total de 12 años, la inversión inicial se recupera; a partir del año 13 se obtienen beneficios anuales de generación de Q 99 863,99 ello indica que el UAEE industrial puede optar a vender su excedente al mercado mayorista y reflejar esas ganancias como ingresos netos aun teniendo la capacidad de satisfacer su propia demanda.

6. MONTAJE DE LOS EQUIPOS DE LA CENTRAL MICROEÓLICA

6.1. Gestión de la instalación

Uno de los pasos más importantes al realizar este tipo de proyectos, es tener en cuenta cuáles son las características constructivas y normas a cumplir, para implementar proyectos de generación, puesto que el incumplimiento de las mismas puede causar daños mecánicos a la máquina instalada.

6.1.1. Lugar de emplazamiento de la torre

Antes de la adquisición de un aerogenerador, de pequeña potencia, deben contarse con los permisos y autorizaciones de las autoridades y propietarios del lugar; hay que considerar que si la torre está demasiado cerca de una casa o edificio se producen turbulencias y ruido. La consecuencia de no considerar este parámetro se reflejara en un aumento de costes y pérdidas eléctricas del cableado.

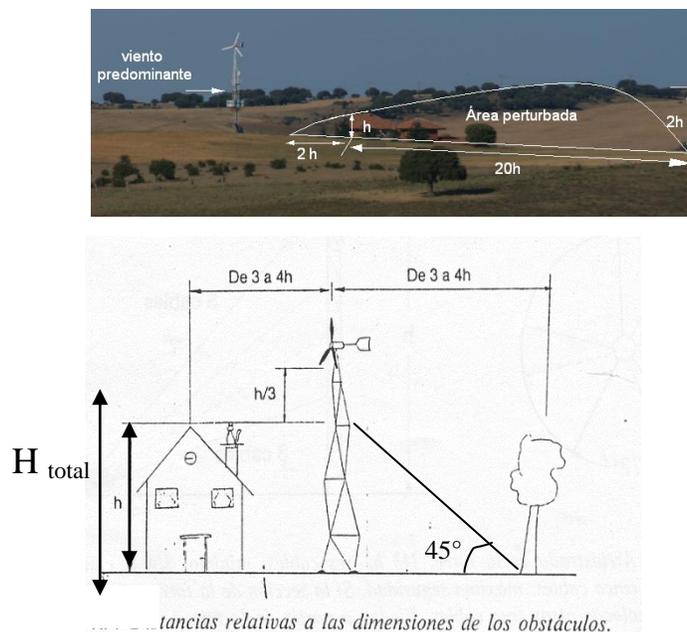
Es aconsejable que la torre sea instalada sobre una estructura independiente de la casa o edificio; no es aconsejable instalar aerogeneradores de pequeña potencia en los tejados, si estos son de madera puesto que pueden producir turbulencias y transmitir vibraciones a la vivienda, dañando estructuralmente el techo, al contrario de las casas o edificios que cuenten con terraza de concreto.

La altura de la torre debe tener mínimo 9 metros por encima de la vivienda, de preferencia se recomiendan 12 metros, esto con el fin de evitar la turbulencia ocasionada por viviendas, edificios o árboles.

Se le conoce como obstáculo impermeable de altura h , a la zona de turbulencia la cual puede extenderse hasta 20 veces la altura del obstáculo de cara al viento y hasta dos veces su altura de espalda al viento

Se le conoce como obstáculo permeable de altura h ; donde h es la altura del obstáculo inmóvil el cual afecta 5 veces la zona de turbulencia de cara al viento y 10 a 15 veces la turbulencia de espalda al viento con solo una altura h .

Figura 32. Distancias relativas a las dimensiones de los obstáculos



Fuente: Joliet technology SL. *Microeólico*. p. 23.

Por lo tanto para objetos permeables o impermeables, se considerará su altura y se aplicará la ecuación para determinar la altura total de la torre, donde h es la altura del obstáculo.

$$H_{total} = h + \frac{h}{3} [m] \quad [\text{Ec. 39}]$$

6.1.2. Instalación del cableado

Usualmente, para los aerogeneradores de pequeña potencia, el fabricante provee el cableado adecuado para la instalación de los equipos. Se cablea con manguera de aislamiento del diámetro adecuado. Las conexiones eléctricas se realizan antes de montar el aerogenerador, en la base de la torre o también se puede cablear cuando está montado en la torre pero sin las aspas; de lo contrario, si se conecta el aerogenerador girando, el módulo de regulación podría dañar todo el sistema.

Es importante conectar la puesta a tierra del aerogenerador para así tener un desfogue ante sobrecargas provocadas por rayo; para ello se instala una placa conectada a la base de la torre y a nivel del suelo se instala una varilla de cobre de 1,5 m de longitud para proteger los equipos.

En algunos aerogeneradores hay que realizar el conexionado de la manguera de carga y la conexión del alternador a los anillos rozantes del aerogenerador de pequeña potencia. Se recomienda seguir siempre las instrucciones de montaje del fabricante, pues conoce mejor su máquina; las conexiones de tipo faston son preferibles a las de regleta, pues evitan que los cables se suelten por efectos de vibración.

Figura 33. **Cableado del aerogenerador**

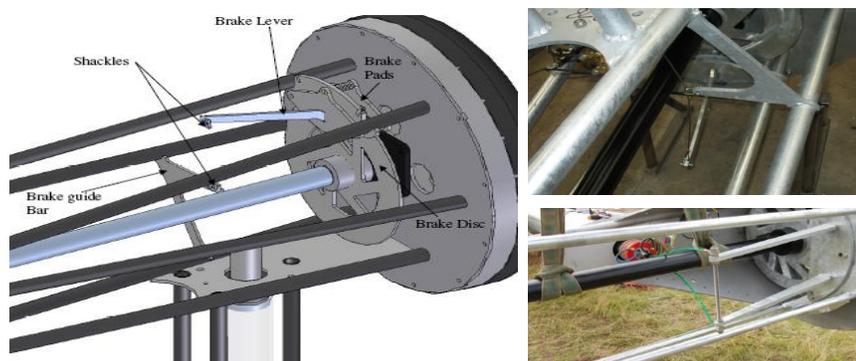


Fuente: Proven Energy LTD. <http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.1.3. **Instalación de frenos**

Algunos fabricantes de aerogeneradores proveen a su máquina de frenos manuales como medida de seguridad adicional a la de frenado por regulación de carga. Estos se instalan y accionan a nivel del suelo, antes de subir la torre, a algunas se les instala topes elásticos anti vibración. La visualización de los frenos mecánicos de los aerogeneradores de pequeña potencia es similar al freno de disco de los automóviles comunes, con pastillas, las que por efecto de fricción detienen por completo el giro del rotor.

Figura 34. **Instalación de frenos mecánicos**



Fuente: Proven Energy LTD. <http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.1.4. Instalación de la veleta

A la veleta también se le conoce como cola del aerogenerador de pequeña potencia; su función es proteger la góndola y los equipos que contiene además de direccionar la máquina a favor del viento para aprovechar al máximo el flujo de viento.

Se monta la cola y la carcasa a nivel del suelo, se fijan al buje las hélices que están fabricadas con materiales de fibra de vidrio o fibra de carbono reforzadas, se instalan con la orientación y posición adecuados. Al pie de la torre se cortocircuitan los conductores de los devanados del alternador con el fin de evitar giro del rotor durante su instalación en lo alto de la torre.

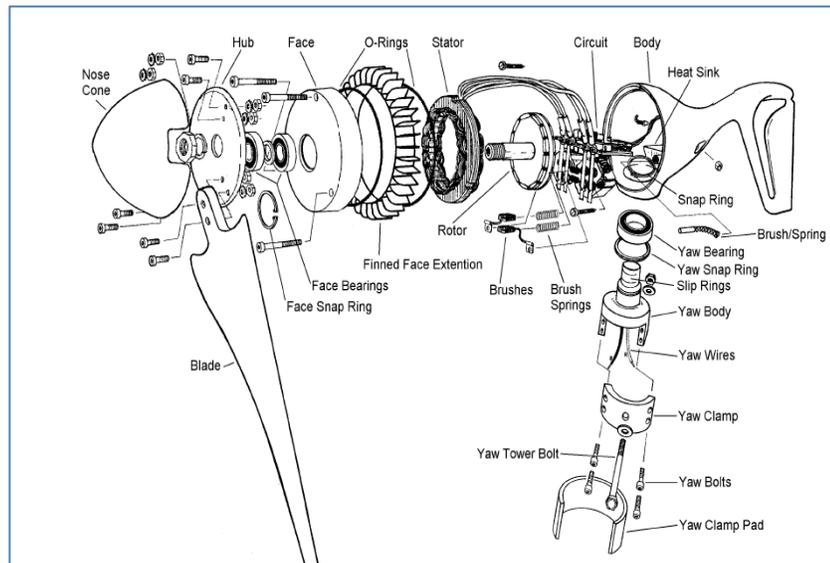
Figura 35. Instalación de la veleta



Fuente: Bornay aerogeneradores. *Torres basculantes y auto soportadas.*
<http://www.bornay.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Una vez que el generador microeólico se ha cableado, instalado los frenos, veleta y la mecánica interna correctamente, se procede a bloquear el giro de las aspas y montar sobre la torre.

Figura 36. **Componentes internos de un generador microeólico**



Fuente: Bornay aerogeneradores. *Torres basculantes y auto soportadas*.
<http://www.bornay.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.1.5. **Instalación de la torre metálica**

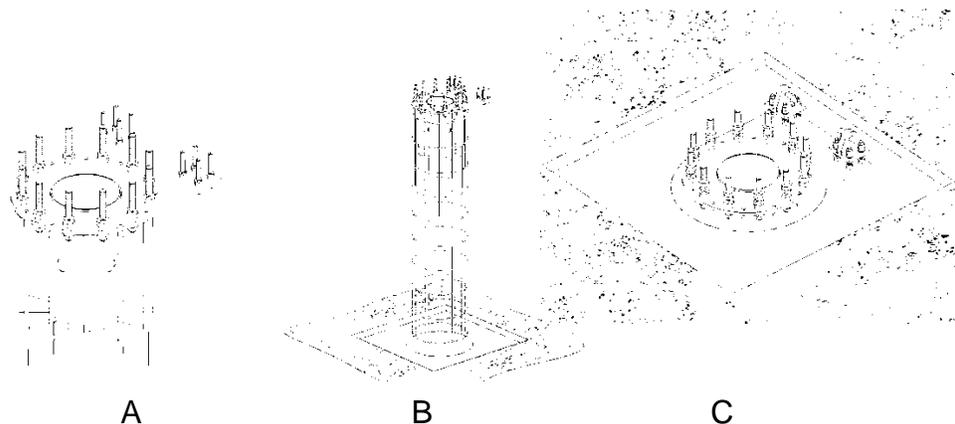
Para el soporte de los generadores microeólicos habitualmente se utilizan mástiles tubulares, celosía con tensores, mástiles escalonados, torres de celosía, torres de tubular autoportado y torres basculantes.

Como ejemplo, se tomará en consideración la altura máxima de un obstáculo cuya altura $h = 12$ metros; por lo tanto, aplicando la ecuación 39, se tiene una altura de 18 metros para la instalación de un aerogenerador de pequeña potencia, pueden ser 24 metros para turbinas de hasta 1,5 kW, 30 m para turbinas de 10 kW y 37 m para máquinas de 20 kW.

Una torre para un aerogenerador de pequeña potencia debe estar bien cimentado, para evitar posibles desastres que ocasionen las pérdidas tanto humanas como de los equipos, por efectos de vibración o exceso de viento que ocasione movimiento oscilatorio de toda la torre; para ello, el anclaje se sujeta al suelo con una cimentación de hormigón, retenido con tensores para evitar vibraciones emitidas por el aerogenerador, de tal manera que quede inmóvil.

Primero, se cavan los hoyos de los cimientos según el tipo de mástil y el tamaño de la turbina que se instalará, se ensambla la base y la estructura metálica que soportará la torre metálica del aerogenerador, se inserta la base en el agujero y se utiliza hormigón C25 para la cimentación, se deja secar durante 5 - 10 días antes de comenzar la instalación.

Figura 37. **Estructura y cimentación para torre micro eólica**



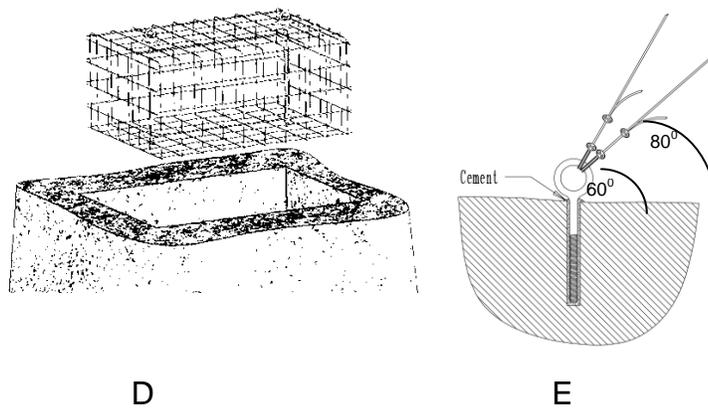
Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.

<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Para el caso de las torres que necesiten tensores, se utilizan 3 o 4, cuyos soportes se anclan firmemente al suelo con una base de hormigón. Los cables son de acero con un diámetro de 6 a 10 mm, instalados con ángulos de 60° a

80° y en la parte alta de la torre estarán sujetos por debajo del diámetro de las hélices.

Figura 38. **Soportes anclados al suelo con base de hormigón**

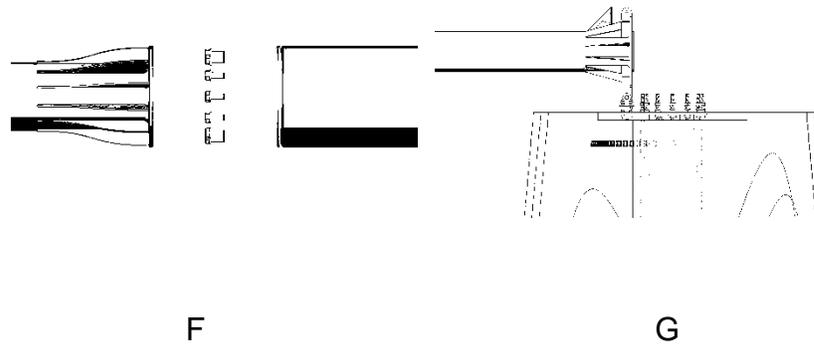


Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.

<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Una vez que se han instalado la base, la estructura metálica y los soportes con hormigón, se procede a conectar uno a uno la sección del mástil, cableando en la parte hueca del mástil para conectar el aerogenerador; posteriormente, se coloca en su eje pivotal que permitirá izar el mástil; en este punto la torre se conecta a una varilla de cobre enterrada a unos metros de su base. Cabe mencionar que no se debe instalar pararrayos dentro del área del aerogenerador.

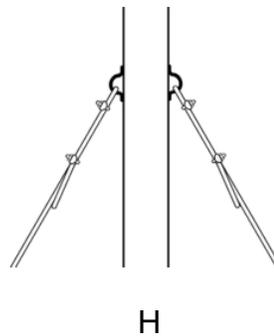
Figura 39. **Conexiones del mástil y puesta en eje pivotal**



Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.
<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Se fijan los cables en cada punto de anclaje, se determinan las longitudes aproximadas de los cables y se dirigen a cada punto de anclaje ubicado en el mástil.

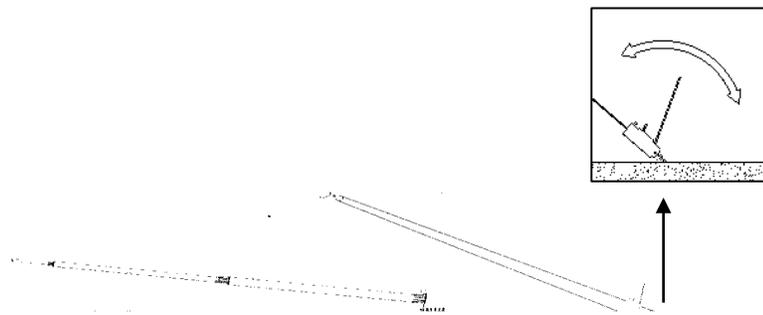
Figura 40. **Anclaje del mástil**



Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.
<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Previo a levantar el mástil, es recomendable ensayar el levantamiento del mástil o torre completo, antes de colocar el aerogenerador microeólico, esto permite ajustar y tensar los cables. Con el uso de un malacate, también conocido como triquet, se sujeta a una parte firme, esta puede ser un montacargas, tractor u otro vehículo para su levantado.

Figura 41. **Forma correcta de izar el mástil**



Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.

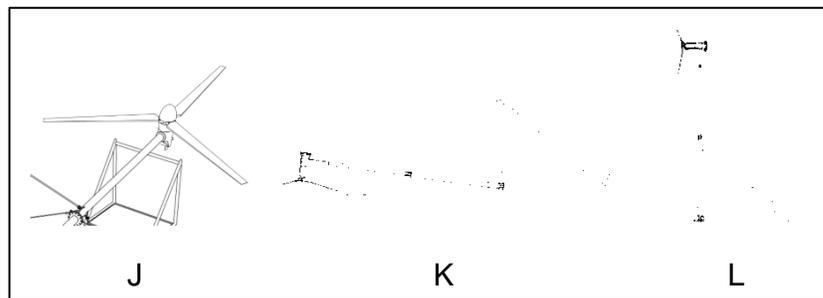
<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Una vez que se tengan instalados todos los componentes para el izado del mástil que soporta el aerogenerador, se realizan pruebas para comprobar la resistencia de tensión de los cables, al subir y bajar el mástil, asegurándose que se realicen todos los ajustes necesarios.

Una vez que sea seguro subir y bajar la torre, es el momento de instalar el generador microeólico, este se sitúa en la parte superior del mástil, habiendo cableado a nivel del suelo el generador y bloqueando el giro del rotor y el movimiento de la veleta justo antes de la elevación final de la turbina completa, para evitar posibles daños del aerogenerador.

Cuando la turbina está instalada, se levanta el mástil con el mismo procedimiento de las pruebas anteriores, levantando por completo el mástil y asegurando de una vez la base con las tuercas necesarias y tensando todos los cables retenedores.

Figura 42. **Izado del mástil con el modulo generador**



Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.
<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.1.6. **Instalación del regulador/inversor**

La parte del regulador controla la energía generada por el aerogenerador y/o paneles solares así como el estado de las baterías; previene la sobrecarga y descarga de baterías; mientras que la parte del inversor, transforma la energía almacenada en forma de CD en las baterías, en energía CA para uso doméstico. Pueden conectarse directamente a la red de suministro, permitiendo así instalaciones trifásicas, paralelo, *smartgrids*, o se puede incorporar un cargador para la recarga de las baterías.

Cuando se ha cableado e izado el mástil que sostiene el aerogenerador, se procede a la instalación del regulador/inversor, debido a que un aerogenerador microeólico tiene una potencia menor a 3 kW, dependiendo del

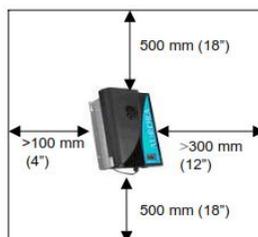
fabricante del regulador/inversor únicamente se necesitará un módulo. En algunos casos el inversor se vende por separado y es usado para cargar las baterías o para conectarlo directamente a la red de suministro. Si el fabricante del regulador no incluye el inversor interno, será necesario obtener un inversor externo.

Para la instalación del módulo regulador/inversor para un aerogenerador cuya potencia es inferior a 3 kW, solamente es necesario un módulo si este es monofásico o tres módulos si es trifásico; los criterios de instalación serán diferentes dependiendo de la marca o fabricante; sin embargo, existe un factor común de la instalación del módulo de regulación de un generador microeólico.

El primer dato común para la instalación de un regulador es el sitio de la instalación, este debe estar en un lugar seco lejos de la humedad, puede ser un sótano, o en la intemperie, protegido contra la lluvia.

Las distancias mínimas para la correcta instalación del módulo regulador/inversor serán de 0,5 metros sobre el nivel del suelo, 0,3 m de distancia en los costados, véase la figura siguiente:

Figura 43. **Distancia mínima requerida módulo regulador/inversor**



Fuente: *MAGNETEKPVI-3600-UOUT-UK-F-W*. <http://www.alternative-energies.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

El regulador/inversor debe instalarse utilizando métodos de cableado que sean contra el agua, regularmente, en la parte inferior del módulo. Se retira la tapadera para efectuar el cableado hacia el consumidor o aporte a la red, cableado hacia el módulo generador o cableado hacia el módulo de almacenamiento.

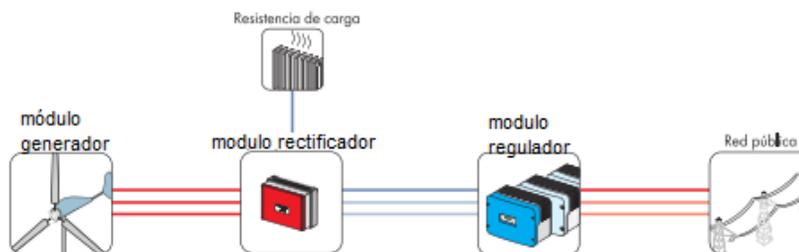
Para conectar el módulo generador con el módulo regulador/inversor, se han de seguir los siguientes pasos:

- Instalar el cableado adecuado entre el regulador/inversor y el módulo generador.
- Instalar los conectores adecuados.
- Etiquetar los cables + y – del módulo generador.
- Conectar el cable + al bloque de terminales del rectificador/inversor con la etiqueta +.
- Conectar el cable – al bloque de terminales del rectificador/inversor con la etiqueta –.
- Apretar los tornillos a un par de 0,6 Nm.
- Comprobar que las conexiones se han ejecutado correctamente y que los tornillos estén apretados.
- Cerrar el panel.

6.1.7. Instalación del rectificador

Cuando el módulo regulador/inversor no cuente con el inversor, el cual también se conoce como rectificador integrado a este, se debe obtener un módulo rectificador externo, el cual cumplirá la función de transformar la tensión de frecuencia variable de la turbina eólica CA en tensión continua CD y contiene el equipo de protección contra sobretensión. Algunos rectificadores funcionan únicamente combinando con la resistencia de carga. Sin embargo, con la ausencia de la resistencia de carga no existirá protección contra sobretensión del sistema.

Figura 44. Instalación rectificador



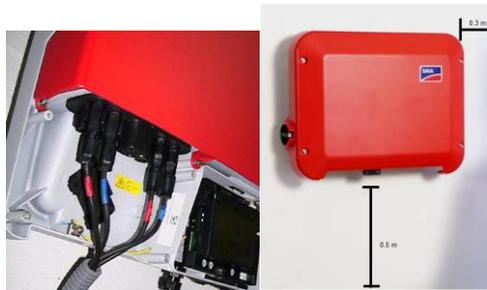
Fuente: *MAGNETEKPVI-3600-UOUT-UK-F-W*. <http://www.alternative-energies.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

El módulo rectificador se conecta entre el módulo generador y el módulo regulador; las especificaciones para su instalación comúnmente serán la altura, temperatura, lugar y cableado. El número de módulos rectificadores a instalar depende de la potencia del módulo generador; si el sistema es trifásico se instalarán 3 módulos y 1 módulo si es monofásico.

Dicho módulo debe instalarse a una altura mínima de 0,5 m sobre el nivel del suelo, a una separación de 0,3 m entre cada módulo, a una temperatura

mínima de 15° C y máxima de 40°C, con cableado de dimensiones correctas entre el módulo generador y el módulo regulador.

Figura 45. **Cableado y distancia mínima rectificador**



Fuente: *MAGNETEKPVI-3600-UOUT-UK-F-W*. <http://www.alternative-energies.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.1.8. Resistencia de carga

Como se mencionó anteriormente, la resistencia de carga sirve como protección contra sobretensión del módulo rectificador; además, sirve para cargar de forma adicional al módulo generador y transforma la energía sobrante en calor. La resistencia de carga debe estar diseñada para proporcionar una carga constante; sin embargo, el módulo rectificador se encarga de ello automáticamente.

Si se conecta una resistencia de carga inadecuada, corre el riesgo de disminuir la funcionalidad de la protección contra sobretensión o la destrucción del módulo rectificador. Debido a que la resistencia de carga transforma la energía sobrante en calor, para su instalación debe ubicarse a 0,5 metros de distancia de cualquier otro módulo.

Figura 46. **Resistencia de carga física**



Fuente: *MAGNETEKPVI-3600-UOUT-UK-F-W*. <http://www.alternative-energies.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.1.9. Instalación del módulo de almacenamiento de energía

El módulo de almacenamiento, también conocido como batería, debe instalarse en un lugar cerrado al cual se debe proporcionar ventilación con una entrada de aire a nivel bajo y una salida de aire en un punto más alto de la habitación; esto es necesario para la eliminación de gases que emanan de la batería.

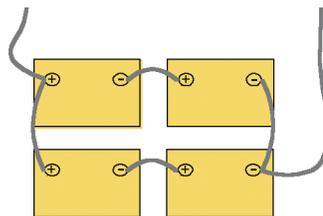
El módulo de almacenamiento de energía debe estar alojado de tal manera que el acceso pueda restringirse solo a personal autorizado, garantizando una contención adecuada, además de mantener un control de temperatura adecuado. Las terminales de las baterías deben estar protegidos para evitar cualquier contacto accidental con objetos o personas.

La temperatura ideal de funcionamiento oscila alrededor de los 25 °C; la consecuencia de tener por encima o por debajo de la temperatura especificada reducirá la vida útil y capacidad del módulo de almacenamiento.

El cableado de las baterías debe ser resistente a la corrosión puesto que los gases emanantes de la batería son corrosivos. Los dispositivos electrónicos no deben montarse encima o debajo del módulo de almacenamiento.

Para una correcta carga, las unidades deben conectarse en paralelo, estar en el mismo ambiente y tener la misma resistencia de conexión eléctrica.

Figura 47. **Cableado módulo acumulador**



Fuente: Proven Energy. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*.
<http://www.provenenergy.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

6.2 Normas de seguridad aplicadas

La seguridad es lo más importante a considerar durante la instalación de una torre y aerogenerador eólico; tomando en cuenta la norma de administración de seguridad y salud ocupacional, OSHA, se dan a conocer los más importantes para la instalación de una central microeólica, con el fin de mitigar riesgos de trabajo en las alturas, riesgos eléctricos o riesgos por exposición a los elementos de la intemperie.

Primero se considera que todas las conexiones eléctricas deben ser realizadas por un técnico calificado. Idealmente el aerogenerador debe estar

despejado de cualquier edificio u obstrucciones, la ubicación de los anclajes de la torre deben estar lejos de caminos, senderos u otro lugar transitable.

No se debe planificar la instalación del aerogenerador en días de viento. No se deje el generador funcionando libremente puesto que puede producir daños en él. Utilizar siempre el cableado adecuado según instrucciones del fabricante.

La instalación estructural y mecánica debe ser gestionada y supervisada activamente por una persona con experiencia, todos los trabajadores involucrados deben estar informados sobre la secuencia de operaciones antes de comenzar. Todo el personal debe usar equipo de protección apropiado incluyendo casco, botas de seguridad y chalecos reflectivos.

Proporcionar protección contra la subida de personas no autorizadas sin experiencia o sin el equipo de seguridad adecuado, detener el giro de las aspas antes de subir a la torre, puesto que un contacto con las aspas en movimiento puede resultar letal; evitar colocar objetos sobre el inversor o controlador, dichos módulos en funcionamiento normal emiten calor y si se bloquean las salidas de aire del módulo, puede ocasionar fallos e incendios.

Seguridad para manipulación de las baterías; mostrar signos de advertencia; no fumar; evitar el contacto con la piel u ojos utilizando equipo de protección, incluyendo guantes y gafas apropiadas; colocar etiquetas claras y fácilmente visibles; no encender interruptores de luz o realizar conexiones eléctricas; encender encendedores o cualquier tipo de chispa cerca de una batería recién cargada, estas pueden emitir gases explosivos e irritantes.

7. OPERACIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA

7.1. Regulación y control

La regulación de una central microeólica se lleva a cabo mediante el módulo regulador/inversor, el cual cuenta con una interfaz programable, con capacidad de monitoreo donde se puede controlar y revisar periódicamente el comportamiento del sistema microeólico instalado.

Usualmente, trabaja automáticamente y son libres de mantenimiento siempre y cuando la velocidad de la turbina esté entre el rango de velocidad variable, de esta manera el regulador proveerá energía a la red. Cuando esta se desconecta automáticamente puede haber sucedido una de dos cosas: la primer situación será cuando la turbina entre en modo de *stand-by* (poco viento); la segunda situación cuando la turbina comience su ciclo de operación normal, en otras palabras cuando esté completamente detenida o frenada.

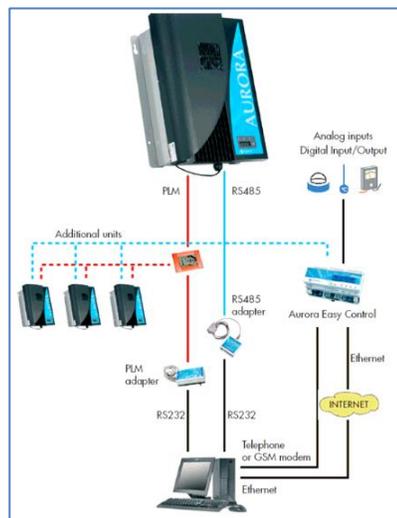
La programación de los reguladores, los cuales siempre estarán monitoreando continuamente; restauran el ciclo normal de trabajo de la turbina cuando los sensores detecten que la velocidad de rotación de la turbina sea la óptima.

El módulo regulador/inversor, generalmente, viene provisto de los siguientes componentes y varían según el fabricante.

- Indicadores led.

- Datos operativos en el display LCD.
- Transmisión de datos a la PC con cable serial RS-485.
- Transmisión de datos a Data Logger del fabricante, mediante puertos RS-232.
- Interacción y transmisión de datos de la red AC dedicado a las diferentes líneas de alimentación del modem (PLM – *power line modem*) los datos son almacenados en una PC equipada con un adaptador PLM opcional o bien con el Data Logger del fabricante.
- Capacidad de conectar y comunicar en serie los reguladores de otros aerogeneradores mediante PWM.

Figura 48. **Opciones de transmisión de datos para regulación y control**



Fuente: MagnetekPVI-3600-UOUT-UK-F-W. *Aurora inverters*. <http://www.alternative-energies.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Los datos provistos por el software de los módulos reguladores son transmitidos en tiempo real los cuales se muestran mediante el LCD aun cuando haya varios módulos conectados, estos datos varían según el fabricante; sin embargo, usualmente serán los siguientes:

- Voltaje de la red
- Corriente de la red
- Frecuencia de la red
- Potencia transferida a la red
- Temperatura
- Energía producida en el día
- Número Serial del módulo
- Número de manufacturación

Los datos obtenidos para la regulación de los módulos, una vez conectada la PC, variarán según el fabricante, pero en general serán los siguientes:

- Tiempo de conexión del aerogenerador a la red.
- Energía transferida a la red cada 10 segundos.
- Contador parcial de energía provista a la red cuando el aerogenerador está en operación.
- Contador de desconexión del aerogenerador por *stand-by* o stop total.

Entre el ciclo de operación de una central microeólica, con el módulo de regulación se puede describir mediante el *display*; los led indicadores que provee el fabricante, como se muestra en la figura 50, indican una función, proceso o fallo del módulo regulador.

Figura 49. **Display del módulo regulador e indicadores led**



Fuente: MagnetekPVI-3600-UOUT-UK-F-W. *Aurora inverters*. <http://www.alternative-energies.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

- Ningún led encendido: el regulador indica que está desconectado por escasas de viento.
- Led verde parpadeante: indica que el aerogenerador se prepara, configura y espera la conexión a la red.
- Led verde encendido: indica que el aerogenerador y el regulador funcionan correctamente.
- Led rojo encendido: indica que el dispositivo aerogenerador está aislado por exceso de viento.
- Led amarillo encendido: indica una falla o mal funcionamiento de alguna de las partes del circuito.
- Led amarillo parpadeante: indica que esta desconectado de la red.

Como es bien sabido, un UAEE aporta la energía generada a la red del distribuidor y el control o monitoreo de la energía aportada a la red se lleva a cabo mediante el contador bidireccional, el cual es instalado por deocsa, deorsa, o eegsa. Siendo esta la única forma de como las empresas distribuidoras llevan el control para reducir el monto de la factura a cobrar.

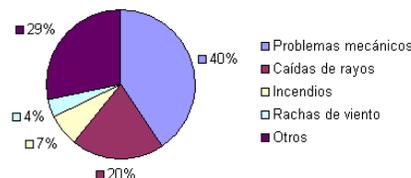
7.2. Mantenimiento

Es importante conocer las fallas más comunes, sus causas y como prevenir que las mismas sucedan y si en caso ocurren como solucionarlo.

7.2.1. Fallas más comunes

Las fallas reducen o anulan el correcto funcionamiento de los equipos; se clasifican según su naturaleza: mecánicas, eléctricas, electrónicas, etc. La información del origen, evolución y posibles causas son importantes para un correcto diagnóstico.

Figura 50. Origen de averías aerogeneradores microeólicos



Fuente: Bergeywindpower. *Land Tower Kit For Air Wind Module*. p. 24.

Usualmente, las averías habituales en un sistema microeólico son mecánicas, localizadas en engranajes, cojinetes y tornillería, debido a defectos del material, altas temperaturas, vibraciones, sobrecarga, etc.

Pueden presentarse fallas debido a las descargas de rayos por efectos atmosféricos debido a su ubicación elevada. El impacto de un rayo causa grietas, carbonizaciones, deformaciones de las aspas, sobretensiones y sobrecarga de acumuladores. Fallas por falso contacto o sobrecalentamiento de algún elemento pueden tener consecuencias graves, estos se originan en los cojinetes, por falta de lubricación.

Algunas de las fallas más comunes en el módulo regulador/inversor son visibles a través del display integrado; estos suelen variar según el fabricante pero se puede mencionar las más importantes y su significado; se definen en la tabla XXII.

Tabla XXIV. **Fallas del módulo regulador de una central microeólica**

Mensaje del Display LCD	código	Descripción
WindLow	W001 W002	Entrada de voltaje en el límite más bajo Energía del viento escaso
Input OC	E001	Entrada en sobrecorriente
Input OV	E002	Entrada de sobrevoltaje
Internal Error	E005 E019 E031 E032	Error de comunicación Error de lectura de sensor interno Error de lectura de voltaje Error de lectura de corriente
Out OC	E006	Terminal de salida en cortocircuito
CapacitorsFault	E015	Reemplazo de capacitor por falla
InverterFail	E016	Falla en inversor

Fuente: Installation and Operator's *Manual PVI-3600-OUTD-UK*, p. 18.

Las fallas más comunes que ocurren en el módulo de almacenamiento son: sobrevoltajes, altas temperaturas, pérdida de líquido, emanación de gases, y pérdida de capacidad de almacenamiento de energía.

7.2.2. Mantenimiento preventivo

Consiste en darle seguimiento a la identificación de mal funcionamiento detectado de la central microeólica instalada. Con el mantenimiento preventivo se busca garantizar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar su vida útil.

Los planes de mantenimiento preventivo se basan en acciones y periodos de mantenimiento recomendados por el fabricante, el cual mediante el análisis y control de los parámetros permisibles por el aerogenerador y sus módulos; permite reducir costos de mantenimiento, reducir el número de averías, aumentar su eficacia e incrementar el cuidado del medio ambiente.

El mantenimiento preventivo permite la identificación temprana de fallas por defectos de fabricante; sin embargo, si el mantenimiento preventivo no soluciona el problema, se opta por programar un mantenimiento correctivo de la máquina y sus componentes.

7.2.2.1. Revisión y limpieza

Se procede con la inspección visual para revisión de la condición mecánica, se observa y se escucha la base de la torre, detectando ruidos mecánicos, traqueteo o vibraciones. No debe haber zumbidos ni percibir vibraciones por la mano en el mástil de la torre.

Para la inspección de la torre, se siguen los pasos de inspección y mantenimiento especificados por el fabricante: se revisan grietas, curvas o partes rotas en las anclas y la estructura de la base, se revisa cualquier filamento roto y la tensión de los tirantes que soportan la torre.

Se inspeccionan los cables de la turbina, para ello se revisa que los cables de la turbina no queden excesivamente retorcidos ya que por el uso normal la turbina va a girar 30 grados completos.

Para la inspección de baterías, se debe revisar las conexiones de las baterías, apretar bornes, eliminar corrosión, proteger terminales, limpieza de tapas con bicarbonato sódico y añadir agua destilada si es necesario.

Se inspecciona si no existe corrosión en cada módulo sea el rectificador, resistencia de carga o bien un módulo regulador inversor. La corrosión se puede presentar en los bornes de conexión, debido a presencia de humedad en el lugar de la instalación.

Una vez que se ha revisado todo el sistema, se procede a realizar el mantenimiento preventivo, el cual según fabricantes recomiendan, incluir la limpieza y engrase de los rodamientos los cuales se comprueban si giran libremente; de lo contrario, si se observa algún tipo de roce o vibración será necesario engrasar el rotor principal y el cojinete de orientación.

Parte del mantenimiento preventivo es reapretar toda la tornillería; si se observa la ausencia de algún tornillo se debe reemplazar inmediatamente antes de que produzca daños mayores.

Para los aerogeneradores que cuentan con un sistema de frenado físico, se limpian las pastillas de freno, se comprueba su grosor y si están desgastadas, se reemplazan por nuevas y se revisa la operación de frenado mecánico.

En caso de que el sistema microeólico instalado cuente con transformadores, es necesario limpiar y realizar mediciones de tensión en bornes; si el transformador es refrigerado por aceite, será necesario realizar un análisis de aceite.

7.2.2.2. Identificación de riesgos

La correcta señalización ante potenciales riesgos para la salud, son de los aspectos más importantes para mantener la productividad, funcionalidad y eficiencia del proyecto. Pues cualquier intervención de personal no autorizado puede tener consecuencias graves.

Para la identificación de estos potenciales riesgos se emplean señalizaciones de precaución y se lleva a cabo todas las medidas de seguridad necesarias para evitar cualquier suceso ligado con la intervención humana; es por ello que de ser posible todos los módulos exceptuando el módulo generador que está a la intemperie, deben estar en una habitación cerrada, reduciendo de esta manera las condiciones de vulnerabilidad del usuario.

Figura 51. Señalización para identificación de riesgos



Fuente: Avisos de seguridad. <http://google./avisosdeseguridad.jpg>. Consulta 4 de abril de 2017.

7.2.3. Mantenimiento correctivo

Todas las acciones que cumplen con la finalidad de reparar fallas que no pudieron ser solucionadas en el mantenimiento preventivo; algunas veces estos mantenimientos correctivos ocurren por sucesos naturales o fallas mecánicas impredecibles.

Llegar a la etapa del mantenimiento implica la indisponibilidad de las máquinas por un periodo de tiempo. Si el sistema está conectado a la red se refleja en pérdidas económicas y baja retribución por no inyectar a la red la cantidad de energía necesaria. En otros casos las baterías pueden derramar ácido o perder su capacidad de almacenamiento.

Frecuentemente, se llega a esta etapa debido a influencias aleatorias como utilización inadecuada o mala inspección, mantenimiento inadecuado, condiciones ambientales, errores de instalación, errores de fabricación, sobreesfuerzos de los módulos, materiales inadecuados, altas temperaturas, desgaste y envejecimiento.

Muchos de los problemas de la etapa de corrección, son mecánicos, los cuales pueden ser solucionados con el reemplazo de sus piezas. Si los problemas son eléctricos, solo personal capacitado debe detectar, corregir y poner en marcha de nuevo el sistema.

Un aspecto importante es que antes de manipular el sistema completo, se debe frenar la máquina, desconectar baterías, bajar la torre y realizar una revisión mecánica completa al aerogenerador eólico, se reemplace o repare cualquier parte floja o con desgaste a nivel del suelo. Si el daño ocurrió en

algún otro módulo, se puede dejar el aerogenerador en su lugar y frenar el giro de las aspas del generador.

Usualmente se revisa y aprietan todas las tuercas de la torre, pernos y tornillos del aspa del aerogenerador, se revisan rodamientos de cojinetes; se reemplaza si estos están desgastados; es recomendable un cambio de estos cada 3 años. Limpiar totalmente el aspa para eliminar suciedad y residuos; reemplazar las aspas si estas presentan grietas, rajaduras o daños.

7.2.3.1. Corrección de las principales fallas

A continuación, se especifican las correcciones de las principales fallas presentadas en generadores microeólicos.

Tabla XXV. Causas, fallas y corrección de averías

FALLA	CAUSA	CORRECCIÓN
Aspas no giran	Cableado desde el aerogenerador al regulador	Revisión o cambio del cableado.
	Freno auxiliar enclavado	Desconectar freno auxiliar.
	Diodos del regulador en cortocircuito	Desconectar fases del aerogenerador del regulador.
	Cortocircuito en fases del generador	Desconexión de fases y revisión uniones del cableado.
Aspas giran muy rápido y no carga	Batería desconectada o defectuosa	Comprobar voltajes y sujeción de bornes.
	Velaje incorrecto entre baterías, regulador y aerogenerador	
	Fases del aerogenerador desconectadas	
Aerogenerador frenado automáticamente con poco viento	Las baterías pueden estar siendo cargadas por otros equipos (paneles solares)	El funcionamiento es correcto.
Demasiado viento y no se frena aerogenerador	El freno regulador no es suficiente para frenar el giro del aerogenerador	Accionar freno físico de forma intermitente hasta detener el giro

Continuación de la tabla XXV.

Tensión de la batería demasiado alto	Regulación de voltaje demasiado alto	Ajustar la regulación de voltaje de la batería.
	Conexión defectuosa del acumulador	Revisar bornes de conexión entre la batería y sus elementos, apretar tornillería de conexiones.
Las baterías no se cargan completamente	Tensión demasiado bajo Carga demasiado grande	Ajustar regulación de voltaje de la batería, eliminar cargas del sistema.
Rotor desbalanceado	Veleta desalineada, aspas dañadas	Ajuste del ángulo de las aspas.
La pantalla del regulador no muestra información	Batería desconectada	Revisar cableado de CD y comprobar existencia de tensión en el regulador.
	Circuito impreso defectuoso	Revisar conectores en la placa del circuito, si existen fallas contactar al proveedor.
El regulador se calienta demasiado	Baterías demasiado pequeñas o muy bajo consumo	Revisar el dimensionado de la instalación.
	Vientos demasiado fuertes	El funcionamiento es correcto, proceder a frenar el aerogenerador si las baterías están completamente cargadas.
Vibraciones del aerogenerador	Tornillos flojos	Reapretar todos los tornillos.
	Palas descompensadas	Revisar el estado de las palas, de estar dañadas contactar al proveedor.
Ruido mecánico intermitente	Rozamiento entre elementos	Colocar y apretar tornillos de la carcasa.
	Ruido interior	Revisar si el rotor gira correctamente o si los rodamientos pueden estar dañados.

Fuente: elaboración propia.

8. APLICACIÓN DE UNA CENTRAL MICROEÓLICA

8.1. Planteamiento del problema

Actualmente, el propietario de una construcción en la ciudad de Guatemala tiene un consumo de 1008 kWh/mes y no cuenta con ningún sistema de autoproducción; el precio del kWh de su distribuidor, EEGSA, es de Q 1,95 incluyendo IVA e impuesto de alumbrado público; por lo que actualmente paga la cantidad de Q 1 965,60. La velocidad de viento promedio es de 4,4 m/s, constante de zona $K=2$, a 600 msnm, coeficiente geométrico de terreno 0,143, altura de medida 10 m y factor de turbulencia del 3%. Plantear una solución para la autoproducción de energía con una central microeólica para reducir cobro mensual. El análisis comprende las siguientes actividades:

- Dimensionar la instalación microeólica
- Elaborar presupuesto
- Determinar periodo de retorno de la inversión

8.2. Resolución del problema

A continuación se desarrolla paso a paso los análisis que se deben realizar para considerar si es factible o no, realizar una instalación de este tipo considerando los distintos factores para su correcta aplicación.

8.2.1. Dimensionamiento instalación microeólica

Se tienen los datos de entrada, por lo que se determina lo siguiente:

Tabla XXVI. Datos iniciales

Datos de entrada	
Media viento (m/s) =	4,4
Constante zona K =	1,2
Sitio altitud (m) =	600
Coef.de geo. terreno =	0,143
Altura de medida (m) =	10
Altura de la torre (m) =	15
Factor de turbulencia =	3,0%

Fuente: elaboración propia.

- Velocidad del viento en el eje

$$V(h) = V_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha = 4,4 \left(\frac{15}{10}\right)^{0,143} = 4,66 \text{ m/s} \quad [\text{Ec. 23}]$$

- Variación de densidad del aire

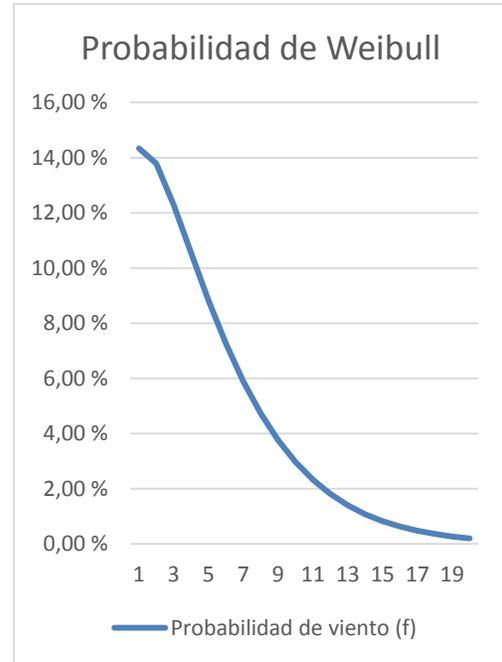
$$\rho = (\text{altitud} * 0,000918) = (600 * 0,000918) = 6 \% [m/s] \quad [\text{Ec. 24}]$$

- Potencia media de salida

$$P_{med} = 1,01 \sum_{n=0}^{20} [Pot (kW) * P(v)] = 1,49 \text{ kW} \quad [\text{Ec. 25}]$$

Figura 52. Ejemplo análisis de probabilidad Weibull

Velocidad del viento (m/s)	Potencia (kW)	Probabilidad de viento (f)	Neto kW @ V
1	0,00	14,34 %	0,000
2	0,00	13,79 %	0,000
3	0,00	12,28 %	0,000
4	0,23	10,53 %	0,024
5	0,73	8,82 %	0,065
6	1,51	7,26 %	0,110
7	2,34	5,89 %	0,138
8	3,35	4,73 %	0,158
9	4,45	3,76 %	0,167
10	5,64	2,97 %	0,167
11	6,87	2,33 %	0,160
12	8,25	1,81 %	0,149
13	8,71	1,40 %	0,122
14	9,17	1,08 %	0,099
15	7,33	0,83 %	0,061
16	5,50	0,63 %	0,035
17	2,47	0,48 %	0,012
18	2,75	0,36 %	0,010
19	2,75	0,27 %	0,007
20	2,75	0,20 %	0,006
Totales:		93,74 %	1,489



Fuente: elaboración propia.

- Energía media de salida por día

$$E_{med \times dia} = P_{med} * 24 h = 1,49 * 24h = 35,7 kWh \quad [Ec. 26]$$

- Energía media de salida anual

$$E_{med \times año} = E_{med \times dia} * 365 dias = 35,7 kWh * 365 = 13 045 kWh \text{ anual} \quad [Ec. 27]$$

- Energía media producida por mes

$$E_{med} = \frac{E_{med \times año}}{12} = \frac{13 045 kWh}{12} = 1 087 kWh/mes \quad [Ec. 28]$$

- Porcentaje de funcionamiento

$$\%_{func} = \sum(prob\ de\ viento\ weibull\ f) = 53,3\ \% \quad [Ec. 29]$$

Tabla XXVII. **Resultados del ejemplo**

Resultados:	
Velocidad viento en el eje (m/s) =	4,66
Variación densidad del aire =	-6 %
Media potencia de salida (kW) =	1,49
Energía de salida día (kWh) =	35,7
Energía de salida año (kWh) =	13,045
Energía media mes =	1,087
Porcentaje de funcionamiento =	53,3 %

Fuente: elaboración propia.

Los resultados indican que para satisfacer la demanda requerida de 1008kWh/mes, se tiene un consumo diario promedio de 33,6 kWh/día y la potencia de salida promedio diario del generador es de 35,7 kWh/día; por lo tanto la instalación de un solo aerogenerador satisface la demanda, el aerogenerador recomendado será el de 10 KW, puesto que el fabricante especifica que dicho aerogenerador puede funcionar con una velocidad de viento menor a 4 m/s.

$$E = \frac{E_U}{R} = \frac{33,6kWh}{0,9} = 37\ 333\ Wh \quad [Ec. 35]$$

$$C_{bat} = \frac{E \cdot D}{P_d} = \frac{37\ 333Wh \cdot 1}{0,65} = 57\ 656\ Wh \quad [Ec. 36]$$

$$C_{bat} = \frac{C_{bat}}{12V_{DC}} = \frac{57\ 656\ Wh}{12V_{DC}} = 4\ 804\ Ah \quad [Ec. 37]$$

La capacidad de las baterías a instalar es de 400 Ah, 12V, la cantidad de baterías será:

$$\text{Núm. baterías} = \frac{4\,804\text{ Ah}}{400\text{ Ah}} = 12\text{ baterías}$$

8.2.2. Presupuesto

Tabla XXVIII. Presupuesto, ejemplo

	Características requeridas art. 14 NTGDR	10kW
Aerogenerador	Dispositivo de desconexión del generador	\$7 201,00
controlador de voltaje conexión a red 10kW	Disparo por sobrevoltaje Disparo por bajo voltaje	\$1 470,00
inversor a la red ABB	Disparo por sobre/baja frecuencia Chequeo de sincronismo Automático/manual Dispositivo de desconexión de la interconexión	\$1 383,00
inversor carga baterías Ainelec 10kW		\$833,00
torre 15 m		\$2 075,00
Pack baterías Rolls Led Acid 120 V 400 Ah		\$1 104,00
Tableros	Dispositivo de interrupción	\$100,00
mano de obra		\$300,00
Grúa		\$320,00
Cimentación		\$100,00
	Tipo de cambio	Q7,80
	Total de la inversión	Q 116 330,80

Fuente: elaboración propia.

El tiempo estimado de la instalación puede variar, dependiendo de la lejanía del lugar, la accesibilidad y la disponibilidad de los módulos que componen la central micro eólica.

8.2.3. Retorno de la inversión

Es de conocimiento que actualmente el propietario cancela la cantidad de Q1 965,60 por lo tanto, se procede a realizar el análisis del monto a cancelar; siendo UAEE por medio de generadores microeólicos para observar el comportamiento de la inversión en el tiempo y determinar un periodo de retorno de la inversión.

Tabla XXIX. Análisis del monto a cancelar siendo UAEE

Medición de energía	Ejemplo	unidad
Ener. Entregada por la distribuidora	1008	kWh/mes
Ener. Inyectada por UAEE	1008	kWh/mes
Demanda neta	0	kWh/mes

Tarifa sin medición de potencia	BTSS (social)	BTS (no social)
Cargos por generación y transporte	0,876894	0,876894
Cargos por distribución (VAD BT Y MT)	0,265138	0,265138
Tarifa total (cargos de gen y transp + cargos Distribución)	1,142032	1,152703
Cargo fijo	10,006719	1,006719

Cargos	Factura con autoproducción CNEE-171-2008	Factura con autoproducción CNEE-227-2014, (los cargos de distribución se pagan en función de la energía entregada por la distribuidora)		
	Total a facturar	Tarifa aplicada	Energía	Total facturar a
cargos generación y transporte	0,00	0,876894	0	0,00
Cargos por Distribución (CAD BT y MT)	0,00	0,265138	1008	267,26
Cargo fijo	10,01	10,006719		10,01
Aporte INDE	0,00			0,00
Total sin impuestos	10,01			277,27
IVA	1,20			33,27
Tasa de AP (13%)	1,30			36,05
Total a pagar con impuestos + AP (GTQ)	12,51			346,59

Fuente: *Calculador php*. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/calculador.php>. Consulta: 4 de abril de 2017.

Realizado el análisis del monto a cancelar convirtiéndose en UAEE por medio de generadores microeólicos, se determina que el monto a cancelar, asciende a Q346,59.

La inversión inicial aproximada para convertirse en UAEE, por medio de generadores eólicos asciende a la cantidad de Q 116 330,80, dato que se obtuvo en la etapa del presupuesto.

Por lo tanto, el retorno de la inversión se analiza de la siguiente manera; considerando que el precio de la energía es de Q 1,95 el kWh, por lo que el propietario cancela la cantidad de Q1 965,60 multiplicado por 12 meses, se obtiene el valor de 23 587,20 que es el pago anual que se realiza al distribuidor DEOCSA.

Tomando en cuenta que toda energía generada por el sistema es inyectado a la red y este se refleja como un descuento en el monto de la factura, dicho monto ahorrado sirve para estimar la recuperación de la inversión.

La energía generada anualmente por los equipos instalados, es de 13 045kWh, al precio de la energía de Q 1,95 el kWh; anualmente se genera la cantidad de Q 25 091,16, a este monto ya se le descontó el valor de la factura mensual por ser UAEE; este valor simboliza el ingreso neto anual, UAEE que se obtendría si no se dependiera de la red de distribución.

El valor del flujo de fondos netos no es más que la diferencia del monto a cancelar sin autoproducción anual y los ingresos netos anuales por ser UAEE.

Tabla XXX. **Análisis retorno de la inversión**

Retorno de la inversión sin autoproducción vrs UAEE					
AÑO	Tasa de incremento 3%	Monto a cancelar sin autoproducción	Ingresos netos con UAEE	Flujo de fondos netos	Valor actual neto
0			116330,80	-116110,80	-116110,80
1	1,03	23 587,20	25 091,16	7 512,24	-108 598,56
2	1,03	18 106,29	25 843,89	7 737,61	-100 860,95
3	1,03	18 649,48	26 619,21	7 969,74	-92 891,22
4	1,03	19 208,96	27 417,79	8 208,83	-84 682,39
5	1,03	19 785,23	28 240,32	8 455,09	-76 227,30
6	1,03	20 378,79	29 087,53	8 708,75	-67 518,55
7	1,03	20 990,15	29 960,16	8 970,01	-58 548,55
8	1,03	21 619,85	30 858,96	9 239,11	-49 309,44
9	1,03	22 268,45	31 784,73	9 516,28	-39 793,16
10	1,03	22 936,50	32 738,27	9 801,77	-29 991,39
11	1,03	23 624,60	33 720,42	10 095,82	-19 895,56
12	1,03	24 333,34	34 732,03	10 398,70	-9 496,87
13	1,03	25 063,34	35 773,99	10 710,66	1 213,79
14	1,03	25 815,24	36 847,21	11 031,98	12 245,77
15	1,03	26 589,69	37 952,63	11 362,94	23 608,70
16	1,03	27 387,38	39 091,21	11 703,83	35 312,53
17	1,03	28 209,01	40 263,95	12 054,94	47 367,47
18	1,03	29 055,28	41 471,86	12 416,59	59 784,06
19	1,03	29 926,93	42 716,02	12 789,09	72 573,14
20	1,03	30 824,74	43 997,50	13 172,76	85 745,90
21	1,03	31 749,48	45 317,43	13 567,94	99 313,84
22	1,03	32 701,97	46 676,95	13 974,98	113 288,82
23	1,03	33 683,03	48 077,26	14 394,23	127 683,05
24	1,03	34 693,52	49 519,57	14 826,06	142 509,11
25	1,03	35 734,32	51 005,16	15 270,84	157 779,94
TOTAL (Quetzales)				157 779,94	

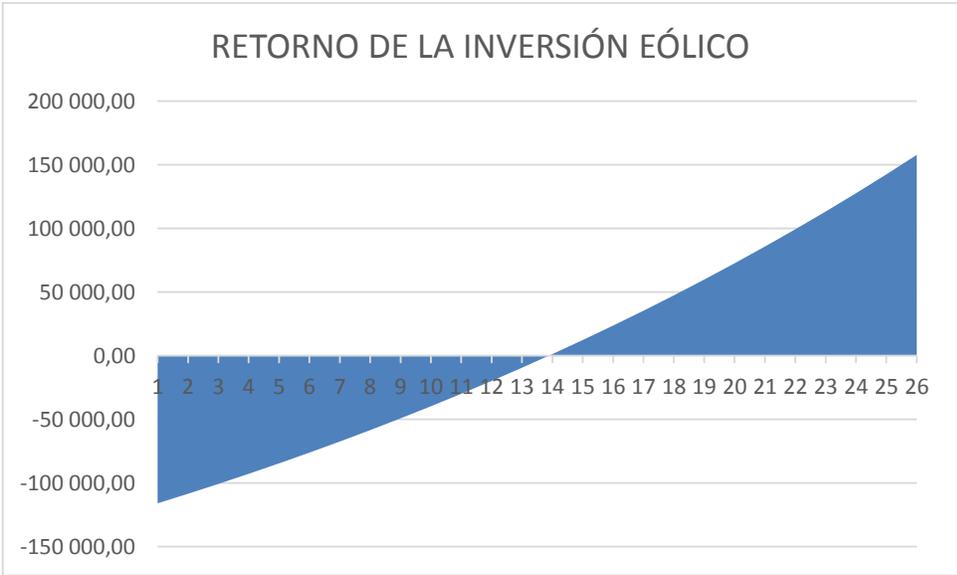
Fuente: elaboración propia.

8.2.4. Análisis gráfico del periodo de retorno de la inversión

Una vez realizado el análisis financiero en el que se tomaron en cuenta los ingresos vrs los egresos se visualiza la gráfica titulada retorno de la inversión eólicoen la cual se visualiza, de forma gráfica el comportamiento anual del flujo de fondos determinando así el periodo de retorno de la inversión.

El monto total de la inversión se recupera en un periodo de 14 años; esto no quiere decir que a partir del primer día de puesta en marcha no se haya visto un ahorro significativo más bien quiere decir que a partir del año 14 se dice que la central generadora está produciendo solo utilidades.

Figura 53. Visualización del retorno de la inversión



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El potencial eólico en Guatemala es de 7840 MW, según estudios realizados por el AMM y el MEM.
2. Los beneficios de ser UAEE serán: el aporte de energía a la red y el crédito otorgado por el distribuidor disminuyendo drásticamente el cobro mensual de la energía utilizada de la red.
3. La factibilidad de un proyecto eólico está ligado a su costo, pues la recuperación de la inversión inicial con los precios actuales oscila entre 10 y 12 años.
4. La suma total de potencia inyectada a la red de los UAEE de todas las distribuidoras es de 10 135,75 kW
5. Los estudios necesarios para la elección de equipos son: la ubicación del lugar determinar probabilidad del viento potencia requerida por el usuario dimensionar equipos a utilizar instalación de equipos y puesta en marcha del proyecto.
6. Los costos para la ejecución de un proyecto microeólico dependen de su potencia a instalar y la demanda a sufragar el monto oscila entre Q116 330,80 – Q553 060,61
7. Los principales problemas presentados en las turbinas eólicas son en su mayoría mecánicas las cuales pueden solucionarse con la lubricación de

piezas o reapretar tornillos; en el caso de problemas eléctricos pueden presentarse sobrevoltajes por descargas eléctricas atmosféricas y calentamiento de equipos los cuales se solucionan con el reemplazo del equipo en falla.

8. Es importante que al momento de realizar la instalación de cualquier módulo, se realicen siguiendo las instrucciones del fabricante para evitar posibles errores en su montaje o conexión.
9. Con el desarrollo del presente trabajo se logra demostrar que es factible realizar un proyecto eólico de tipo residencial en la ciudad de Guatemala aunque el retorno de inversión es un poco largo (12 años).

RECOMENDACIONES

1. Para garantizar una apropiada instalación de aerogeneradores es necesario realizar mediciones de viento en el lugar de emplazamiento por un periodo de tiempo no menor a 4 meses.
2. Debido a que el comportamiento del viento es variable a diferentes horas del día es recomendable instalar paneles solares formando así sistemas híbridos que compensen la falta de generación eólico por escasez de viento.
3. Aun cuando las empresas distribuidoras de electricidad están obligadas a realizar tendido eléctrico para satisfacer la demanda en los rincones más lejanos del país es recomendable instalar proyectos que estén a una distancia razonable de la red de distribución.
4. Para realizar una correcta cimentación de la torre es necesario seguir las instrucciones de una persona cuyo campo sea ingeniería civil, para evitar posibles vibraciones o fisuras en la torre.
5. Realizar la instalación del cableado y montaje del aerogenerador a nivel del suelo e izar el mástil con rotor del aerogenerador bloqueado para evitar daños en los equipos.
6. Para obtener documentación necesaria para la realización del trámite para ser UAEE es necesario ir personalmente a las oficinas del

distribuidor sea este Eegsa, Deocsa o Deorsa, para solicitar la papelería correspondiente.

7. El tiempo de la recuperación de la inversión inicial oscila entre 10 y 12 años, sin embargo, este valor puede variar dependiendo del valor de los equipos a instalar; es por ello que se recomienda la búsqueda de financiamiento bancario debido a que los costos son altos.
8. Realizar rutinas de mantenimiento para evitar posibles fallas a largo plazo que disminuyan el tiempo de vida útil del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista, AMM. *Guía indicativa de requisitos para el registro de un GDR en el MM*. Guatemala: Serviprensa S.A., 2014. 172 p.
2. *Aerogenerador Bee 800 XD17B001*. [en línea]. <<http://www.bornay.com>>. [Consulta: 4 de abril de 2017].
3. A. SPERA, David. *Wind Turbine technology fundamental concepts of wind turbine engineering*. EE.UU.: ASME Press, 1994. 125 p.
4. Bornay Aerogeneradores. *Torres basculantes y auto soportadas*. [en línea]. <<http://www.bornay.com>>. [Consulta: 4 de abril de 2017].
5. CÁCERES LUQUE, Sergio. *Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical*. Chile: Universidad de Chile, 2004. 314 p.
6. *Catálogo Aerogeneradores bornaymb mecanismos*. [en línea]. <<http://www.bornay.com>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
7. CHICOJAY COLOMA, Carlos. *Impacto en la matriz energética de Guatemala debido a la generación de energía eólica*. Trabajo de graduación de Ing. Industrial. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2010. 180 p.

8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Flujo de conexión del usuario autoproducer con excedentes de energía, UAEE. Resolución CNEE-227-2014*. Guatemala: Serviprensa S.A., 2014. 198 p.
9. _____. *Ley general de electricidad, Decreto No. 93-96*. Guatemala: Serviprensa S.A., 2013. 20 p.
10. _____. *Marco legal del subsector eléctrico de Guatemala*. Guatemala: Serviprensa S.A., 2016. 56 p.
11. _____. *Norma de acometidas de EEGSA, resolución CNEE-61-2004*. Guatemala: Serviprensa S.A., 2004. 88 p.
12. _____. *Norma de coordinación comercial, NCC. Norma de Coordinación Comercial*. Guatemala: Resolución NCC-12 13.4.1 inciso f, 2016. 89 p.
13. _____. *Norma técnica de generación distribuida renovable, NTGDR. Autorización y medición neta de energía eléctrica de usuarios con excedentes de energía en el punto de consumo*. Guatemala: Serviprensa S.A., 2017. 213 p.
14. _____. *Norma técnica del servicio de distribución, NTSD. Norma técnica del servicio de distribución*. Guatemala: Resolución CNEE-09-99, 2010. 148 p.
15. _____. *Normas técnicas para la conexión operación control y comercialización de la generación distribuida renovable y usuarios*

- autoprodutores con excedentes de energía resolución CNEE núm. 171-2008. Guatemala: Serviprensa S.A., 2010. 277 p.*
16. _____. *Normas técnicas para la generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía resolución CNEE núm. 227-2014. Guatemala: Serviprensa S.A., 2014. 145 p.*
 17. _____. *Perspectivas de los planes de expansión. Guatemala: Serviprensa S.A., 2012. 90 p.*
 18. _____. *Reglamento de la ley general de electricidad acuerdo gubernativo número 256-97. Guatemala: Serviprensa S.A., 2013. 64 p.*
 19. _____. *Reglamento de la ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable acuerdo gubernativo núm. 211-2005. Guatemala: Serviprensa S.A., 2013. 104 p.*
 20. _____. *Resumen de usuarios autoprodutores con excedentes de energía, UAEE. Guatemala: Serviprensa S.A., 2016. 141 p.*
 21. _____. *Tarifas reembolsables, resolución CNEE-02-2009. Guatemala: Serviprensa S.A., 2009. 120 p.*
 22. Congreso de la República de Guatemala. *Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica decreto número 96-2000. Guatemala: Gobierno de Guatemala, 2000. 188 p.*
 23. CONTRERAS, Erick Rodolfo. *Diseño de sistema de generación de energía solar foto voltaico. Trabajo de graduación de Ing.*

Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2008. 141 p.

24. CUESTA SANTIANES M.; CABRERA JIMÉNEZ, J. y PÉREZ MARTÍNEZ, M. *Aerogeneradores de potencia inferior a 100 kW*. España: CIEMAT, 2008. 20 p.
25. *Entrenador de energía eólica con túnel de viento*. [en línea]. <<http://www.3eequipos.com>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
26. FERNÁNDEZ DIEZ, Pedro. *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética Energía Eólica*. Colombia: Universidad de Cantabria, 2010. 219 p.
27. IB, Troen y LUNDTANG PETERSEN, Erik. *Recursos eólicos y cálculo de la producción de energía en aerogeneradores*. EE.UU.: ASME Press, 1991. 155 p.
28. Installing small wind-powered electricity generation systems. *Energy efficiency best practice in housing*. [en línea]. <<http://www.est.org.uk/bestpractice>>. [Consulta: 4 de abril de 2017].
29. Instituto Nacional de Sismología Vulcanología Meteorología e Hidrología. *Atlas climatológico niveles de humedad y niveles isoceraunicos*. Guatemala: INSIVUMEH, 2003. 20 p.
30. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Energía eólica*. Madrid, España: IDAE, 2006. 234 p.

31. Joliet Technology SL. *Joliet-europe*. [En línea].<<http://Joliet-europe.com>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
32. LINARES, Pedro Pablo. *Marco jurídico de la generación distribuida renovable en Guatemala Chile Costa Rica y México como otra alternativa de generación de energía eléctrica*. Guatemala: Universidad Rafael Landívar, 2014. 125 p.
33. MagnetekPVI-3600-UOUT-UK-F-W. *Aurora inverters*. [en línea]. <<http://www.alternative-energies.com>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
34. Ministerio de Energía y Minas, MEM. *Energía eólica en Guatemala*. Guatemala: Dirección General de Energía, 2017. 122 p.
35. _____. *Guía del inversionista. Resumen de mediciones eólicas*. Guatemala: Dirección General de Energía, 2010. 182 p.
36. _____. *Política energética 2013-2027*. Guatemala: Dirección General de Energía, 2010. 112 p.
37. *Precios, catálogo aerogeneradores innova*. [en línea]. <<http://www.innova.com>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
38. Proven energy Ltd. *Battery charging installation manual*. [en línea].<<http://www.provenenergy.com>>. [Consulta: 4 de abril de 2017].

39. _____. *Hutchinson 9m Tower Pad Foundation Instructions*. [en línea]. <<http://www.provenenergy.com>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
40. *Requeriments forelectrical installations*. [en línea]. <<http://www.ieee.org>>. [Consulta 4 de abril de 2017].
41. *Sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad*. [en línea]. <<http://www.eere.energy.gov>>. [Consulta: 8 de marzo de 2017].
42. *Step V2 plantas eólicas* [en línea]. <<http://www.step-gmbh.at>>. [Consulta: 4 de abril de 2017].
43. VICO A., Vela. *Parque eólico de conexión a la red*. España: Solenera, 2002. 280 p.
44. *Windy Boy Protection Box*. [en línea]. <<http://www.SMA.com>>. [Consulta: 4 de abril de 2017].

APÉNDICE

Apéndice 1. **Resumen UAEE por departamentos en Guatemala**

Resumen UAEE por departamentos según las distribuidoras del país				
Distribuidora	Departamentos	Usuarios UAEE por departamentos	Usuarios UAEE por potencia instalada kW	
EEGSA	Guatemala	1216	5945,41	
	Sacatepéquez	104	465,68	
	Escuintla	58	511,78	
DEORSA	Chiquimula	35	1277,96	
	Zacapa	23	207,66	
	Izabal	16	154,63	
	Santa Rosa	15	108,75	
	El Petén	10	94,2	
	Jutiapa	9	79,78	
	Alta Verapaz	7	78,61	
	Escuintla	4	25	
	El progreso	3	5,98	
	Baja Verapaz	3	2,58	
	Jalapa	1	4,8	
	Guatemala	1	3,15	
	DEOCSA	Sololá	18	98,26
		Suchitepéquez	16	751,3
Retalhuleu		13	61,78	
Chimaltenango		7	19,26	
Quetzaltenango		5	35,91	
Escuintla		5	63	
Totonicapán		4	66,24	
San Marcos		4	66,92	
El Quiché		3	7,08	

Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. Formulario de informe al distribuidor

**FORMULARIO PARA QUE EL USUARIO AUTOPRODUCTOR CON EXCEDENTES DE ENERGÍA
INFORME AL DISTRIBUIDOR SOBRE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN DENTRO DE SUS
INSTALACIONES**

ESPACIO PARA SELLO DE EMPRESA CON FECHA
DE RECEPCIÓN DE LA SOLICITUD

1. Datos generales del usuario:

Nombre del usuario o representante legal: _____

Razón social de la entidad: _____

Dirección: _____

Municipio: _____ Departamento: _____

Teléfono: _____ Correo electrónico: _____

Número de identificación del usuario ante el Distribuidor:

EEGSA (correlativo): _____

DEOCSA (NIS): _____

DEORSA (NIS): _____

EEM: _____

2. Datos generales del proyecto:

2.1 Fuente de energía renovable (marque la(s) que corresponda(n):

Biomasa Eólica Geotérmica

Hidráulica Solar

2.2 Especificaciones técnicas:

Número de unidades generadoras _____ Potencia total instalada _____ kW

2.3 Medios de protección, control y desconexión automática: Si No

Describir las características: _____

Manifiesto que NO deseo participar como vendedor de energía eléctrica y solicito realizar la inspección técnica correspondiente y el suministro e instalación del medidor bidireccional respectivo. (En el caso de Usuarios regulados, el suministro e instalación del medidor respectivo lo cubrirá el Distribuidor, mientras que los Grandes Usuarios son responsables de su sistema de medición)

Lugar y Fecha: _____ día _____ mes _____ año _____

DPI (CUI) _____ Firma: _____

Fuente: *Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.* <https://eegsa.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Anexo 2. Formulario de informe al distribuidor

	DEPARTAMENTO DE CLIENTES CORPORATIVOS Y REGULACIÓN
Grupo-eprog	FIRMA DEL SOLICITANTE: _____
FORMULARIO para que los usuarios AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA Proporcionen datos sobre las unidades de GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE ubicadas dentro en su instalación.	
1. Datos generales del usuario:	
Nombre del usuario o representante legal: _____	
Razón social de la empresa o entidad: _____	
Dirección: _____	
Teléfono fijo: _____ Celular: _____ Email: _____	
2. Localización de la instalación:	
Dirección: _____	
Número de contador: _____ Correlativo: _____	
3. Datos generales del proyecto:	
3.1 Fuente de energía renovable: marque la(s) que corresponda(n)	
Hidráulica <input type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/> Biomasa <input type="checkbox"/>
Vapor <input type="checkbox"/>	Micro turbina <input type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/>
Geotérmica <input type="checkbox"/>	Otra: _____
3.2 Especificaciones técnicas	
Número de Unidades Generadoras: _____ Potencia total instalada: _____ KW	
Favor de describir las características: _____	
3.3 Estatus del Sistema generador	
Instalado <input type="checkbox"/> En Proceso <input type="checkbox"/>	
3.4 Tipo de Acometida	
100 Amperios <input type="checkbox"/>	200 Amperios <input type="checkbox"/> Caja Tipo IV <input type="checkbox"/>
Caja tipo II <input type="checkbox"/>	Tablero Múltiple <input type="checkbox"/> Otros <input type="checkbox"/>
Formulario vigente 02 según resolución CNEE-227-2014	

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. <https://eegsa.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

Anexo 3. Constancia de inspección técnica

**CONSTANCIA DE INSPECCION TÉCNICA EN INSTALACIONES DE UN USUARIO AUTOPRODUCTOR
CON EXCEDENTES DE ENERGÍA**

1. Datos generales del usuario:

Nombre del usuario o representante legal: _____

Razón social de la entidad: _____

Dirección: _____

Municipio: _____ Departamento: _____

Teléfono: _____ Correo electrónico: _____

Número de identificación del usuario ante el Distribuidor:

EEGSA (correlativo): _____

DEOCSA (NIS): _____

DEORSA (NIS): _____

EEM: _____

2. Conformidad de la Inspección técnica:

El (los) representante(s) del Distribuidor y el (los) representante(s) del UAEE dejan constancia que se ha realizado la inspección técnica en las instalaciones del nuevo UAEE.

Las instalaciones satisfacen los requerimientos mínimos de seguridad para su puesta en operación.

Con esta constancia se satisface lo mandado en el artículo 37 **NORMA TÉCNICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE Y USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCEDENTES DE ENERGÍA.**

Lugar y fecha: _____ día _____ mes _____ año _____

Por el Distribuidor:	Por el UAEE:
(f) _____	(f) _____
Nombre: _____	Nombre: _____
DPI(CUI): _____	DPI (CUI): _____

Fuente: *Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.* <https://eegsa.com>. Consulta: 8 de marzo de 2017.

