



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

**INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED
DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA**

Juan Elpidio Gómez Consuegra
Asesorado por el Ing. Oscar Arriaga López

Guatemala, noviembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

JUAN ELPIDIO GÓMEZ CONSUEGRA

ASESORADO POR EL ING. OSCAR ARRIAGA LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

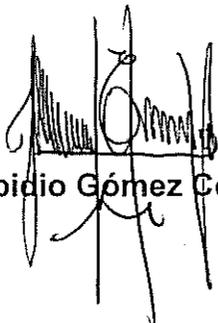
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Ramos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de mayo de 2011.


Juan Elpidio Gómez Consuegra

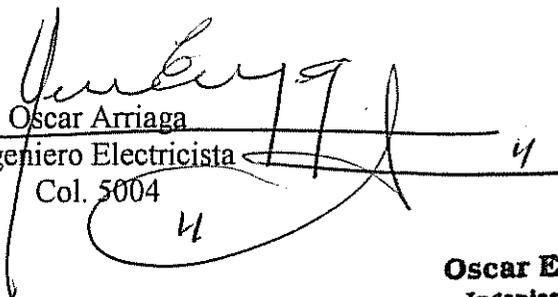
Guatemala, 10 de Septiembre de 2013

Ingeniero
Francisco Gonzalez
Coordinador del Área de Potencia, Escuela de Ingeniería Mecánica - Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad San Carlos de Guatemala
Presente

Estimado Ingeniero González:

Es un gusto saludarle y desearle éxitos en sus actividades diarias. El motivo de la presente es para notificarle que he concluido satisfactoriamente con la revisión y asesoría de la tesis del estudiante Juan Elpidio Gómez Consuegra con número de carne 2004-30629 titulada "Inserción de Generación Distribuida en la Red de Distribución Eléctrica de Guatemala". Por favor continuar con la siguiente etapa del proceso.

Sin nada más que agregar y agradeciéndole de antemano su fina atención, me despido de su persona.


Oscar Arriaga
Ingeniero Electricista
Col. 5004

Oscar E. Arriaga L.
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 5004



Ref. EIME 74. 2013
Guatemala, 24 de SEPTIEMBRE 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA EN LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA, del estudiante
Juan Elpidio Gómez Consuegra, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 74. 2013.

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; JUAN ELPIDIO GÓMEZ CONSUEGRA titulado: INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 15 DE OCTUBRE 2,013.



E l 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: **INSERCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Juan Elpidio Gómez Consuegra**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olympo Paiz Reinos
Decano



Guatemala, noviembre de 2013

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por brindarme la dicha de la vida.
- Mi padre** Horacio Gómez (q.e.p.d.). Quien en vida me brindó con su ejemplo de perseverancia las fuerzas que me impulsan a alcanzar mis metas y permanentemente me apoya con su espíritu alentador.
- Mi madre** Maria Consuegra. Por darme ejemplos dignos de superación y entrega, porque gracias a ella, hoy puedo ver alcanzada mi meta.
- Mi esposa** Astrid López. Porque me brindó amor, cariño, comprensión y apoyo constante, porque con su ejemplo me motivo a alcanzar mi meta.
- Mis hijas** Sophia y Nicole Gómez. Por ser dos ángeles en mi vida y ser mis fuentes de inspiración.
- Mis abuelos** Juan Elpidio Consuegra y Josefina López, por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.
- Mi padrino** Jesús Consuegra (q.e.p.d.). Por toda su ayuda en vida y seguirme ayudando desde el cielo.

Mis hermanas

Maria del Rosario y Ana Maria Gómez. Por su cariño y apoyo incondicional.

Mis tíos

Juan, Jorge, Leopoldo, Elena y Dinora Consuegra. Por estar ahí cuando más los necesité. Ya que siempre estuvieron impulsándome y ayudándome en los momentos más difíciles de mi carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**La Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser el centro de enseñanza que inculcó en mí la responsabilidad, el trabajo y la dedicación.

Facultad de Ingeniería

Por permitirme ser parte de tan prestigiosa Facultad.

Mi asesor

Ing. Oscar Arriaga López. Por compartir su conocimiento y experiencia incondicionalmente.

**Mis amigos de la
Facultad**

Por apoyarme y extenderme una mano cada vez que necesité ayuda.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
RESUMEN.....	IX
OBJETIVOS	XI
INTRODUCCIÓN.....	XIII
1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN GUATEMALA	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes históricos.....	2
1.3. Generación Distribuida Renovable conectada a la red de distribución	7
2. RECURSOS RENOVABLES EN GUATEMALA	9
2.1. Recurso eólico	18
2.1.1. Perfil de velocidad del viento mensual y diario	20
2.2. Recurso solar	23
2.2.1. Perfil de irradiancia e irradiación solar mensual y diaria	23
2.2.1.1. Latitud y longitud	29
2.2.1.2. Índice de claridad	30
3. SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	33
3.1. Generador eólico	33
3.1.1. Tipos de generadores eólicos	36
3.1.2. Curva de generación de generadores eólicos	44
3.2. Generador fotovoltaico	48

4.	ÓPTIMA CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE	57
4.1.	Introducción	57
4.1.1.	Demanda eléctrica.....	57
4.1.1.1.	Perfil de demanda horaria, diaria y mensual.....	57
4.1.1.2.	Perfil de demanda estacional.....	58
4.2.	Proyección de demanda.....	58
4.2.1.	Demanda local o carga ficticia	58
4.2.2.	Demanda de la red	61
4.3.	Componentes del sistema híbrido de generación eléctrica.....	63
4.3.1.	Unificación de recursos y tecnología	64
4.3.1.1.	Sistema de Generación Solar	64
4.3.1.2.	Sistema de Generación Eólica.....	67
4.3.1.3.	Red eléctrica.....	69
4.4.	Arquitectura del sistema híbrido de generación eléctrica óptimo	72
4.4.1.	Perfil de generación eólica	73
4.4.2.	Perfil de generación solar	74
4.4.3.	Perfil de generación eléctrica extraída e introducida a la red de distribución	76
5.	IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN LA REDUCCIÓN DE EMISIONES	77
5.1.	Introducción	77
5.1.1.	Tipos de emisiones atmosféricas.....	78
5.1.2.	Mercado bonos de carbono	81
5.2.	Correspondencia entre la cantidad de emisiones y el grado de penetración de Generación Distribuida en la red	82

5.3.	Bonos de carbono.....	84
6.	INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA RED Y EN LAS COMPRAS DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS	89
6.1.	Cubrimiento de demanda.....	89
6.1.1.	Cubrimiento de demanda neta	91
6.1.2.	Cubrimiento de demanda bruta.....	92
	CONCLUSIONES.....	95
	RECOMENDACIONES.....	97
	BIBLIOGRAFÍA.....	99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Generación Distribuida Renovable instalada en Sistema Eléctrico Nacional.....	4
2.	Historico GWh producidos por generadores distribuidos renovables instalados en el Sistema Eléctrico Nacional	4
3.	Generación Distribuida Renovable instalada en el Sistema Eléctrico Nacional.....	6
4.	Representa el porcentaje de potencia instalada por departamento respecto al total instalado en Guatemala	6
5.	Radiación solar global anual y directa normal, en kWh/m ² /día, para Guatemala con resolución de 10 por 10 km, desarrollado por el programa SWERA_GST, aplicación SWERA3.....	11
6.	Mapa de velocidad (m/s) y densidad de potencia del viento (W/m ²) a una altura de 50 m, para Guatemala	12
7.	Mapa de ubicación San Antonio El Sitio.....	14
8.	Equipos y componentes instalados en la torre de medición	15
9.	Anemómetro	19
10.	Comparativo velocidad del viento a alturas de 30, 40 y 51 m	20
11.	Velocidad del viento 01-31/diciembre.....	21
12.	Velocidad del viento 01-31/septiembre.....	22
13.	Perfil promedio mensual de irradiancia	23
14.	Estimación de la energía diaria por metro cuadrado que se puede producir con el recurso solar monitoreado.....	24
15.	Irradiancia solar max W/m ² 01-31/marzo	25

16.	Irradiación solar max kW/m ² /día 01-31/marzo.....	26
17.	Irradiancia solar min W/m ² 01-31/octubre	27
18.	Irradiación solar min kW/m ² /día 01-31/octubre.....	28
19.	Flujo de aire a través de un área del rotor, A, a una velocidad u m/s ...	34
20.	Torre de celosía de 30,5 metros	37
21.	Diagrama unifilar genérico para la conexión eléctrica a la red	38
22.	Annular generator and grid management system	40
23.	Curva de potencia de salida WES18	44
24.	Curva de potencia de salida WES30	45
25.	Curva de potencia de salida OAC 15/50	45
26.	Curva de potencia de salida ENERCON E-44 (900 kW)	46
27.	Curva de potencia de salida ENERCON E-48 (800 KW).....	46
28.	Curva de potencia de salida ENERCON E-53 (800 kW)	47
29.	Curva de potencia de salida ENERCON E-70 (2300 kW)	47
30.	Curvas de acuerdo a la irradiancia solar con temperatura de la celda constante (25 °C).....	53
31.	Curvas de acuerdo a la temperatura de la celda con irradiancia constante (1000 W/m ²)	54
32.	Curvas de rendimiento eléctrico a una temperatura de modulo de 25 °C	55
33.	Curvas características NU-E245(J5).....	56
34.	Demanda horaria ficticia usuario industrial días lunes a viernes del 2012	60
35.	Demanda horaria ficticia usuario industrial fin de semana del 2012.....	60
36.	Demanda horaria diaria lunes a viernes del 2012, cto. 215 EEGSA	62
37.	Demanda horaria diaria fin de semana del 2012, cto. 215 EEGSA.....	62
38.	Demanda mensual del 2012, cto. 215 EEGSA	63
39.	Sistema de generación eléctrica híbrido	64
40.	Parámetros a considerar inversor	65

41.	Parámetros a considerar PV	66
42.	Ubicación torre de medición, índice de claridad y radiación solar promedio mensual Santa Elena Barillas, Guatemala.....	67
43.	Parámetros a considerar turbina WES18	68
44.	Perfiles de velocidades del viento promedio diaria y mensual en Santa Elena Barillas, Guatemala.....	69
45.	Parámetros a considerar turbina WES18	71
46.	Curvas de generación eólica WES 18 y velocidad del viento	74
47.	Curvas de generación fotovoltaica y radiación solar.....	75
48.	Curvas de comparación carga total, generación renovable total y compra-venta de energía	76
49.	Curvas de generación y demanda del sistema nacional interconectado jueves 22 de marzo de 2012	83
50.	Concentración de dióxido de carbono en la atmósfera terrestre (azul) y la temperatura media global (rojo) en los últimos 1000 años	88
51.	Diagrama unifilar de circuito de distribución ficticio planificado para satisfacer la demanda neta	92
52.	Diagrama unifilar de circuito de distribución ficticio planificado para satisfacer la demanda bruta	92

TABLAS

I.	Historico GWh producidos por Generadores Distribuidos Renovables instalados en el Sistema Eléctrico Nacional	3
II.	Generación Distribuida Renovable instalada en Sistema Eléctrico Nacional.....	5
III.	Equipos de medición instalados en finca San Antonio	16
IV.	Resumen de parámetros obtenidos de los sensores instalados	17
V.	Índice de claridad Latinoamérica.....	31

VI.	Resumen turbinas ENERCON	42
VII.	Características eléctricas ISF-245, 250 y 255	52
VIII.	Características de operación ISF-245, 250 y 255	52
IX.	Características eléctricas y de operación PV-TE(130, 125, 120 y 115)MF5	54
X.	Características eléctricas NU-E245 (J5), E240 (J5) y E235 (E2)	56
XI.	Demanda horaria de industria hipotética en kW en el 2012	59
XII.	Demanda horaria en MW en el 2012, circuito 215 de la subestación Arrazola EEGSA	61
XIII.	Precio SPOT promedio en \$/kWh de noviembre a abril y de mayo a octubre del 2012	70
XIV.	Clasificación de tarifas en \$/kWh 2012	70
XV.	Resultado análisis HOMER	72
XVI.	Detalle de producción y consumo de energía	73

RESUMEN

Se estima que en los siguientes años habrá un incremento en la demanda de energía eléctrica de Guatemala, por lo cual es de suma importancia determinar la manera correcta de aumentar el parque de generación para satisfacer dicha demanda. La opción que se presenta en la presente investigación es la Generación Distribuida Renovable.

La metodología consiste en estudiar los recursos de radiación solar y velocidad del viento, utilizando el inventario proporcionado por los sensores instalados en los puntos de monitoreo que el Ministerio de Energía y Minas tiene actualmente instalados en Guatemala. Una vez identificados y dimensionados los recursos a disposición se estudian algunas de las diversas tecnologías existentes en el mercado y se eligen las que mejor se acoplen a los perfiles de radiación solar y velocidad del viento que tiene Guatemala.

Luego se plantea un sistema híbrido de generación eléctrica compuesto por generación solar, eólica y energía eléctrica proveniente de la red de distribución con el fin de alimentar una carga industrial hipotética.

La arquitectura y dimensión de los elementos del sistema híbrido de generación eléctrica son definidas por el software HOMER, cuyo trabajo es realizar una evaluación económica y presentar la dimensión de cada componente, de tal manera que el parque de generación tenga una configuración óptima.

OBJETIVOS

General

Presentar una propuesta del proceso que permita diseñar un sistema óptimo de generación eléctrica híbrido, que utilice fuentes de energía renovable y energía eléctrica proveniente de la red de distribución eléctrica de Guatemala.

Específicos

1. Presentar los antecedentes históricos de Generación Distribuida en Guatemala.
2. Presentar y analizar una muestra de los recursos naturales que tiene Guatemala, específicamente de radiación solar y velocidad del viento.
3. Determinar los sistemas de Generación Distribuida y analizar los fundamentos con los cuales funcionan, específicamente de generadores eólicos y fotovoltaicos.
4. Proporcionar los fundamentos de cómo incorporar recursos y tecnologías, para obtener una óptima configuración de un sistema de Generación Distribuida en Guatemala.
5. Mostrar el impacto de la Generación Distribuida Renovable en la reducción de emisiones atmosféricas.

6. Determinar la influencia de la Generación Distribuida en la planificación de la red.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos se han desarrollado siguiendo una estructura vertical, donde los grandes centros de generación entregan la producción a los usuarios finales a través de los sistemas de transmisión y de distribución de energía eléctrica.

Es conocido que las matrices energéticas mundial y nacional son altamente fósil-dependientes, con base en el uso de hidrocarburos como el petróleo, gas natural y carbón. Estos recursos primarios convencionales y no renovables se van agotando a un ritmo cada vez mayor, en función del crecimiento de población.

Es por ello que se vienen emprendiendo iniciativas y políticas tendientes a introducir tecnologías de generación que utilicen recursos primarios renovables, que por ser de carácter modular, van despertando y haciendo crecer el interés y necesidad de conectar dicha generación directamente a la red de distribución.

Si se incorpora la generación eléctrica a pequeña escala en el sistema de distribución se obtendrá lo que se conoce como Generación Distribuida.

Los beneficios más importantes de la Generación Distribuida comprenden varios aspectos, como: el mejoramiento de la seguridad de suministro, la reducción en las emisiones de gases contaminantes, la disminución de la capacidad y pérdidas de transporte de energía y una mayor flexibilidad en las inversiones. Sin embargo, existen barreras técnicas, económicas, legales y

regulatorias que impiden aún el óptimo desarrollo de la Generación Distribuida en los sistemas eléctricos.

Con el objetivo de contar con una base de datos y eliminar barreras causadas por falta de información la Dirección General de Energía promueve la localización, evaluación e inventario de los recursos energéticos renovables que sirvan para la generación de energía, con un proyecto que consiste en la medición de los recursos por un período de medición de dos años por sitio seleccionado, mediante la instalación de torres de medición, que cuentan con equipos que brindan información sobre el comportamiento de la velocidad y dirección del viento, radiación solar y temperatura.

Utilizando la base de datos de recursos naturales proporcionada por la Dirección General de Energía y analizando las tecnologías de generación solar y eólica, la presente investigación define la secuencia de pasos que permita dictaminar la opción más rentable de un sistema híbrido de generación eléctrica diseñado para satisfacer una carga específica cómo puede ser una industria, un centro comercial, un edificio, algún centro turístico, etc.

Una de las energías renovables que se considera, es el uso de la energía solar. Ya que presenta una naturaleza distribuida, la cual, sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que la aparición en el consumo del usuario final sea muy factible.

1. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN GUATEMALA

1.1. Introducción

El término, energía renovable, engloba una serie de fuentes de energía que en teoría se consideran inagotables a escala humana, ya que se producen de forma continua con el paso del tiempo. Estas fuentes son una alternativa a las otras llamadas convencionales (no renovables) y producen un impacto ambiental mínimo.

Con la excepción de la geotermia, la totalidad de las energías renovables se derivan directa o indirectamente de la energía solar. Directamente en el caso de la luz y el calor producidos por la radiación solar, e indirectamente en el caso de las energías eólica, hidráulica, mareas, olas y biomasa, entre otras; porque el calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los vientos, fuente de la energía eólica. También de este procede la energía hidráulica, pues ordena el ciclo del agua y causa la evaporación que predispone la formación de nubes, y, por tanto, de las lluvias.

Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.), durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para la construcción y funcionamiento, y no presentan riesgo alguno, tales como el riesgo nuclear.

1.2. Antecedentes históricos

En los inicios de la Industria Eléctrica la necesidad del suministro eléctrico en una localidad era satisfecha a través de la instalación de generadores distribuidos.

La Industria Eléctrica inició utilizando Generación Distribuida (GD), es decir, generación situada en la propia red de distribución, muy cerca de la demanda. La planeación de la generación se diseñaba para satisfacer la demanda con cierto margen de reserva (seguridad).

La Generación Distribuida (GD) representa hoy en día, un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada.

Como definición se puede entonces decir que la GD es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana posible al centro de carga, con la opción de interactuar con la red eléctrica de la Compañía Suministradora, la tabla I muestra una breve historia de la Generación Distribuida instalada en las redes de distribución en Guatemala a partir del 2008.

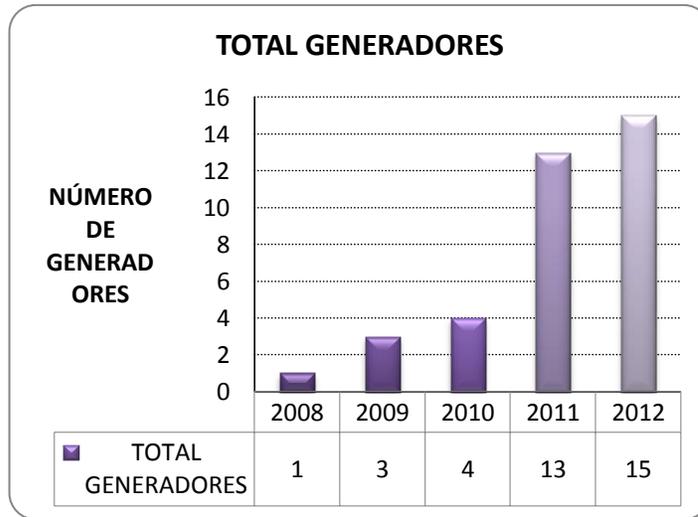
Tabla I. **Historico GWh producidos por Generadores Distribuidos Renovables instalados en el Sistema Eléctrico Nacional**

GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL						
NOMBRE	UBICACIÓN	ENERGIA GWh 2008	ENERGIA GWh 2009	ENERGIA GWh 2010	ENERGIA GWh 2011	ENERGIA GWh 2012
SANTA ELENA	Escuintla, Escuintla	0.009	2.394	0.5	0.189	1.985
KAPLAN CHAPINA	Pueblo Nuevo, Viñas Santa Rosa		0.491	0.5	0.112	1.785
CUEVAMARIA	Cantel, Quetzaltenango		1.710	4.1	1.339	24.552
LOS CERROS	San José El Rodeo, San Marcos			0.5	0.15	4.272
COVADONGA	Nuevo San Carlos, Retalhuleu				0.12	3.381
JESBON MARAVILLAS	Malacatán, San Marcos				0.07	1.319
EL PRADO	Colomba, Quetzaltenango				0.00	1.521
OSCANÁ	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez				0.02	0.318
HIDRO HDMM	Escuintla, Escuintla				0.25	10.894
HIDRO LA PERLA	San Miguel Tucurú, Alta Verapaz				0.64	9.349
HIDROELECTRICA SAC-JA	Purulhá, Baja Verapaz				0.60	5.344
INGENIO PALO GORDO	San Antonio, Suchitepéquez				0.66	3.312
SAN JOAQUIN 2	San , Verapaz Alta Verapaz				0.23	4.185
LUARCA	Mazatenango, Suchitepéquez					0.430
CERRO VIVO	Chinautla, Guatemala					1.625
TOTAL		0.009	4.594	5.545	4.382	74.274
TOTAL GENERADORES		1	3	4	13	15

Fuente: elaboración propia.

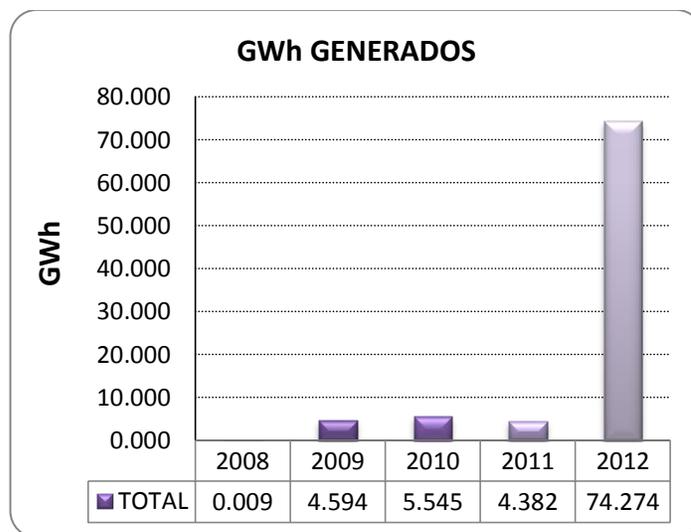
La figura 1 y 2, representan respectivamente la cantidad de plantas instaladas que utilizan fuentes de energía renovables para la operación y el historico de la energía generada por dichas plantas a partir del 2008 hasta el 2012 .

Figura 1. **Generación Distribuida Renovable instalada en Sistema Eléctrico Nacional**



Fuente: elaboración propia.

Figura 2. **Historico GWh producidos por Generadores Distribuidos Renovables instalados en el Sistema Eléctrico Nacional**



Fuente: elaboración propia.

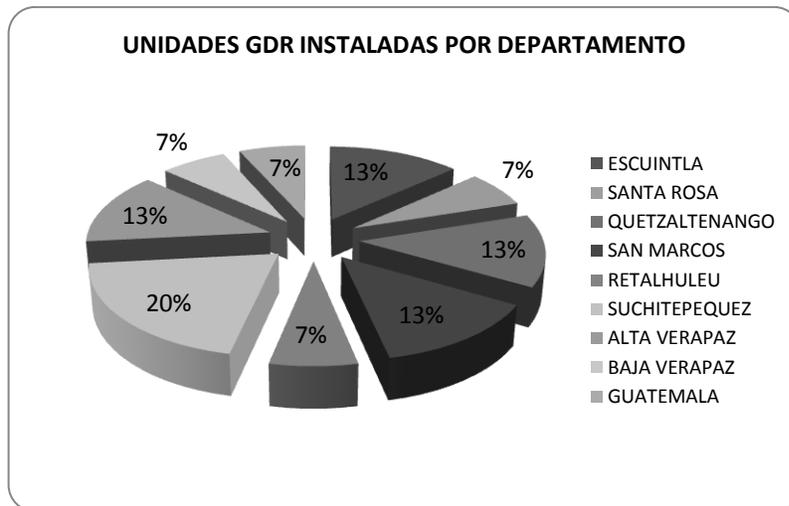
La tabla II indica la cantidad de plantas de generación eléctrica que utilizan fuentes renovables para la operación, catalogadas en unidades instaladas, MW instalados y el porcentaje de potencia instalada que representa cada departamento respecto al total de MW instalados en Guatemala.

Tabla II. **Generación Distribuida Renovable instalada en Sistema Eléctrico Nacional**

PLANTAS Y MW INSTALADOS POR DEPARTAMENTO			
DEPARTAMENTO	UNIDADES	MW	%
ESCUINTLA	2	2.32	13%
SANTA ROSA	1	2	11%
QUETZALTENANGO	2	2	11%
SAN MARCOS	2	2	11%
RETALHULEU	1	1.5	9%
SUCHITEPEQUEZ	3	0.948	5%
ALTA VERAPAZ	2	4.41	25%
BAJA VERAPAZ	1	2	11%
GUATEMALA	1	0.24	1%
TOTAL	15	17.418	100%

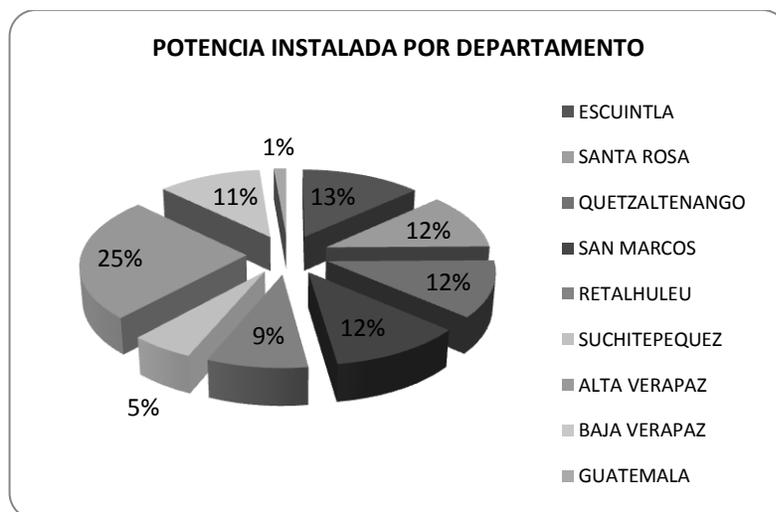
Fuente: elaboración propia.

Figura 3. **Generación Distribuida Renovable instalada en el Sistema Eléctrico Nacional**



Fuente: elaboración propia.

Figura 4. **Representa el porcentaje de potencia instalada por departamento respecto al total instalado en Guatemala**



Fuente: elaboración propia.

1.3. Generación Distribuida Renovable conectada a la red de distribución

La Generación Distribuida, también conocida como generación *in-situ*, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía.

La definición más global de la Generación Distribuida vendría a decir que es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Las características generales son:

- Baja producción de emisiones atmosféricas
- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma
- La energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte
- En Guatemala deben tener potencias inferiores o iguales a 5 MW de potencia instalada.

2. RECURSOS RENOVABLES EN GUATEMALA

Guatemala es un país que cuenta con una gran cantidad de recursos naturales de tipo renovable, los cuales tienen un gran potencial energético. Considerando que los recursos con que cuenta el país son suficientes en cantidad y calidad, el aprovechamiento otorgará al país una mayor independencia en la compra de los combustibles fósiles, facilitando con ello el suministro de energía económica a favor del consumidor final, de la población guatemalteca y de la población centroamericana en general, minimizando así una fuga irreversible de divisas por concepto de compra de estos combustibles no disponibles localmente.

Actualmente en Guatemala existe la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable con el objeto de promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.

Para lograr el objetivo establecido por dicha ley, el Ministerio de Energía y Minas está promoviendo la localización e inventario de los recursos energéticos renovables, que sirvan para la generación de energía y con la ayuda técnica y financiera del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) se desarrolló el proyecto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), con el propósito de promover la utilización de la energía eólica y solar, minimizando así las barreras causadas por la falta de información.

Evaluación de los Recursos de Energía Solar y Eólica SWERA (Solar Energy Resource Assessment and Wind Energy)

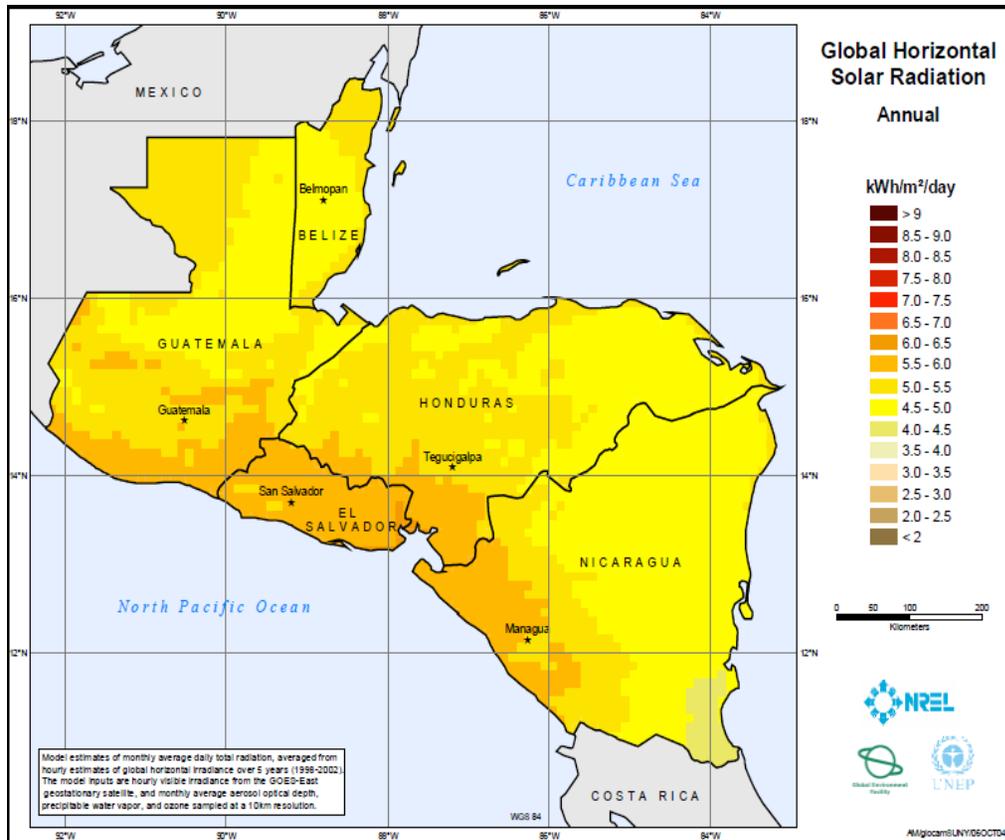
- Solar Energy Resource

Proporciona información sobre el recurso solar en un lugar específico que está disponible para el uso de tecnología solar. Cuenta con mapas y datos del recurso solar disponible, así como la documentación sobre la metodología empleada para generar estas estimaciones de recursos solares. Los datos y mapas de recursos se derivan de modelos y observaciones de satélites meteorológicos globales y no contienen información específica del sitio de medición.

- Mapa recurso solar (figura 5)

Estos mapas pueden ser utilizados para identificar visualmente las zonas ricas en recursos solares dentro de un país o región, y permiten una mirada sencilla a los datos sin la necesidad de navegar a través de grandes conjuntos de datos. La resolución de cada mapa varía en por ejemplo, 10, 40 km, etc, y la resolución específica se señala en cada mapa. El potencial de recursos renovables para cada celda se muestra como un color correspondiente a un valor determinado, que puede ser determinado por referencia a la barra de escala en cada mapa. El valor del potencial de recursos para una celda del mapa también es específico para un período de tiempo definido. Algunos mapas pueden mostrar los valores medios anuales y otros pueden presentar los datos de cada mes o temporada. El período durante el cual los datos se aplican está indicado en cada mapa.

Figura 5. Radiación solar global anual y directa normal, en kWh/m²/día, para Guatemala con resolución de 10 por 10 km, desarrollado por el programa SWERA_GST, aplicación SWERA3



Fuente: SWERA.

- SWERA (Wind Energy Resource)

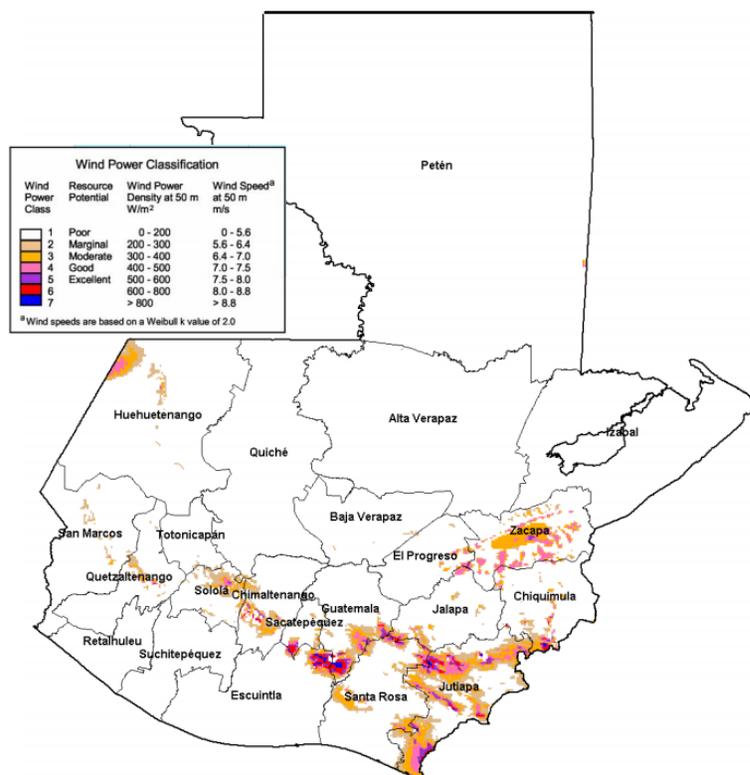
Proporcionan estimaciones de cuanto recurso eólico hay disponible en los sitios potenciales de desarrollo. Se representan como velocidad media del viento (metros por segundo, m / s) o la densidad de la energía eólica (vatios por metro cuadrado, W/m²) en una altura especificada sobre el nivel del suelo

(nominalmente 50 m). Estos se derivan de los modelos y las observaciones meteorológicas satelitales y mundial, y no contienen datos específicos del sitio.

- Mapa recurso eólico (figura 6)

Estos mapas pueden ser utilizados para identificar visualmente las áreas ricas en recursos eólicos dentro de un país o región y permitir una mirada sencilla a los datos sin necesidad de desplazarse en grandes conjuntos de datos.

Figura 6. **Mapa de velocidad (m/s) y densidad de potencia del viento (W/m^2) a una altura de 50 m, para Guatemala**



Fuente: SWERA.

Al analizar el concepto de la utilidad que tienen los mapas de potencial solar y eólico (figuras 5 y 6 respectivamente) se concluyó que no están destinados a ser utilizados para hacer cálculos en áreas o regiones específicas, sino que se utilizan para identificar áreas potenciales y guiar a los desarrolladores a regiones prometedoras para desarrollar parques eólicos y/o fotovoltaicos.

La región seleccionada para desarrollar la presente investigación se encuentra localizada en la Finca San Antonio El Sitio, aldea Los Llanos, municipio Villa Canales, departamento Guatemala. De la ciudad capital a la finca hay un aproximado de 45 kilómetros por la ruta que conduce a Santa Elena Barillas (figura 7).

Los conjuntos de datos de la región seleccionada para realizar presente investigación fueron proporcionados por la torre de medición instalada por el MEM en la finca San Antonio (figura 8).

Figura 7. **Mapa de ubicación San Antonio El Sitio**



Las coordenadas geográficas de la torre instalada corresponden a:

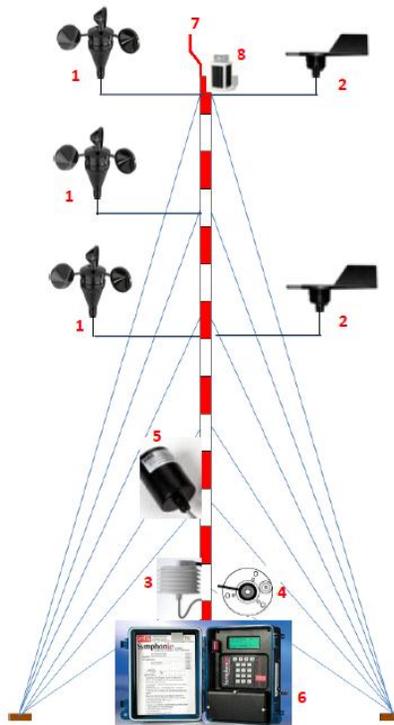
Latitud Norte:	N 14° 21' 9.7"
Longitud Oeste:	W 90° 32' 45.9"
Altitud:	1,165 msnm

Fuente: Dirección General de Energía.

La torre de medición instalada en la finca San Antonio El Sitio tiene una altura de 51 metros y es del tipo celosía, posee equipos que miden la velocidad y dirección del viento, temperatura, radiación solar y la presión, cada diez minutos y la almacenan en un registrador de datos. La torre instalada tiene los siguientes equipos y componentes (figura 8):

- Medidores de velocidad, ubicados uno a 51, otro 40 y el otro a 30 metros de altura, (debidamente calibrados).
- Medidores de dirección de viento, uno ubicado a 51 y el otro a 30 metros de altura.
- Sensor de temperatura
- Sensor de radiación solar
- Sensor de presión
- Registrador de datos (Data Logger)
- Pararrayo con su respectivo sistema de tierras
- Una baliza

Figura 8. **Equipos y componentes instalados en la torre de medición**



Fuente: Dirección General de Energía.

La tabla III indica los detalles técnicos de los equipos instalados en la torre de medición seleccionada para realizar el presente trabajo de graduación que se encuentra localizado en la finca San Antonio, aldea Los Llanos, municipio de Villa Canales, Guatemala.

Tabla III. Equipos de medición instalados en finca San Antonio

Componente	Modelo	Número de Ítem	Número de Serie	Altura de Instalación (m)
Data Logger	Symphonie	3147	3147	9
Luz de Baliza	A702	A702	-	51
Anemómetros	NRG #40C	1900	Ver tabla	51, 40 y 30
Veletas	NRG #200P	1904	-	51 y 30
Sensor de Temperatura	NRG #110S	1906	-	10
Sensor de Radiación	Li-Cor Li-200SA	1948	59906	10
Sensor de Presión	NRG BP20	2046	1805 6822	10

PARÁMETROS DE SENSORES INSTALADOS

Componente	Modelo	Número de Ítem	Número de Serie	Altura de Instalación (m)	Orientación
ANEMOMETROS	NRG #40C	1900	70288	51	Oeste
			70062	40	Oeste
			70061	30	Oeste

VELETAS INSTALADAS

Componente	Modelo	Número de Ítem	Número de Serie	Altura de Instalación (m)	Orientación
VELETAS	NRG #200P	1904	-	51	Norte
			-	30	Norte

INFORMACIÓN DE SITIO PROGRAMADA EN DATALOGGER

Componente	Modelo	Fecha y Hora	Número de Sitio	Unidades	Altitud	Latitud y Longitud	Password de Datos
Data Logger	Symphonie	17/05/2011 10:00 pm. -6 GMT	0160	SI	1165 m	N 014° 21.162' W 090° 32.766'	No

PROGRAMACIÓN DE CANALES EN DATALOGGER

Canal	Tipo	Leyenda	Número de serie	Factor de Escala	Offset	Unidades	Altura
1	Frecuencia	NRG #40C Anem m/s	70288	0.757	0.40	m/s	51
2	Frecuencia	NRG #40C Anem m/s	70062	0.758	0.39	m/s	40
3	Frecuencia	NRG #40C Anem m/s	70061	0.755	0.42	m/s	30
4							
5							
6							
7	Analógico	#200P Veleta	-	0.351	0	Grado	51 m
8	Analógico	#200P Veleta	-	0.351	0	Grado	30 m
9	Analógico	#110S Temp Sensor	-	0.136	-86.383	C	10 m
10							
11	Analógico	PIRANOMETRO W/m ²	59899	1.312	0	W/m ²	10 m
12	Analógico	BP-20 Barom. mb	6822	0.4255	647.262	mb	10 m

Fuente: Dirección General de Energía.

Los datos que proporciona cada uno de los sensores instalados en la torre de medición identificados claramente en la figura 4 y descritos técnicamente en la tabla 3, en intervalos de 10 minutos, permiten obtener un inventario de los recursos con que cuenta Guatemala en determinado período de tiempo, y en un determinado lugar; para la presente investigación se utilizan los períodos de julio de 2011 a diciembre de 2011 y de enero de 2012 a junio de 2012 con el fin de obtener un período total de tiempo de un año.

La tabla IV presenta un resumen de los parámetros detectados por la torre de medición en el intervalo de tiempo antes descrito, en donde es posible observar fenómenos como el incremento de la velocidad del viento proporcional al incremento de la altura o que el mayor registro de radiación solar es para la época de verano, estos registros se analizan en intervalos de tiempo más cortos como es el perfil de recursos diarios presentados en la sección 2.1 y 2.2 del presente capítulo.

Tabla IV. **Resumen de parámetros obtenidos de los sensores instalados**

Summary Table									
Sensor	Anemometro			Veleta		Temp. Sensor	Piramometro	Barometro	Estimate
Parameter	Wind speed			Wind direction		Temperature	Radiation	Pressure	kWh/m2/dia
Ch	1	2	3	7	8	9	11	12	11e
Height	51	40	30	51	30	10	10	10	10
Units	m/s	m/s	m/s	Grado	Grado	C	W/m2	mb	kWh/m2/dia
January	13.61	10.38	9.91	279.84	278.41	20.37	222.31	884.06	5.34
February	10.88	8.30	8.01	272.63	271.52	21.24	222.10	889.16	5.33
March	10.50	8.03	7.74	251.55	253.03	21.50	260.66	884.54	6.26
April	6.36	5.02	4.90	208.88	215.17	21.81	242.71	883.08	5.83
May	4.53	3.70	3.60	189.52	192.50	21.93	205.98	883.66	4.94
June	4.75	3.84	3.75	198.39	205.67	21.51	201.24	886.20	4.83
July	5.34	4.20	4.04	199.71	198.05	21.51	205.45	831.18	4.93
August	4.87	3.96	3.86	196.02	199.16	21.62	213.12	752.57	5.11
Sep	4.15	3.46	3.35	187.71	194.05	21.15	184.46	805.04	4.43
Oct	7.50	5.82	5.53	222.27	219.18	20.36	163.92	881.56	3.93
Nov	11.97	9.15	8.69	274.85	269.77	21.09	201.39	883.35	4.83
Dec	14.91	11.22	10.67	296.51	291.86	20.74	214.69	883.74	5.15

Fuente: elaboración propia.

2.1. Recurso eólico

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

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

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

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

El recurso eólico se mide con un anemómetro (figura 9). Las mediciones para la proyección de granjas eólicas se realizan en alturas de entre 30 y 50 metros. La medición simultánea en dos alturas permite estimar el perfil vertical del viento. Se capturan series de datos de varios meses, incluso hasta años, del promedio de la velocidad durante ciertos intervalos, por ejemplo cinco minutos. Si los intervalos son largos, se pierde el detalle de las fluctuaciones del viento, si en cambio los intervalos son muy cortos, se acumulan tantos datos cuya organización se vuelve más trabajosa y costosa de lo necesario, para la presente investigación el intervalo de medición es de 10 minutos.

Figura 9. **Anemómetro**

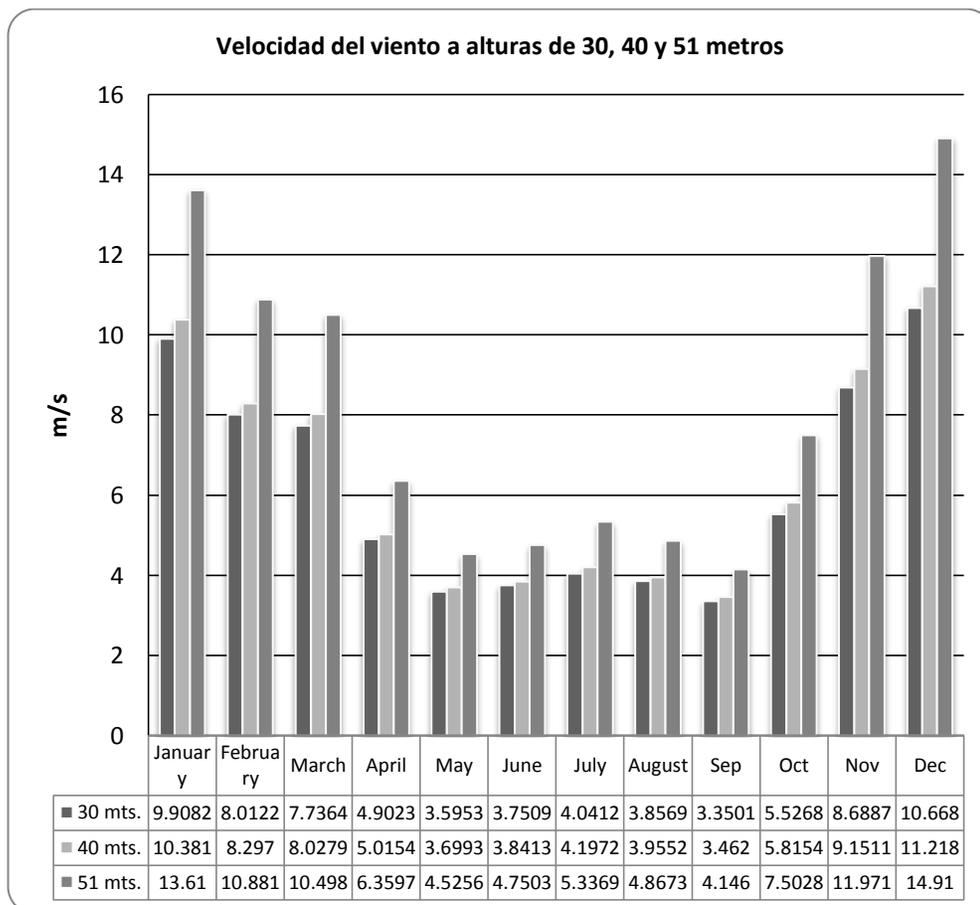


Fuente: Volker Quaschnig.

2.1.1. Perfil de velocidad del viento mensual y diario

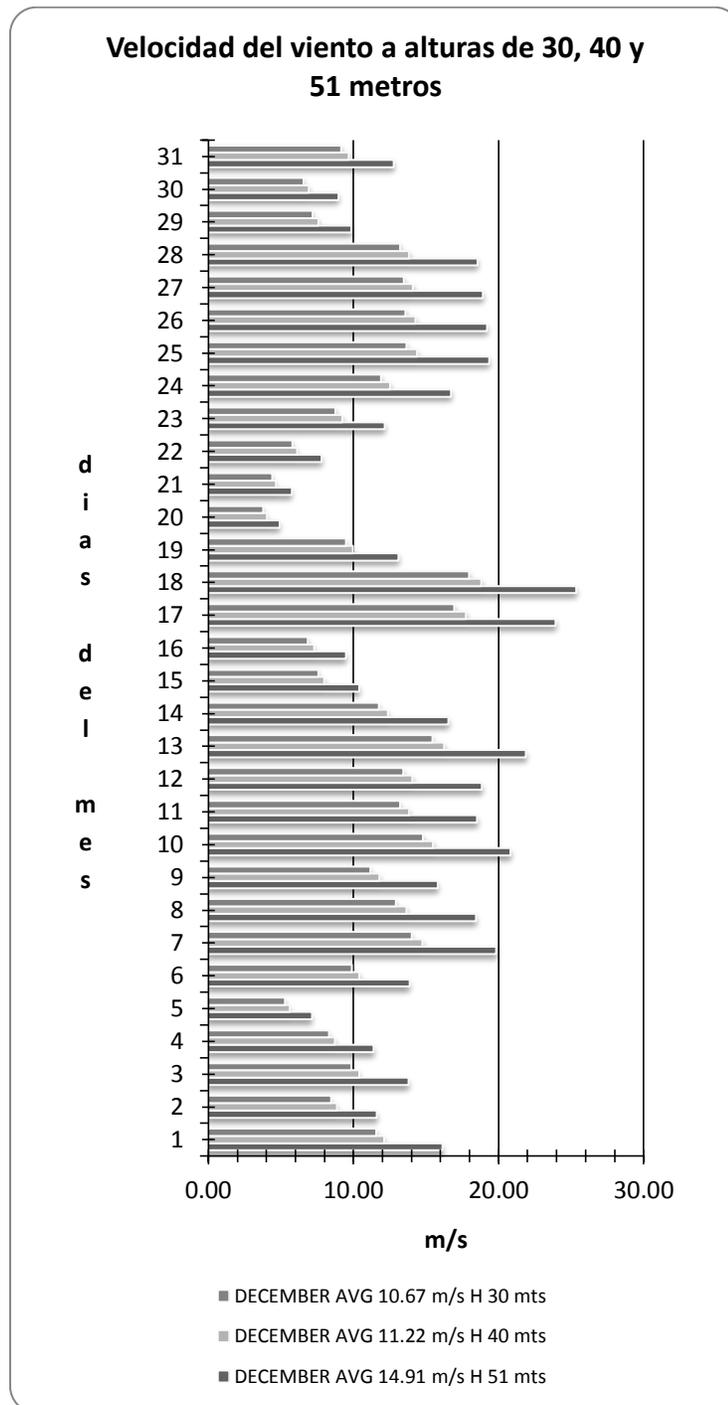
Los anemómetro instalados en la torre de medición permiten obtener los perfiles de velocidad del viento hasta un intervalo de tiempo de 10 minutos a las alturas de 30, 40 y 51 metros, en el presente trabajo se realiza un perfil de velocidad del viento mensual (figura 10) y 2 perfiles de velocidad del viento diarios; el primero para el mes con la mayor velocidad del viento (figura 11) y el segundo para el mes con velocidad del viento mínima (figura 12).

Figura 10. **Comparativo velocidad del viento a alturas de 30, 40 y 51 m**



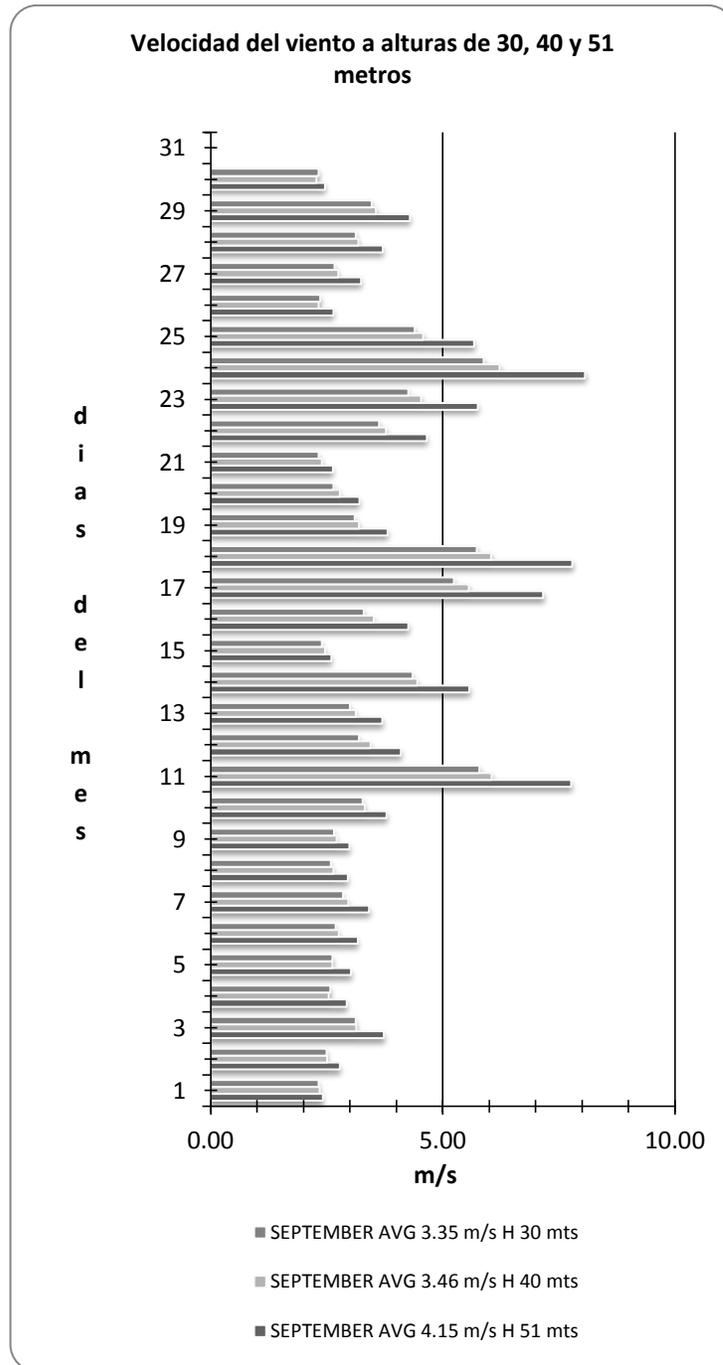
Fuente: elaboración propia.

Figura 11. **Velocidad del viento 01-31/diciembre**



Fuente: elaboración propia.

Figura 12. **Velocidad del viento 01-31/septiembre**



Fuente: elaboración propia.

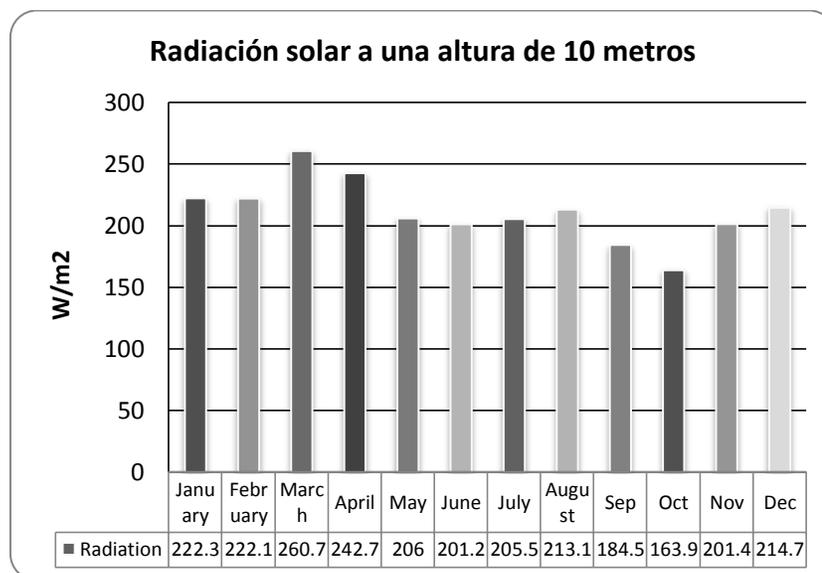
2.2. Recurso solar

El término irradiación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado período, mientras que el término irradiancia se refiere a la potencia instantánea recibida. En términos de unidades la irradiancia se mide en W/m^2 mientras que la irradiación en Wh/m^2 .

2.2.1. Perfil de irradiancia e irradiación solar mensual y diaria

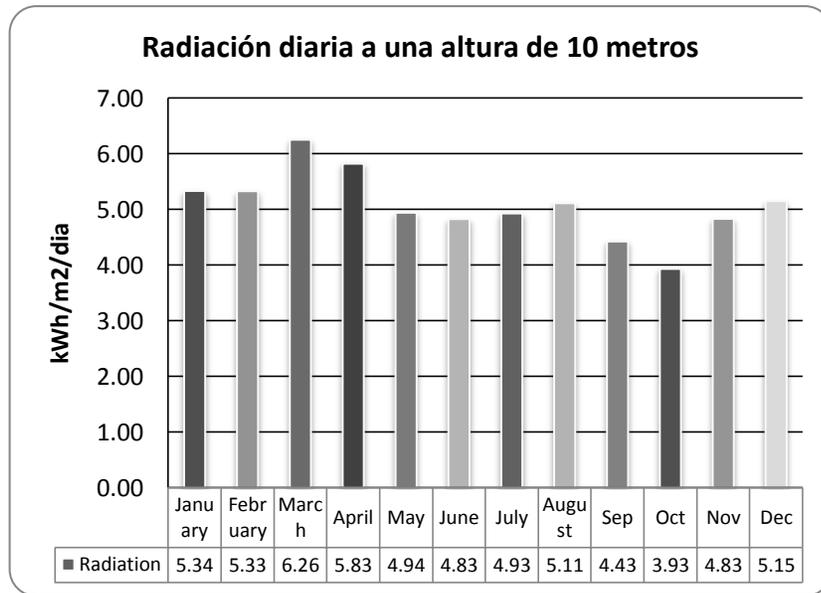
En la figura 13 y 14 se puede observar el perfil de irradiancia e irradiación solar estimada mensual del mes de enero a junio de 2012 y de julio a diciembre del 2011, respectivamente.

Figura 13. Perfil promedio mensual de irradiancia



Fuente: elaboracion propia.

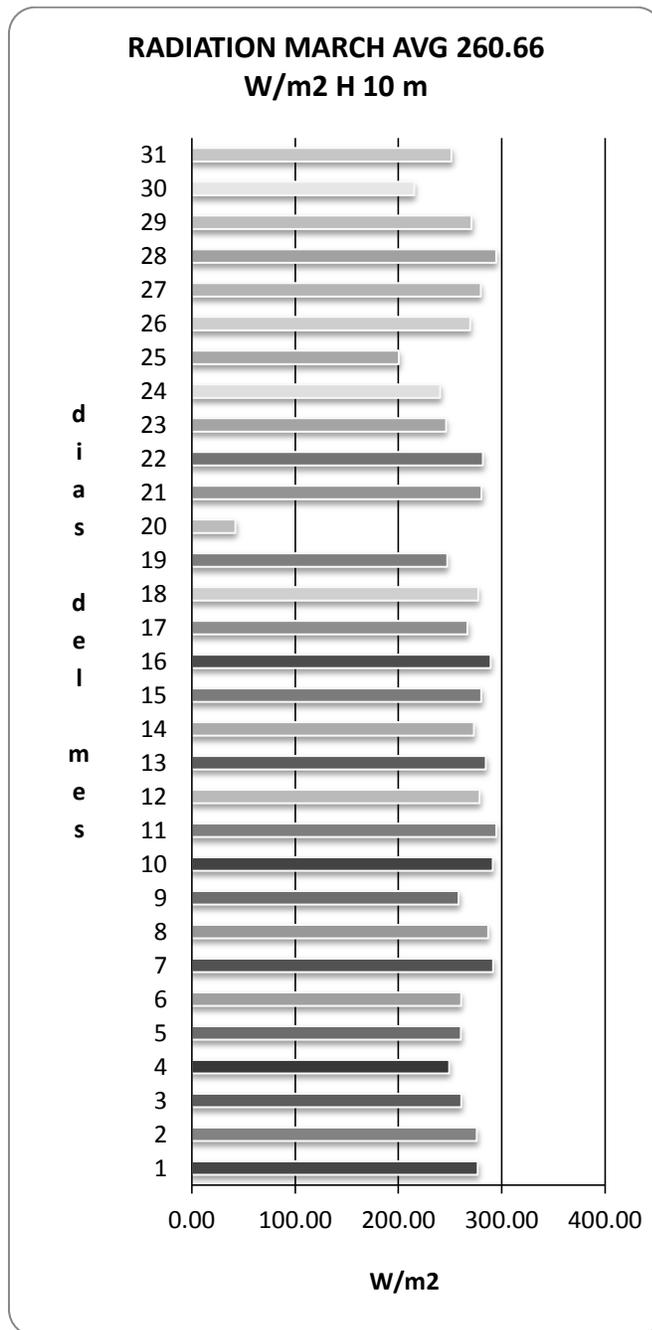
Figura 14. **Estimación de la energía diaria por metro cuadrado que se puede producir con el recurso solar monitoreado**



Fuente: elaboracion propia.

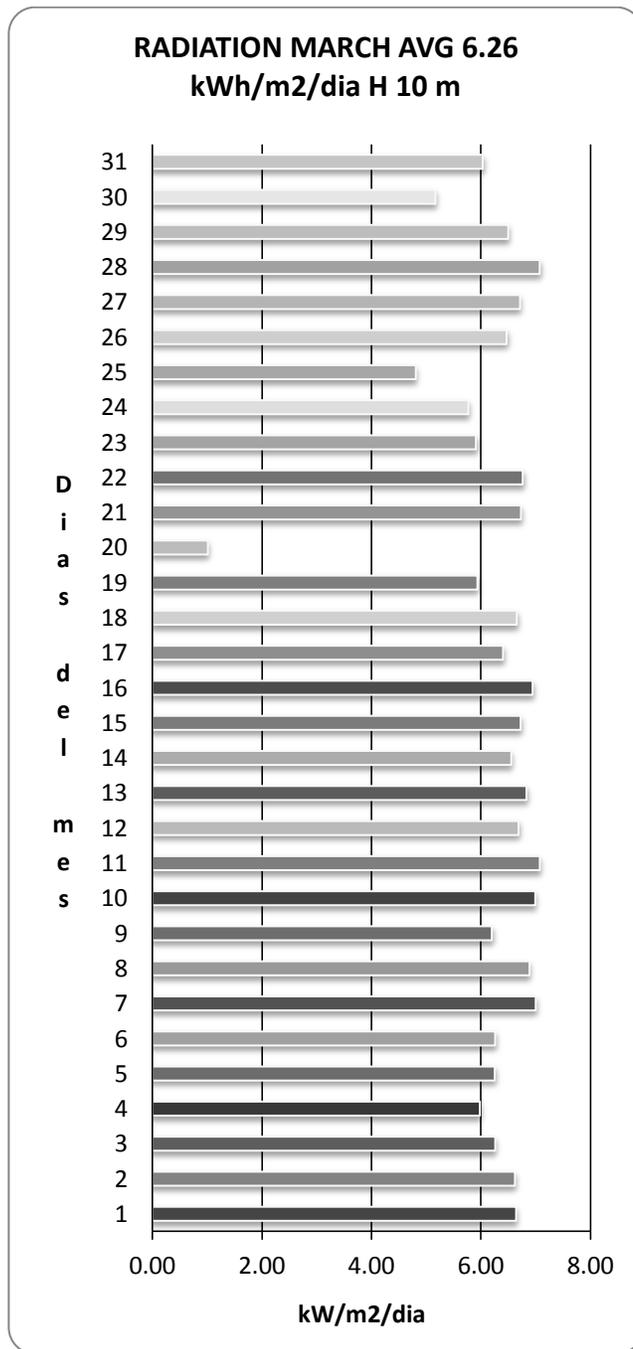
En la figura 15 y 16 se puede observar respectivamente, el perfil de irradiancia e irradiacion solar estimada diaria del mes en que se reportó un promedio máximo es decir en marzo.

Figura 15. Irradiancia solar max W/m^2 01-31/marzo



Fuente: elaboración propia.

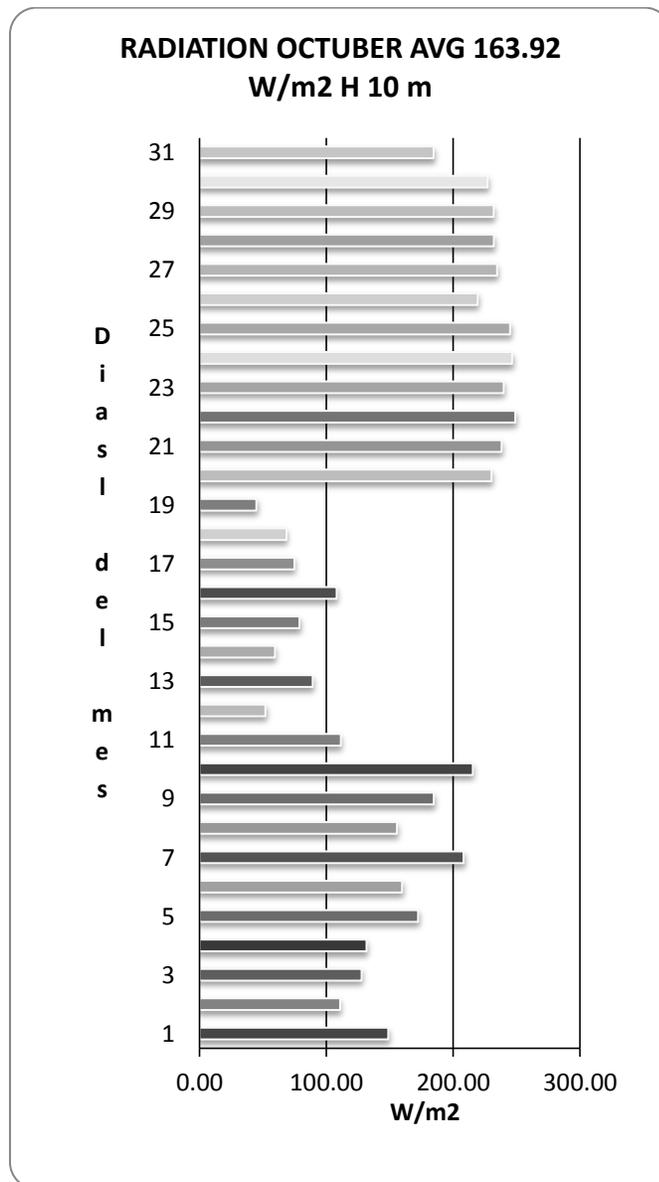
Figura 16. Irradiación solar max kW/m²/dia 01-31/marzo



Fuente: elaboración propia.

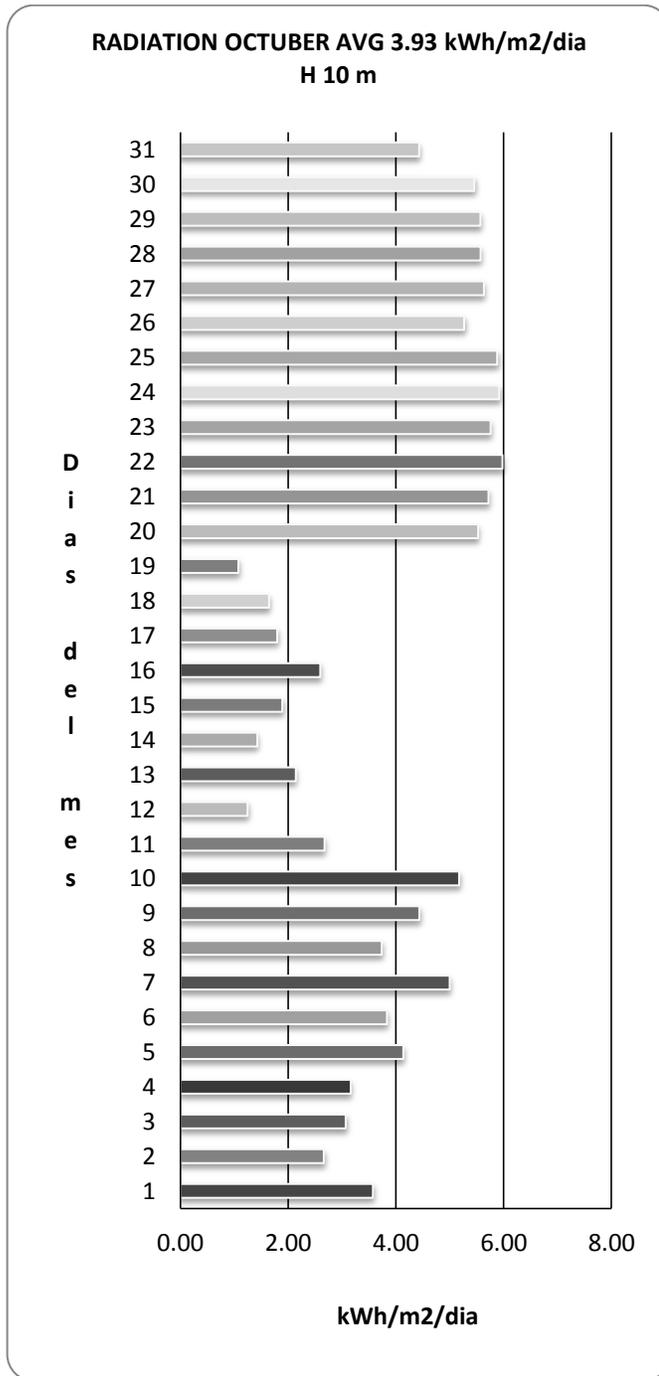
En la figura 17 y 18 se puede observar el perfil de radiación solar y energía estimada diaria del mes en que se reporto un promedio mínimo es decir en octubre.

Figura 17. Irradiancia solar min W/m² 01-31/octubre



Fuente: elaboración propia.

Figura 18. Irradiación solar min kWh/m²/dia 01-31/octubre



Fuente: elaboración propia.

2.2.1.1. Latitud y longitud

La latitud es la distancia angular entre la línea ecuatorial (el ecuador), y un punto determinado de la Tierra, medida a lo largo del meridiano en el que se encuentra dicho punto. Se abrevia con lat. Según el hemisferio en el que se sitúe el punto, puede ser latitud norte o sur.

La latitud proporciona la localización de un lugar, en dirección norte o sur desde el ecuador y se expresa en medidas angulares que varían desde los 0° del ecuador hasta los 90°N del polo norte o los 90°S del polo sur. Esto sugiere que si se traza una recta que vaya desde un punto cualquiera de la tierra hasta el centro de la misma, el ángulo que forma esa recta con el plano ecuatorial expresa la latitud de dicho punto. La orientación norte o sur depende de si el punto marcado está por encima del paralelo del ecuador (latitud norte) o si está por debajo de este paralelo (latitud sur).

La latitud se mide en grados sexagesimales (representados por el símbolo $^\circ$ inmediatamente arriba y a la derecha del número, mientras que las subdivisiones o fracciones de los grados se representan con ' que significa minuto sexagesimal y " que significa segundo sexagesimal), entre 0° y 90°

En la Tierra, las líneas de longitud constante (meridianos) se extienden de polo a polo, como los gajos contiguos de una naranja pelada.

Cada meridiano cruzará el ecuador. Como el ecuador es un círculo, puede dividirse, como cualquier otro círculo, en 360 grados y la longitud de un punto es, entonces, el valor señalado de la división por donde ese meridiano se cruza con el ecuador.

Este valor depende, por supuesto, de dónde comienza la cuenta: donde está la longitud cero. Por razones históricas, el meridiano que pasa por el Real Observatorio Astronómico de Greenwich (Inglaterra) se ha escogido como longitud cero. Localizado en la zona este de Londres, la capital británica, ahora el observatorio es un museo y existe una banda de latón extendida a través de su patio señalando el meridiano cero. Los turistas se fotografían a menudo, a horcajadas con un pie en el hemisferio este y otro en el oeste de la Tierra.

Las coordenadas geográficas de la torre instalada utilizada para el presente trabajo de graduación ubicada en la finca San Antonio El Sitio, aldea Los Llanos, municipio de Villa Canales, departamento de Guatemala son:

- Latitud norte: n 14o 21' 9.7"
- Longitud oeste: w 90o 32' 45.9"

2.2.1.2. Índice de claridad

El índice de claridad es una medida de la claridad de la atmósfera. Es la fracción de la radiación solar que se transmite a través de la atmósfera para golpear la superficie de la Tierra. Es un número adimensional entre 0 y 1, que se define como la radiación en la superficie dividida por la radiación extraterrestre. El índice de claridad tiene un alto valor, bajo condiciones de sol claras, y un valor bajo cuando está nublado. La ecuación 1 define el índice de claridad medio mensual:

$$K_T = \frac{H_{ave}}{H_{o,ave}}$$

Ecuación 1. Índice de claridad

Donde:

H_{ave} = es la radiación promedio mensual en la superficie horizontal de la tierra
[kWh/m²/día]

$H_{o,ave}$ = es la radiación extraterrestre horizontal, es decir, la radiación sobre una superficie horizontal en la parte superior de la atmósfera de la tierra
[kWh/m²/día]

Los valores típicos de Kt gama de 0,25 (un mes muy nublado) a 0,75 (un mes muy soleado), la tabla V define los valores medios mensuales del índice de claridad de latinoamérica.

Tabla V. **Índice de claridad Latinoamérica**

Location	Latitude	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
San Juan, Puerto Rico	N18.4	0.54	0.56	0.58	0.57	0.53	0.53	0.55	0.55	0.53	0.53	0.54	0.53
Ciudad Univ., Mexico	N19.4	0.60	0.59	0.61	0.58	0.51	0.35	0.47	0.46	0.44	0.51	0.56	0.60
Buenos Aires, Argentina	S34.6	0.58	0.59	0.57	0.54	0.51	0.46	0.48	0.52	0.51	0.52	0.57	0.56
Valparaiso, Chile	S33.0	0.51	0.46	0.44	0.38	0.33	0.31	0.34	0.40	0.41	0.42	0.46	0.48
Izobamba, Ecuador	S0.4	0.42	0.39	0.39	0.37	0.43	0.44	0.45	0.45	0.43	0.40	0.41	0.42
Huancayo, Peru	S12.1	0.66	0.61	0.63	0.69	0.74	0.80	0.78	0.76	0.72	0.70	0.70	0.65
Caracas, Venezuela	N10.5	0.46	0.47	0.46	0.43	0.42	0.43	0.45	0.45	0.45	0.43	0.44	0.44
Maracaibo, Venezuela	N10.6	0.49	0.35	0.48	0.43	0.41	0.45	0.47	0.46	0.45	0.43	0.43	0.47

Fuente: Homer.

3. SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1. Generador eólico

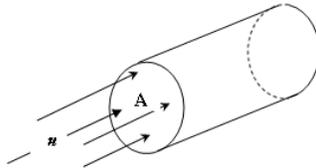
En un aerogenerador o turbina eólica, la velocidad del viento es el parámetro más significativo; ya que la energía que se capta del viento es proporcional a cubo de la velocidad, lo que significa que cuando la velocidad del viento se duplica, la potencia que se puede producir con un aerogenerador es hasta ocho veces superior.

La velocidad del viento depende en gran medida del terreno sobre el que se mueve el aire. La vegetación, tipo de terreno, construcciones cercanas, etc., frenan el viento y producen turbulencias. El lugar idóneo para un aerogenerador es una zona libre de obstáculos y lo más alto posible respecto de los obstáculos.

Un mismo aerogenerador será más rentable en un lugar donde sople con frecuencia y poca intensidad que en un lugar donde sople con poca frecuencia y mucha intensidad.

La energía del viento transferida al rotor de una turbina eólica es proporcional a la densidad del aire, el área del rotor, y el cubo de la velocidad del viento.

Figura 19. **Flujo de aire a través de un área del rotor, A, a una velocidad u m/s**



Fuente: Manwell J.F, 2002

$$P = \frac{1}{2}\rho Au^3$$

Ecuación 2. Flujo de aire a través de un área del rotor

Donde:

P = potencia del viento (W)

ρ = densidad del aire (a presión atmosférica normal y a 15 ° C el aire pesa unos 1,225 kilogramos por metro cúbico)

A = área del rotor (un aerogenerador típico de 1 000 kW tiene un diámetro de rotor de 54 metros, es decir, un área del rotor de unos 2 300 metros cuadrados.)

u = velocidad del viento (m/s)

Es de señalar que la velocidad media del viento no debe ser simplemente insertada en ecuación 2, ya que esto da un resultado erróneo debido al hecho de que la media de los cubos de las velocidades del viento casi siempre será mayor que el cubo de la velocidad media del viento.

La estimación más precisa de la densidad de energía eólica es la que proporciona la ecuación 3.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n (\rho_j \cdot u_j^3)$$

Ecuación 3. Densidad de energía eólica

Donde:

n = es el número de lecturas de velocidad del viento y ρ_j y u_j son las lecturas del j-ésimo de la densidad del aire y velocidad del viento.

Para una presión y temperatura conocida:

$$\rho = \frac{P_r}{RT}$$

Ecuación 4

Donde:

P_r = presión del aire (Pa)

R = es la constante de gas específica ($287 \text{ Jkg}^{-1}\text{K}^{-1}$)

T = es la temperatura del aire en K^0 .

Para los datos de temperatura disponibles:

$$\rho = \frac{P_0}{RT} \exp\left(-\frac{gz}{RT}\right)$$

Ecuación 5

Donde P_0 es la presión atmosférica estándar a nivel del mar (101,325 Pa), g es la constante gravitacional (9,8 m/s²) y z es la elevación de la región (m).

Si los datos de presión y temperatura no están disponibles, la siguiente correlación puede ser usada para estimar la densidad.

$$\rho = 1.225 - (1.194 * 10^{-4}) * z$$

Ecuación 6

3.1.1. Tipos de generadores eólicos

AOC 15/50

La designación del 15/50 se refiere al diámetro del rotor de 15 metros y su potencia nominal de 50 kW. Esta salida nominal se alcanza a 12 m/s para la versión de 50 Hz y a 11,3 m/s para la versión de 60 Hz¹.

La turbina eólica se basa en un diseño simple a favor del viento. La torre estándar es de 30,5 metros de altura, estructura auto soportante de enrejado (ver figura 20).

¹ Fuente: www.seafortheenergy.com. Consulta: abril 2013.

Figura 20. **Torre de celosía de 30,5 metros**



Fuente: (Gurteen college, Ireland). Consulta: abril de 2013.

Interfaz eléctrica para conexión a la red de distribución

La turbina de viento puede ser interconectada a un bajo voltaje preexistente 480 V 60 Hz (400 V, 50 Hz) fuente o puede requerir un transformador para alcanzar la tensión de red de distribución

Interfaz a nivel de 400/480 VAC

Para la instalación de un solo aerogenerador, la turbina eólica puede ser una interfaz directa con el sistema de suministro 480/400 VAC. Si existe suficiente capacidad de transformación (75 KVA por turbina).

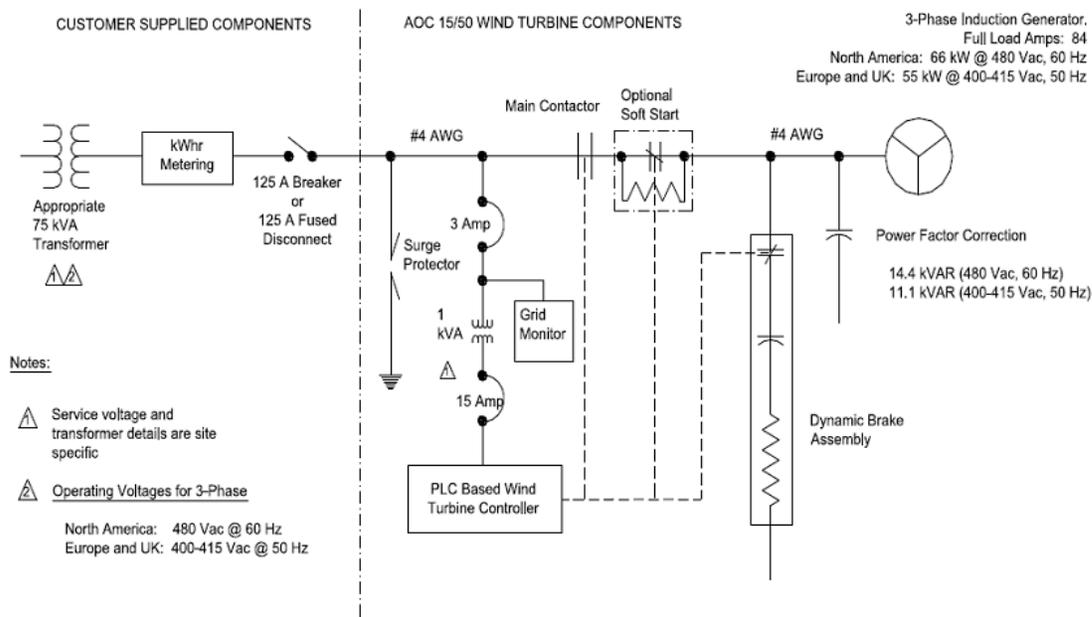
Interfaz a niveles de tensión superiores a 480/400 VAC

Para instalaciones de turbinas individuales o múltiples de viento, puede ser necesario y/o conveniente instalar un transformador entre la turbina eólica

480/400 VAC y el voltaje más alto que existe en el sistema de distribución. Por ejemplo, en una sola unidad instalada en interconexión con un nivel de tensión 13,8 kV, es necesario instalar como mínimo un transformador de 75 kVA con una relación de transformación de 13,8 kV/480 V. Puesto que la producción de turbina eólica es variable, se debe tener cuidado para dimensionar adecuadamente el transformador elevador. La configuración de devanado puede también afectar el rendimiento del sistema. El generador OAC 15/50 es (puesto a tierra) conectado en estrella. El transformador de interfaz está conectado típicamente en estrella primaria y delta secundaria.

La figura 21 ilustra la forma más simple de una interfaz entre el aerogenerador y la red de distribución eléctrica. Una cuidadosa investigación y consulta en la etapa de planificación puede evitar errores costosos y peligrosos.

Figura 21. Diagrama unifilar genérico para la conexión eléctrica a la red



Fuente: SEAFORTH ENERGY. Consulta: abril de 2013.

ENERCON

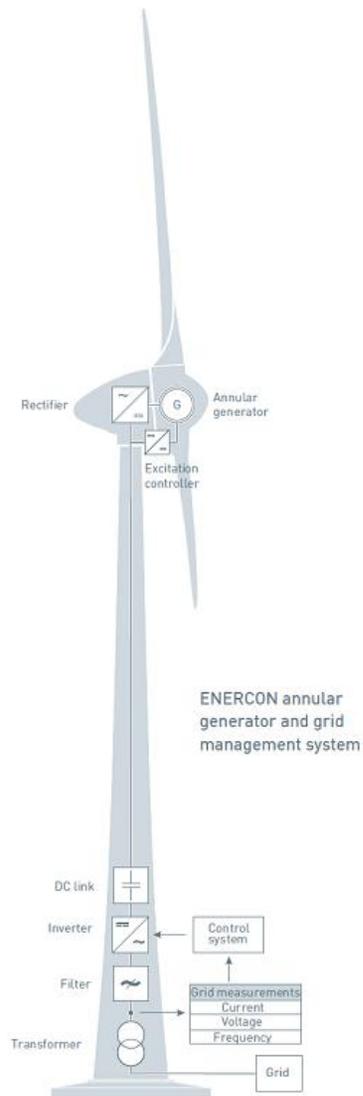
Integración óptima a la red:

El sistema de gestión de red ENERCON está compuesto de un rectificador, circuito intermedio y un sistema e inverso modular.

Para asegurarse que la energía generada se alimenta adecuadamente a la red; corriente, tensión y frecuencia son constantemente registradas en el punto de referencia y transmitidas a un sistema de control. El punto de referencia está situado en el lado de baja tensión del transformador.

La tarea clave del sistema de gestión de red ENERCON es alimentar la energía generada a la red de conformidad con los códigos de red requeridos. Se permite el funcionamiento de la turbina fiable y continua en redes con tensión y frecuencia muy fluctuante. Dependiendo de la red, el sistema de gestión de la red se puede parametrizar de manera flexible para 50 Hz o 60 Hz de frecuencia nominal de la red. Los intervalos de tensión y frecuencia de los aerogeneradores ENERCON cumplen con las normas internacionales que especifican el rango de operación para el funcionamiento normal. ENERCON se pueden integrar diferentes sistemas de redes de todo el mundo.

Figura 22. **Annular generator and grid management system**



Fuente: ENERCON. Consulta: abril de 2013.

Tecnología del generador:

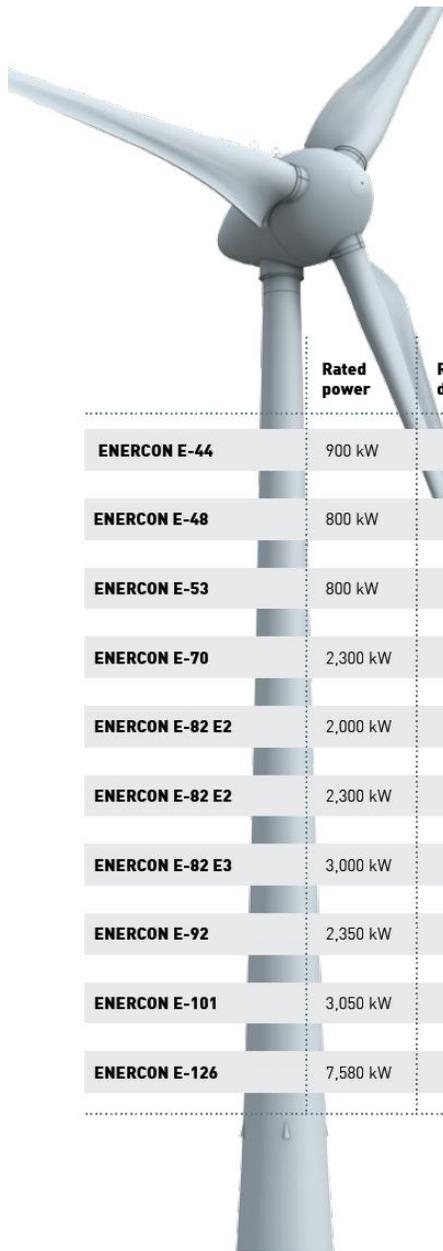
Entre otras características claves, el generador anular es un componente clave en el diseño del aerogenerador sin engranajes, que combinado con el eje

del rotor que proporciona un flujo de energía casi sin fricción, mientras que un número menor de componentes móviles asegura desgaste mínimo. A diferencia de los generadores de funcionamiento rápido, el generador anular ENERCON se somete a poco desgaste mecánico, lo que es ideal para toda carga pesada y garantiza una larga vida útil.

Se trata de un generador sincrónico de baja velocidad sin acoplamiento de red directa. Tensión de salida y la frecuencia varían con la velocidad y se convierten para la salida a la red, a través de un enlace de DC y el inversor que permite la variabilidad de alta velocidad.

ENERCON convertidores de energía eólica, se basan en un diseño de la turbina sin engranaje que utiliza un generador anular con excitación separada. Los campos magnéticos requeridos para generar energía eléctrica se crean eléctricamente.

Tabla VI. Resumen turbinas ENERCON



ENERCON prod

The ENERCON product portfolio
in the sub- to multi-megawatt

	Rated power	Rotor diameter	Swept area	Hub height	Rotational speed
ENERCON E-44	900 kW	44 m	1,521 m ²	45 / 55 m	variable, 16 - 34.5 rpm
ENERCON E-48	800 kW	48 m	1,810 m ²	50 / 55 / 60 / 76 m	variable, 16 - 31.5 rpm
ENERCON E-53	800 kW	52.9 m	2,198 m ²	60 / 73 m	variable, 11 - 29.5 rpm
ENERCON E-70	2,300 kW	71 m	3,959 m ²	57 / 64 / 74 / 85 / 98 / 113 m	variable, 6 - 21 rpm
ENERCON E-82 E2	2,000 kW	82 m	5,281 m ²	78 / 85 / 98 / 108 / 138 m	variable, 6 - 18 rpm
ENERCON E-82 E2	2,300 kW	82 m	5,281 m ²	78 / 85 / 98 / 108 / 138 m	variable, 6 - 18 rpm
ENERCON E-82 E3	3,000 kW	82 m	5,281 m ²	78 / 85 / 98 / 108 / 138 m	variable, 6 - 18 rpm
ENERCON E-92	2,350 kW	92 m	6,648 m ²	85 / 98 / 104 / 108 / 138 m	variable, 5 - 16 rpm
ENERCON E-101	3,050 kW	101 m	8,012 m ²	99 / 135 / 149 m	variable, 4 - 14.5 rpm
ENERCON E-126	7,580 kW	127 m	12,668 m ²	135 m	variable, 5 - 12.1 rpm

Fuente: ENERCON. Consulta: abril de 2013.

WES 18

La avanzada tecnología hace que la WES18 una turbina de viento relativamente fácil de conectar a cualquier tipo de red.

WES18 conexión a la red

La potencia de salida máxima del WES18 puede limitarse a través de ajustes en el sistema de control. Esto puede ser útil cuando la red local no es aún lo suficientemente fuerte como para soportar la potencia máxima generada por la WES18. Posteriormente se puede ajustar o eliminar la limitación de la potencia de salida máxima de la WES18 una vez que la red se ha mejorado y es lo suficientemente fuerte para soportar la potencia de salida total.

El armario de control WES18 es capaz de influir en el factor de potencia de la red. A través de la configuración de los convertidores, el factor de potencia se puede mover en ambas direcciones. Además de generar energía eléctrica la WES18 es capaz de mejorar la calidad de la red de distribución.

Cuando la tensión o frecuencia de la red están fuera de tolerancias o después de producirse en la red un *black-out*, la WES18 se apagará automáticamente en milisegundos.

WES18 Generador

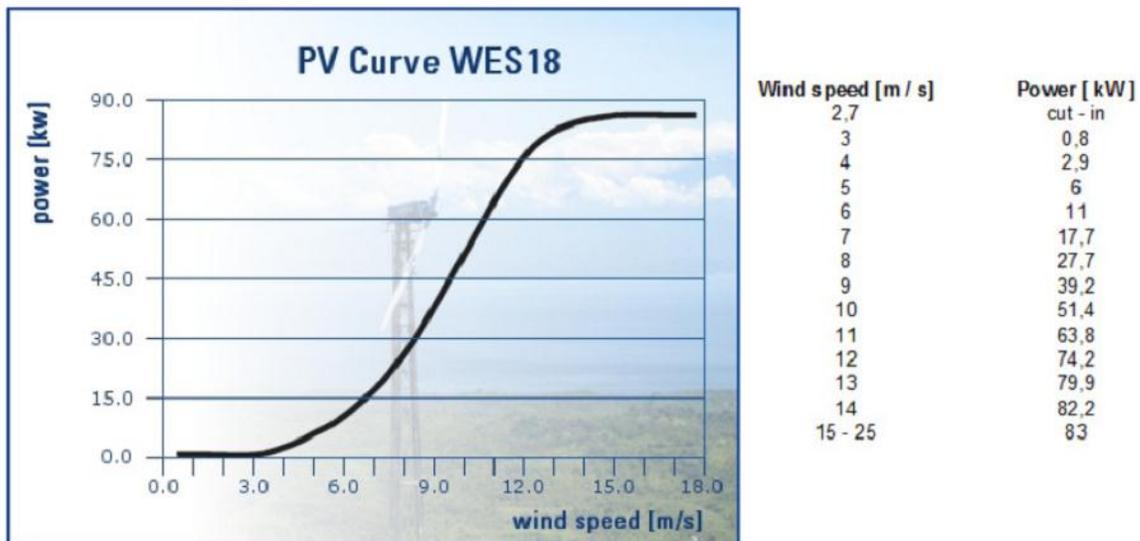
El generador es generador síncrono de 4-polos, la potencia nominal del generador es de 80 kW. El generador es refrigerado por ventilador totalmente cerrado, por lo que este generador no necesita mantenimiento. La elección de un generador síncrono es clave en el diseño WES18. Las fluctuaciones de la

velocidad del viento son absorbidos por el rotor y la frecuencia del generador. Las fluctuaciones en la velocidad del viento no causan fluctuaciones en las cargas en paletas, caja de cambios o torre. Esta es la razón principal por la que WES18 tiene una larga vida útil y necesita poco mantenimiento. La combinación de un generador asincrónico y la aplicación de tecnología permiten a la WES18 entregar electricidad en redes débiles o pequeñas.

3.1.2. Curva de generación de generadores eólicos

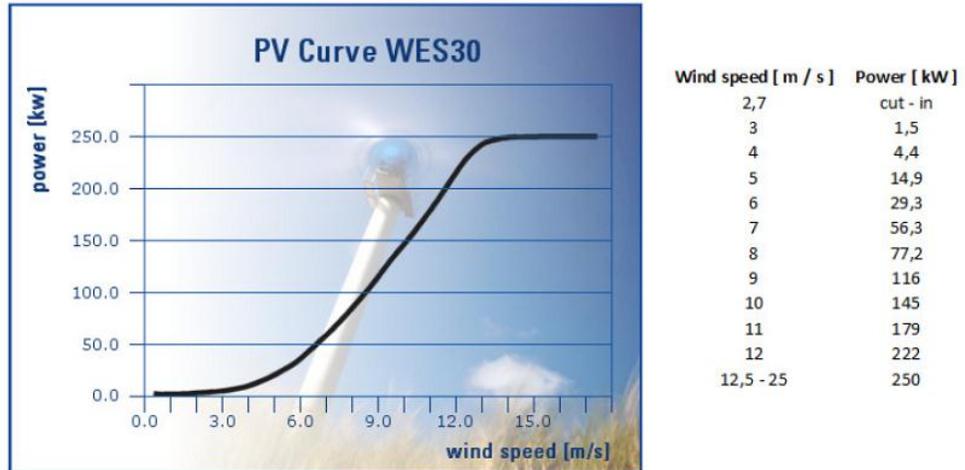
Los datos de las curvas son válidos para condiciones atmosféricas estándar de 15 ° C de temperatura del aire, presión de 1 013 mbar aire y 1 225 kg / m³ de densidad del aire, palas limpias del rotor y el flujo de aire horizontal sin ser molestados.

Figura 23. Curva de potencia de salida WES18



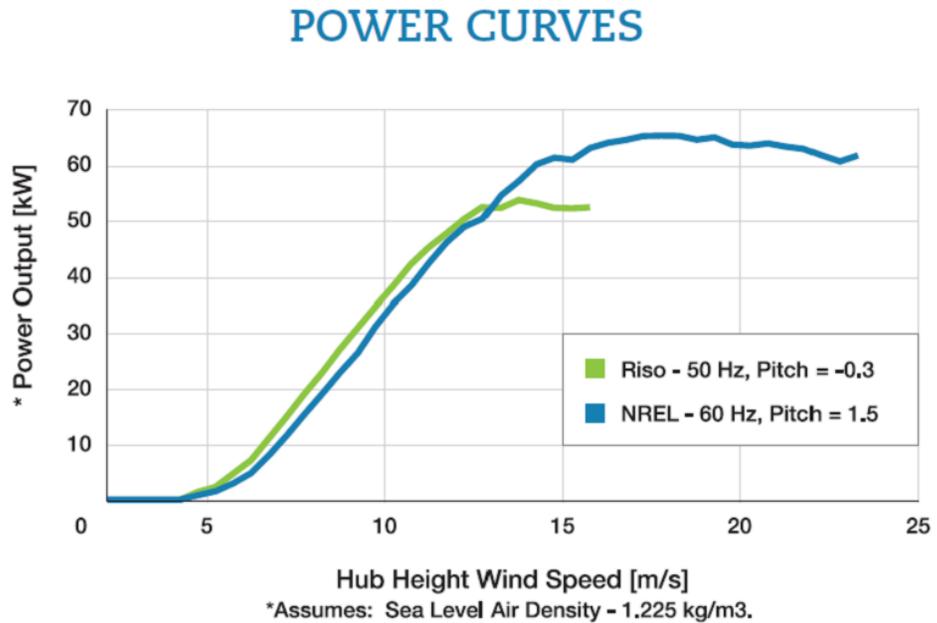
Fuente: www.wes18.com. Consulta: abril de 2013.

Figura 24. Curva de potencia de salida WES30



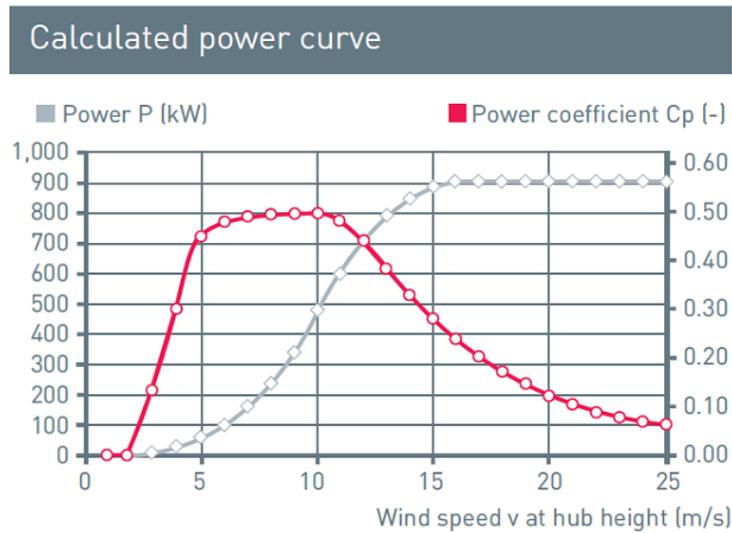
Fuente: www.wes30.com. Consulta: abril de 2013.

Figura 25. Curva de potencia de salida OAC 15/50



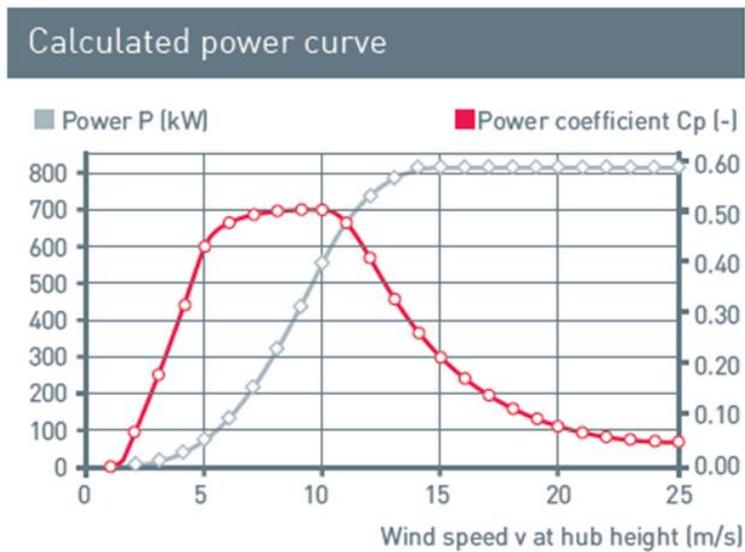
Fuente: SEAFORTH ENERGY. Consulta: Abril de 2013.

Figura 26. **Curva de potencia de salida ENERCON E-44 (900 kW)**



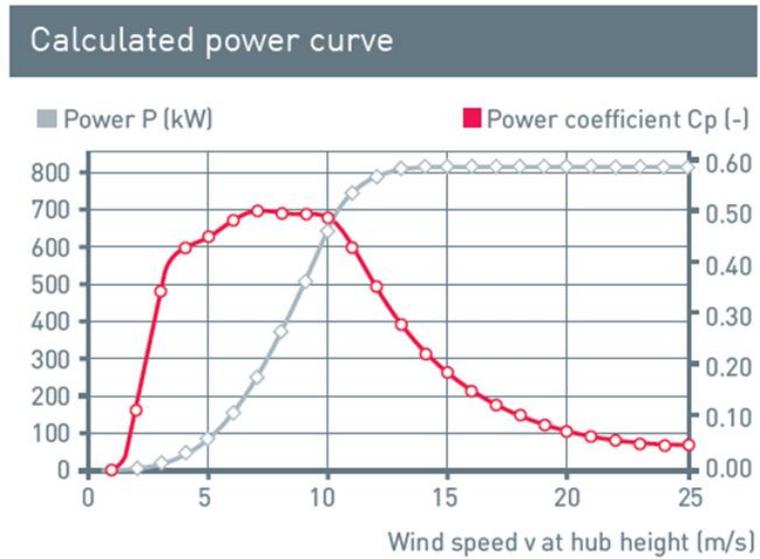
Fuente: ENERCON. Consulta: abril de 2013.

Figura 27. **Curva de potencia de salida ENERCON E-48 (800 kW)**



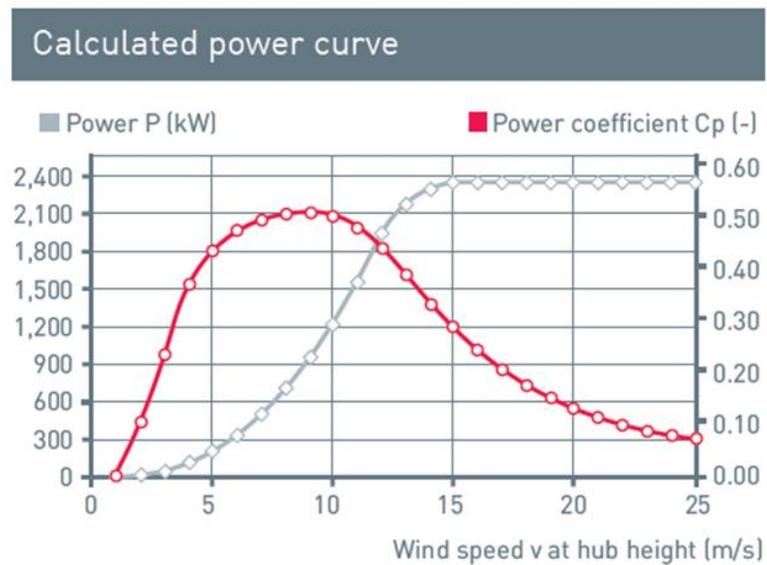
Fuente: ANERCON. Consulta: abril de 2013.

Figura 28. **Curva de potencia de salida ENERCON E-53 (800 kW)**



Fuente: ENERCON. Consulta: abril de 2013.

Figura 29. **Curva de potencia de salida ENERCON E-70 (2300 kW)**



Fuente: ENERCON. Consulta: abril de 2013.

3.2. Generador fotovoltaico

La cantidad de energía eléctrica que se produce durante un tiempo de referencia (día, mes, año) en un panel solar fotovoltaico, depende de tres factores: características climatológicas reales durante un tiempo considerado, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos utilizados y la cantidad de radiación solar que incide sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, que depende, de la orientación e inclinación de los módulos respecto al sol.

Con respecto a la radiación solar, se utilizan dos términos, irradiación e irradiancia, cuyas definiciones son ligeramente diferentes. El término irradiación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, mientras que el término irradiancia se refiere a la potencia instantánea recibida. En términos de unidades la irradiancia se mide en W/m^2 mientras que la irradiación en Wh/m^2 .

La irradiancia proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular al sol en el exterior de la atmósfera, presentando algunas variaciones temporales bien definidas en unos casos (variación día/noche, verano/invierno) y estocásticas en otros (presencia de nubes).

El ángulo de incidencia de los rayos solares sobre el módulo así como la forma de incidencia también son factores muy importantes para el aprovechamiento de la luz solar.

Conexión

Sólo se pueden conectar módulos solares idénticos, del mismo tipo y de la misma clase de rendimiento. Al conectar sistemas fotovoltaicos a la red es

necesario asegurarse de que no se exceda el voltaje máximo del sistema cuando se conecten los módulos en serie. Al hacerlo, se debe tener en cuenta la tensión en función de la temperatura del módulo solar, sobre todo porque a bajas temperatura la tensión del módulo sube.

Cuando se conectan los módulos en paralelo hay que asegurarse de que en las cadenas conectadas en paralelo, se conecta siempre el mismo número de módulos en serie, y de que se toman las medidas adecuadas de protección contra sobretensión (p. ej., fusible para cadenas). Es necesario cerciorarse de que no se exceda la corriente inversa máxima admisible IR (según la ficha técnica correspondiente).

En condiciones normales, un módulo fotovoltaico puede suministrar una corriente más alta y/o un voltaje más alto que aquellos especificados para las condiciones normalizadas de ensayo. Por ello, para determinar los valores de tensión nominal de componentes, valores de intensidad nominal de conductores, los tamaños de los fusibles y el dimensionamiento de elementos de control que tengan que conectarse a la salida de los módulos fotovoltaicos, se deben multiplicar los valores de I_{sc} (corriente de corto circuito) y U_{oc} (tensión de circuito abierto) especificados en el módulo por un factor de seguridad de 1,25.

No está permitido conectar en paralelo más de 2 cadenas de módulos sin un fusible de cadena de las dimensiones necesarias.

Posicionamiento

Con el fin de obtener un rendimiento anual lo más alto posible, es recomendable posicionar los módulos de manera que se cumplan los siguientes criterios:

- El módulo solar se debe posicionar de tal modo que se eviten zonas de sombras (incluso parcial por causa de buhardillas, árboles, etc.), ya que esto puede traer consigo el deterioro del módulo solar (p. ej., por la formación de puntos calientes), interrupciones del funcionamiento del generador fotovoltaico y pérdidas de rendimiento.
- La parte delantera del módulo solar debe estar orientada hacia el Ecuador.
- El grado de inclinación se debe elegir teniendo en cuenta las circunstancias locales y arquitectónicas ($30^\circ \pm 15^\circ$). La literatura especializada proporciona datos específicos acerca del posicionamiento óptimo de los módulos. El cálculo del ángulo de inclinación se efectúa aplicando la siguiente fórmula: ángulo de inclinación = grado de latitud del lugar de instalación -20°
- Todos los módulos de un generador fotovoltaico se deben instalar en el mismo ángulo (tanto horizontal como vertical). Para ángulos distintos se deben utilizar inversores separados.
- A fin de garantizar una limpieza automática suficiente, el ángulo de inclinación debe ser de por lo menos 10° .

- Para una limpieza automática óptima se recomienda un ángulo de inclinación mínimo de 15°.
- Se debe prever que la parte posterior del módulo reciba buena ventilación.
- Montar los módulos de forma que la parte posterior no entre en contacto con ningún objeto que se encuentre detrás de ellos ni aunque estén sometidos a carga mecánica.
- Para evitar exponer los módulos a cargas eólicas elevadas es, necesario respetar las distancias mínimas a los bordes de los edificios según la Norma DIN 1055-4 cuando se instalan los módulos.
- No se permite la concentración de la luz solar sobre los módulos mediante espejos o lentes.
- Se debe impedir el contacto directo de los módulos con agua salada

A continuación se describen las características técnicas de algunas marcas de paneles fotovoltaicos existentes en el mercado, adecuados para conectar a la red eléctrica de distribución.

Tabla VII. Características eléctricas ISF-245, 250 y 255

Comportamiento en STC: Irradiancia 1.000 W/m², temperatura de célula 25 ° C, AM 1,5

	ISF - 245	ISF - 250	ISF - 255
Potencia nominal (Pmax)	245 W	250 W	255 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	37,6 V	37,8 V	37,9 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,63 A	8,75 A	8,86 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	30,5 V	30,6 V	30,9 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	8,04 A	8,17 A	8,27 A
Eficiencia	14,8 %	15,1 %	15,4 %
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0/+3 %	0/+3 %	0/+3 %

Comportamiento a Irradiancia 800 W/m², TONC, temperatura ambiente 20 ° C, AM 1,5; velocidad del viento 1 m/s

	ISF - 245	ISF - 250	ISF - 255
Potencia máxima (Pmax)	178 W	181 W	185 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	34,8 V	35,0 V	35,1 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,96 A	7,06 A	7,15 A
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	27,4 V	27,5 V	27,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6,49 A	6,59 A	6,67 A

Reducción de Eficiencia desde 1.000 W/m² a 200 W/m² según IEC 60904-1 5% (+/-3%)

Fuente: ISOFON. Consulta: abril de 2013.

Tabla VIII. Características de operación ISF-245, 250 y 255

Tensión máxima del sistema	1000 V
Limite de corriente inversa	20 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45 +/- 2° C
Temperatura de operación	-40 to + 85° C
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,44%/K
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,334%/K
Coeficiente de temperatura de Isc	0,048%/K

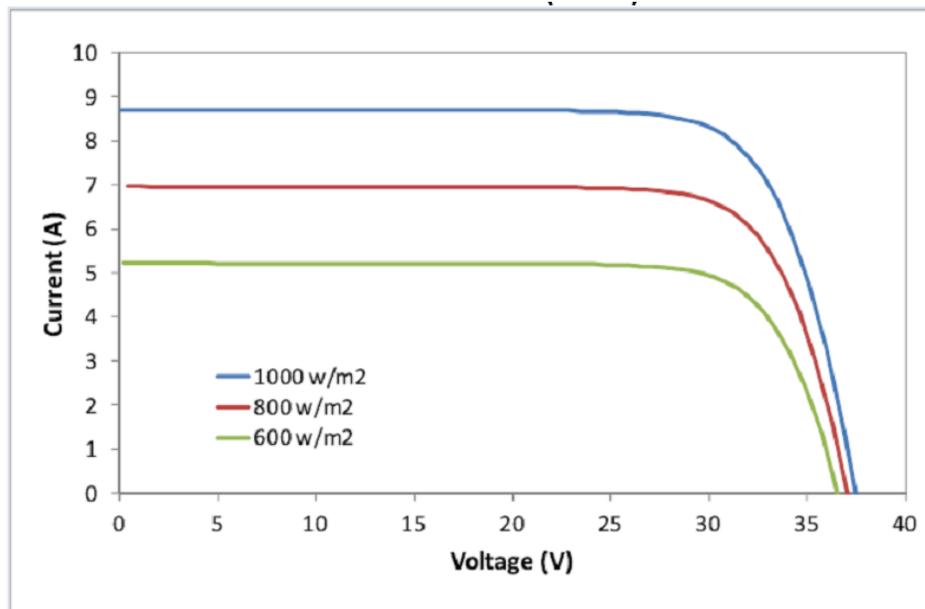
Fuente: ISOFON. Consulta: abril de 2013.

Los datos eléctricos proporcionados con el módulo se obtienen en condiciones de ensayo estándar (irradiación de 1 000 W/m², espectro AM 1,5, temperatura de la célula 25 °C).

Sin embargo, el estado de funcionamiento real del módulo, una vez instalada puede ser muy diferente de la práctica de laboratorio, por lo que debe conocer las variaciones que pueden ocurrir con el fin de hacer las correcciones necesarias en los cálculos.

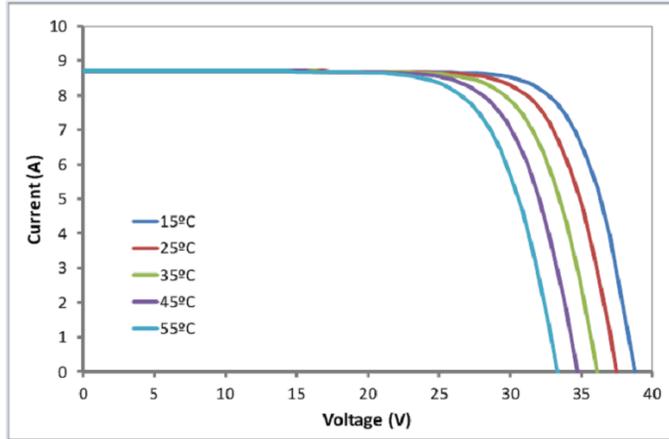
Observar que mientras la corriente generada por un módulo fotovoltaico incrementa con la intensidad de la radiación solar (figura 30), el voltaje generado cae a medida que la temperatura de las células aumenta (figura 31).

Figura 30. **Curvas de acuerdo a la irradiancia solar con temperatura de la celda constante (25 °C)**



Fuente: ISOFON, abril 2013.

Figura 31. **Curvas de acuerdo a la temperatura de la celda con irradiancia constante (1000 W/m²)**



Fuente: ISOFON. Consulta: abril de 2013.

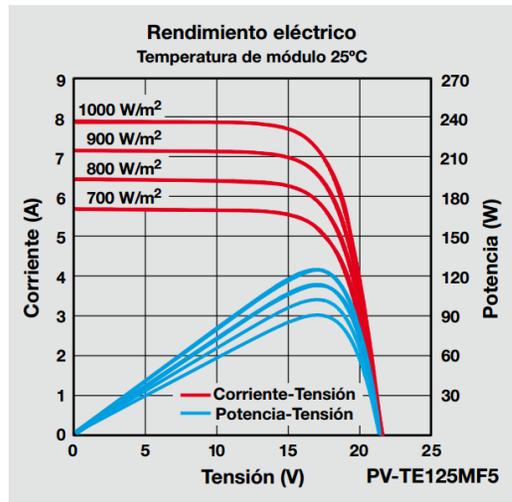
Mitsubishi

Tabla IX. **Características eléctricas y de operación PV-TE(130, 125, 120 y 115)MF5**

Fabricante	MITSUBISHI ELECTRIC			
Modelo	PV-TE130MF5N	PV-TE125MF5N	PV-TE120MF5N	PV-TE115MF5N
Tipo de célula	Células FV policristalinas, 156 x 156 mm			
Número de células	36 células en serie			
Potencia máxima [P _{máx}]	130W	125W	120W	115W
Potencia mínima garantizada*	123,5W	118,8W	114,0W	109,3W
Tolerancia de la potencia máxima	+10 / -5%			
Tensión en vacío [V _{oc}]	21,9V	21,8V	21,6V	21,5V
Corriente de cortocircuito [I _{sc}]	8,05A	7,90A	7,75A	7,60A
Tensión MPP [V _{mp}]	17,4V	17,3V	17,2V	17,1V
Corriente MPP [I _{mp}]	7,47A	7,23A	6,99A	6,75A
Temperatura nominal de servicio (NOCT)	47,5°C			
Tensión máxima del sistema	DC 1000 V			
Fusible	15 A			
Dimensiones	1.495 x 674 x 46 mm			
Peso	13 kg			
Conexión	(+) 800 mm, (-) 1.250 mm, con conector MC4 (PV-KBT4/6II-UR, PV-KST4/6II-UR) Caja de conexiones sellada (IP 67); certificada según UL-1730 test de inflamabilidad			
Eficiencia	12,9 %	12,4 %	11,9 %	11,4 %
Embalaje	2 piezas por caja			
Certificados	Satisface IEC 61215 2a Edición (prueba de carga estática de 5400 Pa superada, equivale a 550Kg/m ² de carga uniformemente distribuida), IEC 61730, clase de seguridad TÜV II, certificación RoHS			
Ensayo de impacto	Resiste el impacto de una bola de acero de 0,5 Kg de peso que cae desde una altura de 1,3m			

Fuente: MITSUBISHI ELECTRIC. Consulta: abril de 2013.

Figura 32. **Curvas de rendimiento eléctrico a una temperatura de modulo de 25 °C**



Fuente: MITSUBISHI ELECTRIC. Consulta: abril de 2013.

Sharp

Los módulos fotovoltaicos Sharp de la serie NU están pensados para aplicaciones con una alta demanda de potencia. Estos módulos monocristalinos de alta calidad ofrecen un rendimiento duradero y fiable incluso bajo condiciones de uso extremas.

Todos los módulos Sharp de la serie NU ofrecen una óptima integración de sistema a nivel técnico y económico y son aptos para el montaje en instalaciones FV conectadas a la red.

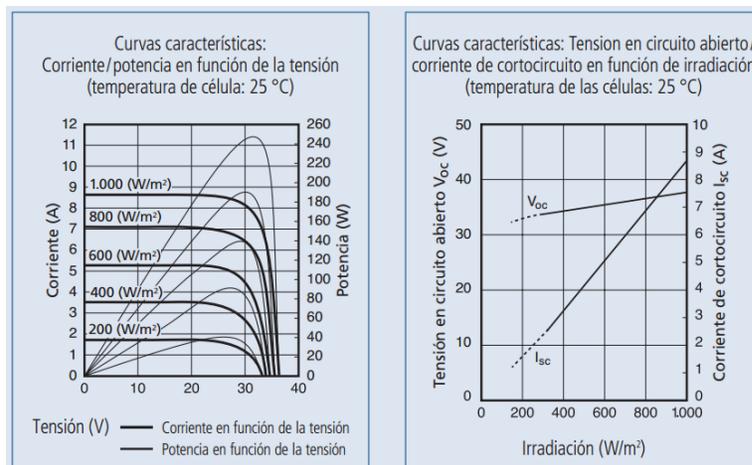
Tabla X. **Características eléctricas NU-E245 (J5), E240 (J5) y E235 (E2)**

Datos eléctricos		NU-E245 (J5)	NU-E240 (J5)	NU-E235 (E2)	
Potencia nominal		245 W _p	240 W _p	235 W _p	
Tensión en circuito abierto	V _{OC}	37,5	37,3	37,0	V
Corriente de cortocircuito	I _{SC}	8,73	8,63	8,60	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V _{pm}	30,5	30,2	30,0	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I _{pm}	8,04	7,95	7,84	A
Coefficiente de rendimiento del módulo	η_m	14,9	14,6	14,3	%
NOCT		47,5	47,5	47,5	°C
Coefficiente de temperatura – tensión en circuito abierto	αV_{OC}	-130	-130	-130	mV/°C
Coefficiente de temperatura/corriente de cortocircuito	αI_{SC}	+0,053	+0,053	+0,053	%/°C
Coefficiente de temperatura potencia	αP_m	-0,485	-0,485	-0,485	%/°C

Valores eléctricos se refieren a condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1.000 W/m² con espectro de luz AM 1.5 a una temperatura de célula de 25 °C. La entrega de potencia está sujeta a una tolerancia de fabricación de -5% / +10%. Condiciones NOCT: irradiación de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C y velocidad del viento de 1 m/sec.

Fuente: SHARP. Consulta: abril de 2013.

Figura 33. **Curvas características NU-E245(J5)**



Fuente: SHARP. Consulta: abril de 2013.

4. ÓPTIMA CONFIGURACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

En el presente capítulo se presenta una carga industrial hipotética que se alimenta por medio de un sistema híbrido de generación eléctrica cuya matriz está compuesta de energía eléctrica proveniente de sistemas de generación solar, eólica y de la red de distribución.

Se determina por medio del software HOMER la óptima configuración del sistema híbrido de generación eléctrica

4.1. Introducción

En el presente capítulo se detalla y analiza las demandas eléctricas que tendrá el sistema híbrido de generación eléctrica, básicamente queda conformado por la carga industrial hipotética y la red de distribución eléctrica.

4.1.1. Demanda eléctrica

A continuación se realiza del análisis del perfil de demanda horaria, diaria, mensual y estacional para analizar el comportamiento de la carga en estudio.

4.1.1.1. Perfil de demanda horaria, diaria y mensual

En la presente investigación se utiliza el perfil de demanda horaria diaria para identificar la jornada de producción y el perfil mensual para identificar la temporada alta de producción de la carga industrial hipotética.

4.1.1.2. Perfil de demanda estacional

Se refiere al consumo de energía en determinado periodo de tiempo, la carga industrial hipotética tiene una estacionalidad definida por las horas laborales y las temporadas de producción (alta y baja).

4.2. Proyección de demanda

Desde el punto de vista del sistema híbrido de generación eléctrica existen dos cargas descritas a continuación.

4.2.1. Demanda local o carga ficticia

En la presente investigación se denomina demanda local o carga ficticia a la demanda eléctrica hipotética industrial que se alimenta por medio del sistema híbrido de generación eléctrica.

A continuación se describen las características de la carga ficticia.

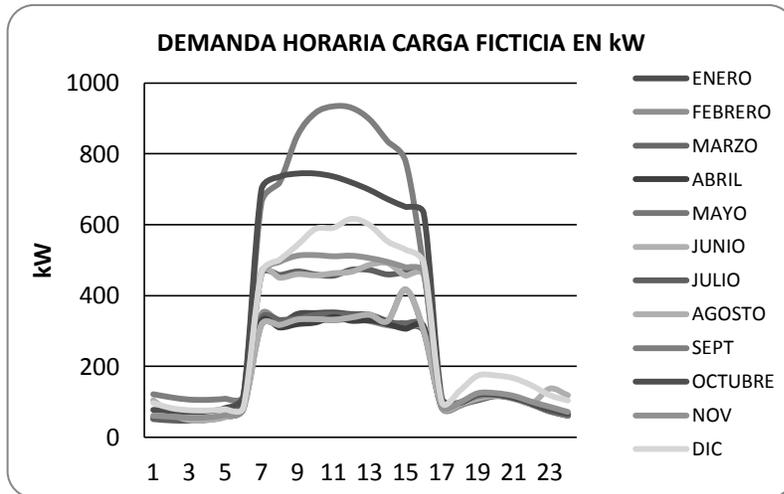
- De lunes a viernes el horario de producción es: de 7 de la mañana a 4 de la tarde (figura 34).
- Los fines de semana el horario de producción es: de 7 de la mañana a 4 de la tarde, pero solamente hay aproximadamente un 30 % de la producción respecto a los días comprendidos de lunes a viernes (figura 35).
- La temporada alta de producción es de septiembre a diciembre (figuras 34 y 35).

Tabla XI. Demanda horaria de industria hipotética en kW en el 2012

H O R A	E N E R O			F E B R E R O			M A R Z O			A B R I L			M A Y O			J U N I O			J U L I O			A G O S T O			S E P T			O C T U B R E			N O V			D I C		
	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D	L M M J V	M M J V	S D			
1	56	33	54	54	56	24	54	26	80	24	55	24	51	25	104	23	121	24	77	25	61	27	96	39												
2	52	29	51	50	52	22	51	25	73	23	51	22	48	23	67	22	113	23	74	23	58	25	82	36												
3	50	24	49	48	51	22	49	22	70	22	50	21	47	22	48	21	106	22	71	23	55	24	76	35												
4	52	23	51	47	50	22	51	22	71	23	49	22	50	22	49	21	106	23	73	24	56	24	76	35												
5	61	25	62	50	60	27	61	25	78	28	58	26	59	24	57	25	109	27	82	26	62	28	79	39												
6	100	29	101	54	94	42	90	28	89	39	81	36	82	27	86	39	117	39	117	39	80	36	84	48												
7	342	70	347	124	336	94	327	71	352	93	318	91	461	100	469	141	662	145	699	141	460	137	464	195												
8	320	78	324	142	331	94	310	85	419	88	317	90	458	116	450	133	718	137	735	134	495	148	501	212												
9	348	90	331	169	335	96	319	92	469	93	332	94	468	129	460	135	852	140	744	145	512	151	543	151												
10	350	94	332	189	345	95	324	95	479	94	333	95	459	135	457	135	916	139	744	150	514	150	588	159												
11	352	95	330	194	348	92	339	93	479	95	332	94	456	133	463	139	934	138	736	150	511	149	591	153												
12	348	93	333	194	345	93	329	89	480	100	338	100	473	128	467	142	930	143	719	157	512	150	617	153												
13	345	90	328	185	342	91	330	88	465	98	346	98	472	131	486	140	897	145	698	156	506	146	599	210												
14	328	86	316	174	322	87	319	84	420	93	328	94	459	122	491	138	835	138	672	148	495	141	553	199												
15	314	81	312	161	322	85	306	78	394	90	417	89	465	114	456	136	778	135	650	150	480	140	529	195												
16	299	76	304	151	313	81	311	74	364	89	299	85	465	107	458	135	476	128	633	151	465	136	491	194												
17	85	33	83	68	90	36	87	35	105	41	86	37	94	31	90	40	91	39	111	44	90	40	99	55												
18	89	35	89	72	95	36	94	37	99	41	91	37	93	34	94	41	98	39	98	52	99	45	132	58												
19	115	47	115	95	110	46	112	44	111	48	108	43	104	42	108	47	116	48	120	77	124	56	174	75												
20	119	48	121	89	121	53	118	48	124	54	118	50	116	48	117	52	120	51	120	75	124	54	174	77												
21	112	46	112	46	111	50	113	46	149	51	109	47	110	47	111	49	113	48	111	71	117	51	166	71												
22	95	40	97	41	94	42	94	41	130	43	92	41	93	40	96	42	96	41	94	62	100	44	146	63												
23	77	34	77	36	75	34	76	34	107	34	73	33	74	34	137	33	77	52	78	50	86	36	118	56												
0	63	29	64	51	63	27	62	28	89	27	61	26	61	28	118	26	60	61	65	39	71	30	104	48												
MAX	352		347		348		339		480		417		473		491		934		744		514		617													

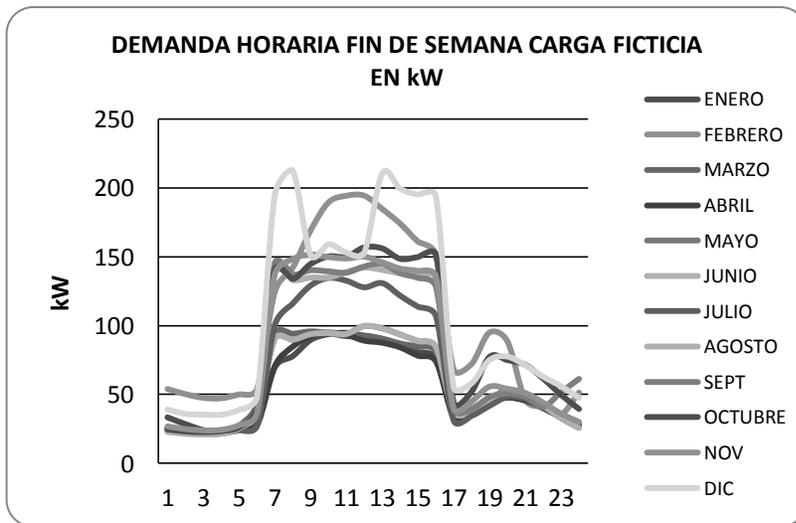
Fuente: elaboración propia (curva de demanda ficticia).

Figura 34. **Demanda horaria ficticia usuario industrial días lunes a viernes del 2012**



Fuente: elaboración propia (curva de demanda ficticia).

Figura 35. **Demanda horaria ficticia usuario industrial fin de semana del 2012**



Fuente: elaboración propia (curva de demanda ficticia).

4.2.2. Demanda de la red

El hecho de interconectar el sistema híbrido de generación eléctrica a la red de distribución, habilita la posibilidad de proveer un excedente de energía eléctrica a la red.

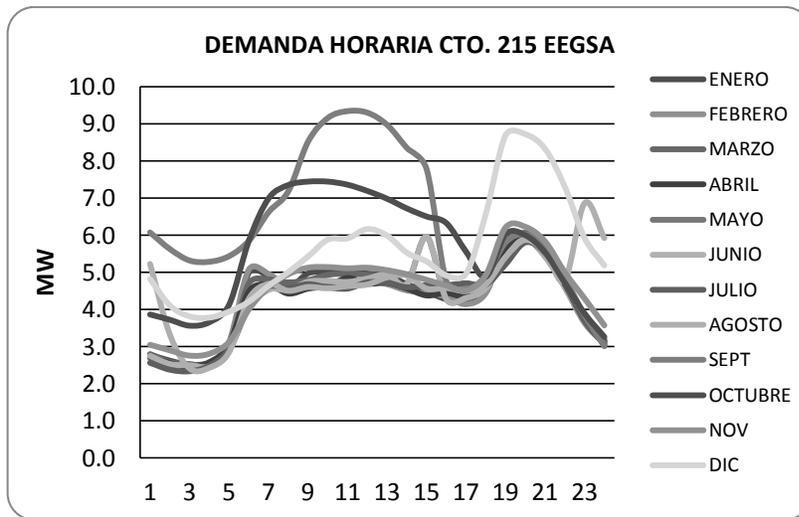
En la presente investigación se simula la conexión del sistema híbrido de generación eléctrica y de la carga ficticia al circuito 215 de la Subestación Arrazola de EEGSA ya que en esta región se encuentra la torre de medición de la cual se extrajeron y analizaron los datos de potencial solar y eólico en el capítulo 3.

Tabla XII. Demanda horaria en MW en el 2012, circuito 215 de la subestación Arrazola EEGSA

HORA	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPT		OCTUBR		NOV		DIC				
	L	M	S	D	L	M	S	D	L	M	S	D	L	M	S	D	L	M	S	D	L	M	S	D	L	M	S
1	2.8	3.7	2.7	6.0	2.8	2.6	2.7	2.8	4.0	2.7	2.7	2.6	2.6	2.7	5.2	2.5	6.1	2.7	3.9	2.8	3.0	3.0	4.8	4.3			
2	2.6	3.2	2.5	5.6	2.6	2.5	2.6	2.7	3.7	2.5	2.5	2.4	2.4	2.5	3.3	2.4	5.6	2.6	3.7	2.6	2.9	2.8	4.1	4.0			
3	2.5	2.7	2.5	5.3	2.5	2.4	2.5	2.5	3.5	2.5	2.5	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	5.3	2.5	3.6	2.6	2.8	2.7	3.8	3.9			
4	2.6	2.5	2.5	5.3	2.5	2.5	2.6	2.5	3.5	2.6	2.5	2.4	2.5	2.4	2.4	2.4	5.3	2.6	3.7	2.6	2.8	2.7	3.8	3.9			
5	3.1	2.8	3.1	5.6	3.0	3.0	3.1	2.7	3.9	3.1	2.9	2.9	2.9	2.7	2.8	2.8	5.4	3.0	4.1	2.9	3.1	3.1	3.9	4.3			
6	5.0	3.2	5.1	6.0	4.7	4.7	4.5	3.1	4.4	4.3	4.0	4.0	4.1	3.0	4.3	4.3	5.8	4.4	5.8	4.4	4.0	4.0	4.2	5.3			
7	4.9	3.5	5.0	6.2	4.8	4.7	4.7	3.5	5.0	4.6	4.5	4.5	4.6	3.3	4.7	4.7	6.6	4.8	7.0	4.7	4.6	4.6	4.6	6.5			
8	4.6	3.9	4.6	7.1	4.7	4.7	4.4	4.2	6.0	4.4	4.5	4.5	4.6	3.9	4.5	4.4	7.2	4.6	7.4	4.5	4.9	4.9	5.0	7.1			
9	5.0	4.5	4.7	8.5	4.8	4.8	4.6	4.6	6.7	4.6	4.7	4.7	4.7	4.3	4.6	4.5	8.5	4.7	7.4	4.8	5.1	5.0	5.4	5.0			
10	5.0	4.7	4.7	9.5	4.9	4.7	4.6	4.7	6.8	4.7	4.8	4.7	4.6	4.5	4.6	4.5	9.2	4.6	7.4	5.0	5.1	5.0	5.9	5.3			
11	5.0	4.7	4.7	9.7	5.0	4.6	4.8	4.7	6.8	4.7	4.7	4.7	4.6	4.4	4.6	4.6	9.3	4.6	7.4	5.0	5.1	5.0	5.9	5.1			
12	5.0	4.6	4.8	9.7	4.9	4.6	4.7	4.5	6.9	5.0	4.8	5.0	4.7	4.3	4.7	4.7	9.3	4.8	7.2	5.2	5.1	5.0	6.2	5.1			
13	4.9	4.5	4.7	9.2	4.9	4.5	4.7	4.4	6.6	4.9	4.9	4.9	4.7	4.4	4.9	4.7	9.0	4.8	7.0	5.2	5.1	4.9	6.0	7.0			
14	4.7	4.3	4.5	8.7	4.6	4.4	4.6	4.2	6.0	4.6	4.7	4.7	4.6	4.1	4.9	4.6	8.3	4.6	6.7	4.9	4.9	4.7	5.5	6.6			
15	4.5	4.0	4.5	8.0	4.6	4.2	4.4	3.9	5.6	4.5	6.0	4.4	4.7	3.8	4.6	4.5	7.8	4.5	6.5	5.0	4.8	4.7	5.3	6.5			
16	4.3	3.8	4.3	7.6	4.5	4.1	4.4	3.7	5.2	4.5	4.3	4.2	4.7	3.6	4.6	4.5	4.8	4.3	6.3	5.0	4.6	4.5	4.9	6.5			
17	4.2	3.6	4.1	7.6	4.5	4.0	4.4	3.9	5.3	4.5	4.3	4.1	4.7	3.4	4.5	4.5	4.5	4.4	5.6	4.9	4.5	4.4	5.0	6.1			
18	4.5	3.9	4.4	8.0	4.8	4.0	4.7	4.1	4.9	4.5	4.6	4.2	4.7	3.8	4.7	4.5	4.9	4.4	4.9	5.8	4.9	5.0	6.6	6.5			
19	5.7	5.2	5.8	10.6	5.5	5.2	5.6	4.9	5.5	5.4	5.4	4.8	5.2	4.6	5.4	5.2	5.8	5.3	6.0	8.6	6.2	6.2	8.7	8.3			
20	5.9	5.3	6.1	9.8	6.1	5.9	5.9	5.3	6.2	6.0	5.9	5.6	5.8	5.4	5.9	5.7	6.0	5.6	6.0	8.3	6.2	6.0	8.7	8.6			
21	5.6	5.1	5.6	5.1	5.6	5.6	5.6	5.1	7.5	5.6	5.4	5.3	5.5	5.2	5.5	5.4	5.7	5.4	5.5	7.9	5.8	5.7	8.3	7.9			
22	4.8	4.5	4.9	4.5	4.7	4.7	4.7	4.5	6.5	4.8	4.6	4.5	4.7	4.4	4.8	4.7	4.8	4.6	4.7	6.8	5.0	4.9	7.3	7.0			
23	3.8	3.8	3.8	4.0	3.7	3.8	3.8	3.8	5.4	3.7	3.6	3.7	3.7	3.7	6.9	3.6	3.8	5.7	3.9	5.5	4.3	4.0	5.9	6.2			
24	3.2	3.2	3.2	5.7	3.1	3.0	3.1	3.1	4.5	2.9	3.1	2.9	3.1	3.1	5.9	2.8	3.0	6.8	3.3	4.4	3.6	3.3	5.2	5.3			

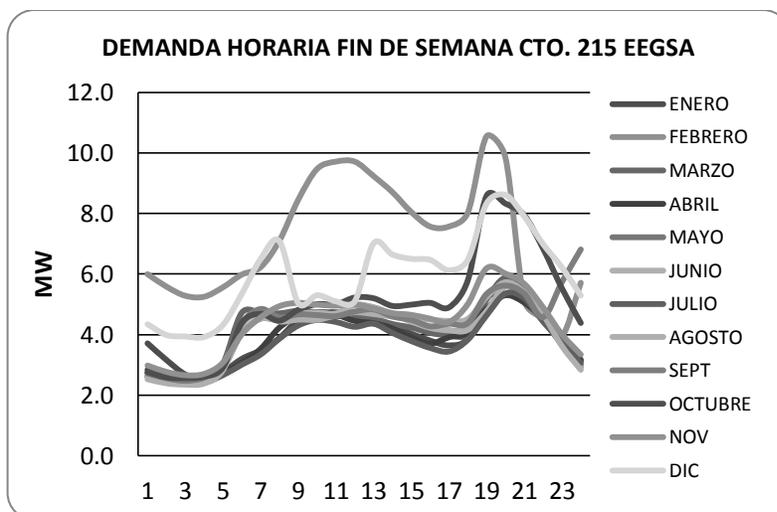
Fuente: EEGSA. Consulta: marzo de 2013.

Figura 36. **Demanda horaria diaria lunes a viernes del 2012, cto. 215 EEGSA**



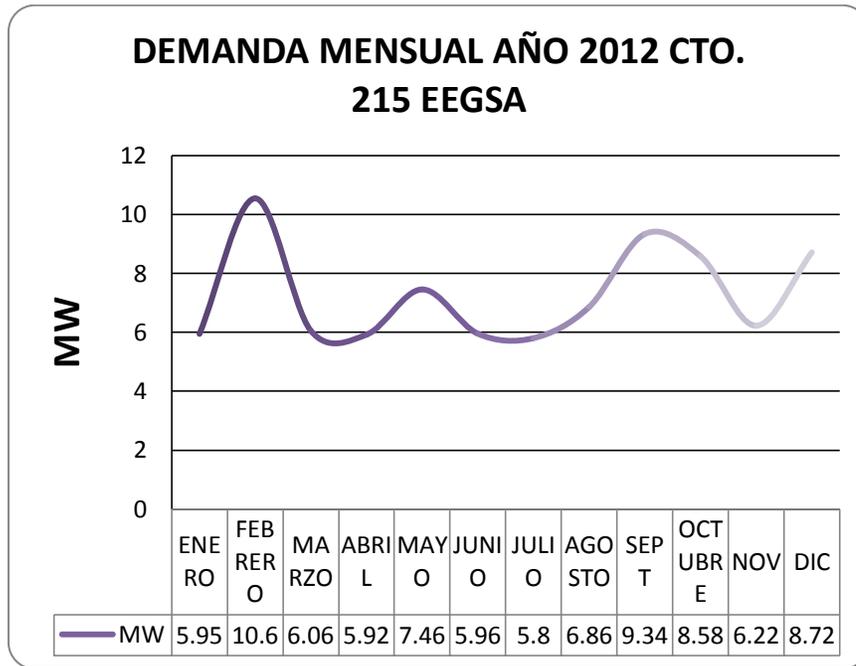
Fuente: EEGSA. Consulta: marzo de 2013.

Figura 37. **Demanda horaria diaria fin de semana del 2012, cto. 215 EEGSA**



Fuente: EEGSA. Consulta: marzo de 2013.

Figura 38. **Demanda mensual del 2012, cto. 215 EEGSA**

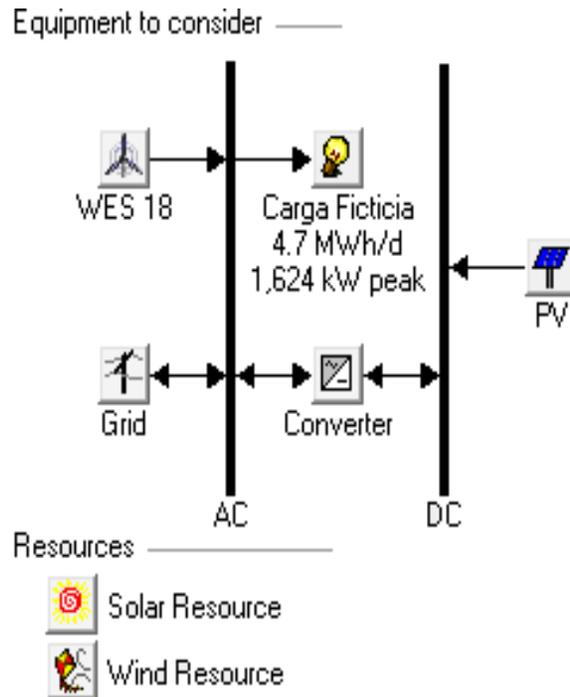


Fuente: EEGSA. Consulta: marzo de 2013.

4.3. **Componentes del sistema híbrido de generación eléctrica**

En la presente sección se utilizó el software HOMER para incorporar los recursos solar y eólico a las respectivas tecnologías, y los precios de energía proveniente de la red eléctrica con el objetivo de abastecer de forma óptima la carga ficticia propuesta en la sección anterior, en la figura 39 se pueden observar los elementos que componen el sistema híbrido de generación eléctrica que se desea optimizar.

Figura 39. **Sistema de generación eléctrica híbrido**



Fuente: Homer. Consulta: junio de 2013.

4.3.1. **Unificación de recursos y tecnología**

A continuación se analizan los elementos del sistema híbrido de generación eléctrica que se puede visualizar en la figura 39.

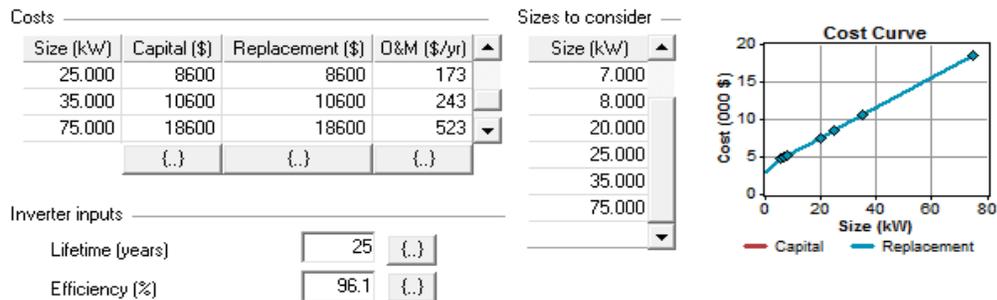
4.3.1.1. **Sistema de Generación Solar**

- Inversor:

Cualquier sistema que contiene elementos tanto de CA y CC requiere un inversor. Se ingresa a HOMER la curva de costos del inversor y los tamaños que se desee que HOMER considere en el análisis, y el propio sistema se

encarga de elegir el sistema óptimo, los parámetros básicos a considerar en el análisis se pueden observar en la figura 40.

Figura 40. **Parámetros a considerar inversor**



Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

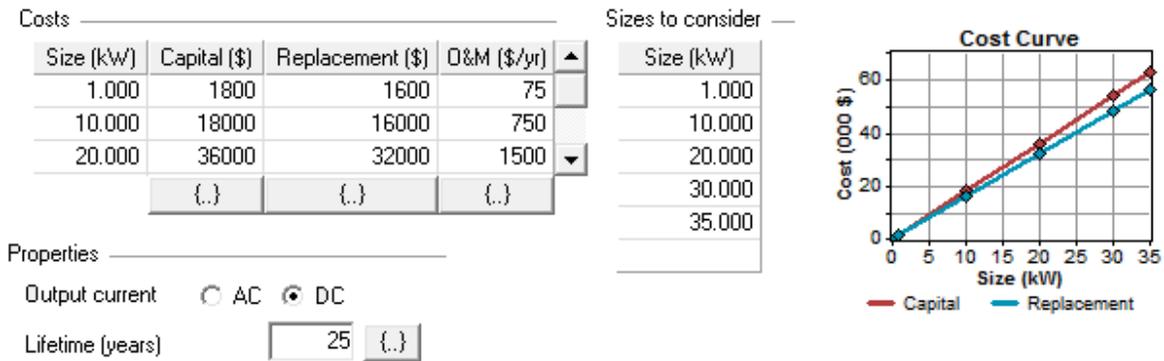
- Paneles fotovoltaicos:

En el cuadro de costos se introduce la curva de costos PV, es decir, la forma en que el costo varía según el tamaño. Se asumen que los costos fotovoltaicos varían linealmente con el tamaño y se especifican los costos de capital y la sustitución, tomando en cuenta los costos asociados con el subsistema de PV, como lo son:

- Paneles fotovoltaicos
- Alambrado
- Instalación

Los parámetros básicos a considerar se pueden observar en la figura 41.

Figura 41. Parámetros a considerar PV

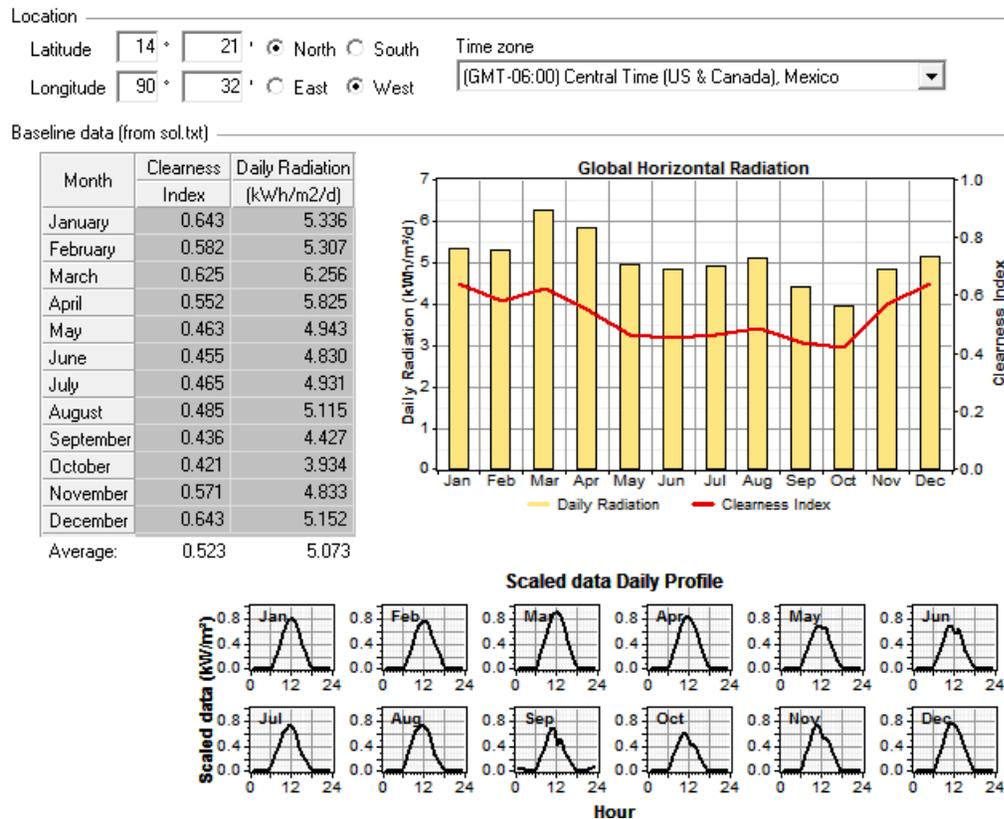


Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

- Recurso solar:

En la figura 42 se especifica la cantidad de radiación solar promedio mensual disponible para el sistema fotovoltaico durante todo el año. HOMER utiliza estos datos para calcular la salida del generador fotovoltaico en cada paso de tiempo.

Figura 42. **Ubicación torre de medición, índice de claridad y radiación solar promedio mensual Santa Elena Barillas, Guatemala**



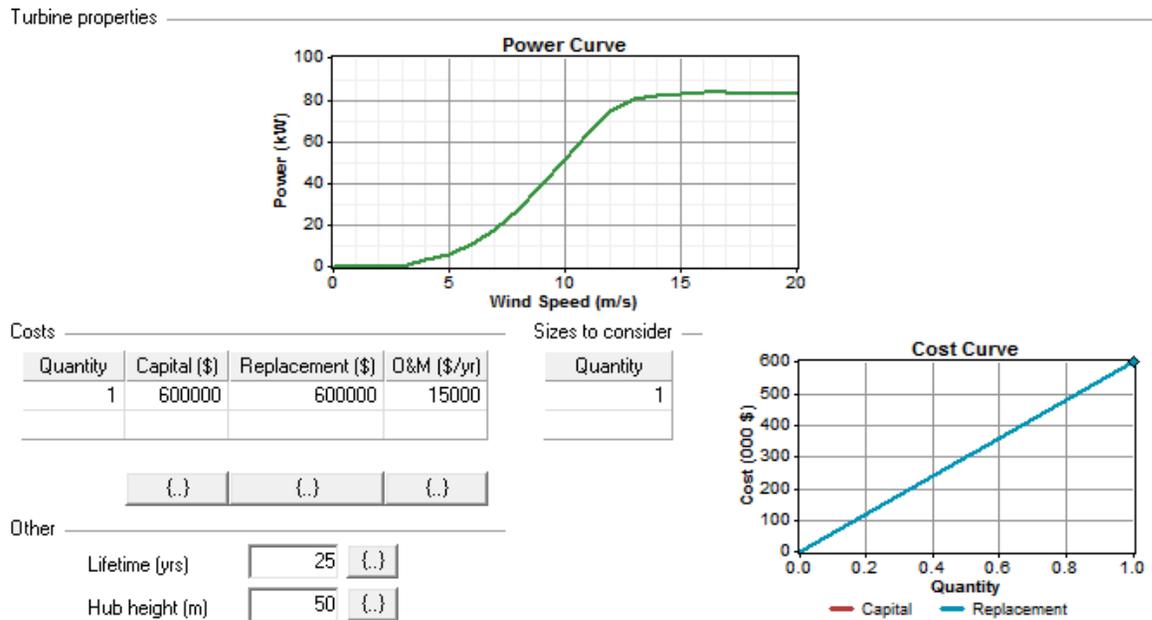
Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

4.3.1.2. Sistema de Generación Eólica

- Turbina eólica WES18

Se elige la turbina WES18 para realizar el presente estudio, los parámetros básicos a considerar se pueden observar en la figura 43.

Figura 43. **Parámetros a considerar turbina WES18**

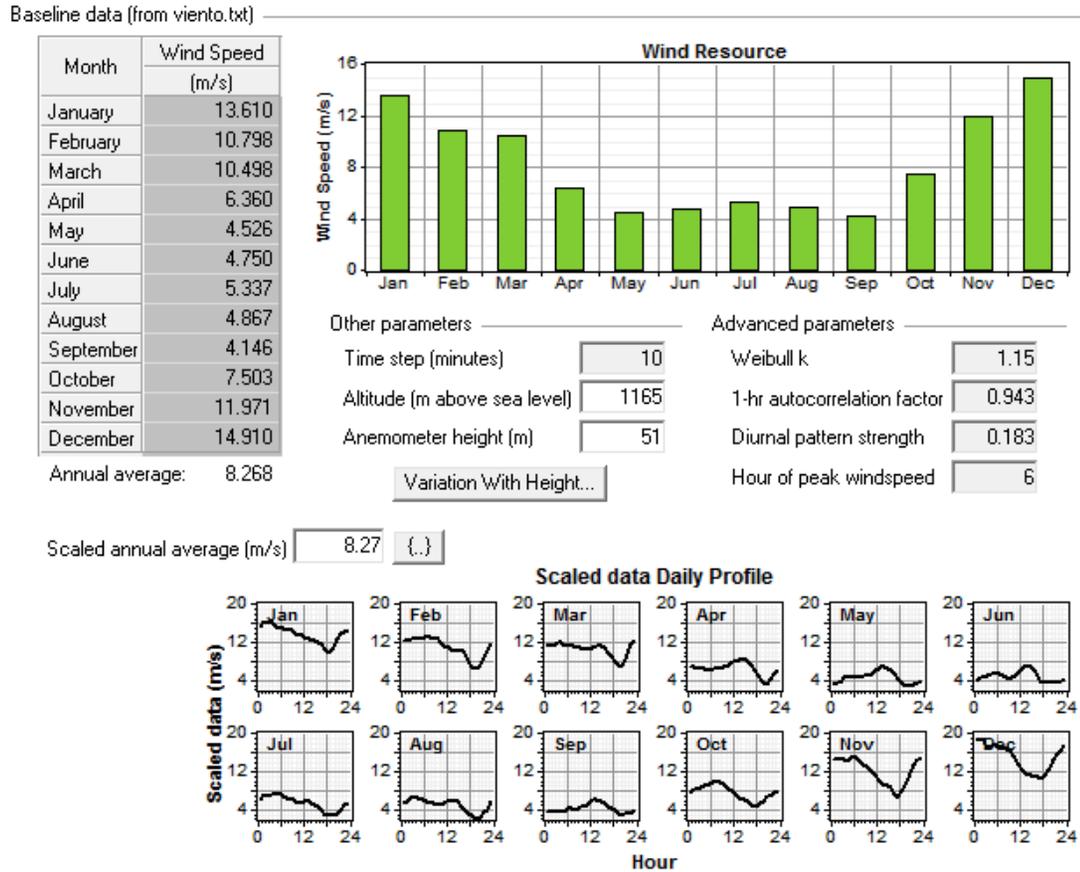


Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

- **Recurso eólico**

En la figura 44 se especifica la velocidad del viento promedio mensual disponible para el sistema eólico durante todo el año. HOMER utiliza estos datos para calcular la salida del generador eólico en cada paso de tiempo.

Figura 44. **Perfiles de velocidades del viento promedio diaria y mensual en Santa Elena Barillas, Guatemala**



Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

4.3.1.3. Red eléctrica

En esta sección se consideran los precios asociados a la compra y venta de energía eléctrica a la red de distribución. Considerando que se realiza un contrato de compra-venta de energía eléctrica con el AMM con precios definidos por el mercado SPOT al 100 % para la compra y el 50 % del precio *spot* para la venta.

En la tabla XIII se definen las bandas horarias y épocas del año más representativas en la variación del precio de la energía en el mercado *spot*.

Tabla XIII. **Precio SPOT promedio en \$/kWh de noviembre a abril y de mayo a octubre del 2012**

BANDA HORARIA	L	S	L	S
	M M J V	D	M M J V	D
Banda Punta 18 A 22 hrs.	0.1613	0.1581	0.1617	0.1606
Banda Intermedia 06 a 18 hrs	0.1554	0.1525	0.1524	0.1501
Banda Valle 22 a 06 hrs	0.1408	0.1454	0.1070	0.1028

Fuente: elaboración propia.

De la tabla XIII se obtienen 12 diferentes tarifas especificadas mediante la tabla XIV.

Tabla XIV. **Clasificación de tarifas en \$/kWh 2012**

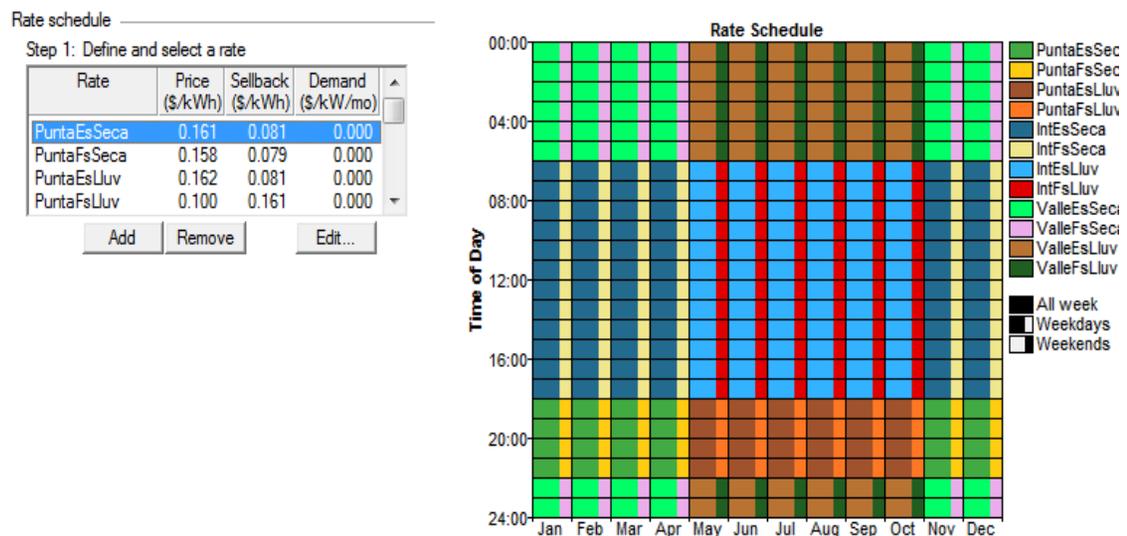
Tarifa segun hora y fecha del año	Abreviatura	\$/Kwh
En punta época seca entre semana	PuntaEsSeca	0.161251
En punta época seca fin de semana	PuntaFsSeca	0.158111
En punta época lluviosa entre semana	PuntaEsLluv	0.161713
En punta época lluviosa fin de semana	PuntaFsLluv	0.160556
Intermedia época seca entre semana	IntEsSeca	0.155422
Intermedia época seca fin de semana	IntFsSeca	0.152534
Intermedia época lluviosa entre semana	IntEsLluv	0.152362
Intermedia época lluviosa fin de semana	IntFsLluv	0.150116
Valle época seca entre semana	ValleEsSeca	0.140806
Valle época seca fin de semana	ValleFsSeca	0.145417
Valle época lluviosa entre semana	ValleEsLluv	0.107004
Valle época lluviosa fin de semana	ValleFsLluv	0.102814

Fuente: elaboración propia.

En la figura 45 se pueden observar las tarifas ubicadas según la época del año y la hora del día que le correspondan, la herramienta de cuadrícula con que cuenta HOMER permite tener una mejor visualización, los parámetros más relevantes son:

- *Price* (\$/kWh): precio de compra de la energía al *spot*
- *Sellback* (\$/kWh): precio de venta de la energía excedente producida por los sistemas de generación solar y eólico (50 % *spot*).
- *Demand* (\$/kWh/mo): contiene un valor 0 haciendo este referencia a que el GDR no tiene comprometida potencia firme obteniendo así el beneficio de no pagar peaje de conformidad con el artículo 70 de la ley general de electricidad.

Figura 45. **Parámetros a considerar turbina WES18**



Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

4.4. Arquitectura del sistema híbrido de generación eléctrica óptimo

En la sección anterior se proporciona a HOMER el modelo con los insumos, que describen las opciones tecnológicas, los costos de los componentes, y disponibilidad de recursos. HOMER utiliza estas entradas para simular diferentes configuraciones del sistema, o combinaciones de los componentes.

Después de simular todas las posibles configuraciones del sistema, HOMER despliega una lista de configuraciones, ordenados por costo actual neto, que se puede utilizar para comparar opciones de diseño del sistema (ver tabla XV).

Tabla XV. Resultado análisis HOMER

Sensitivity Results		Optimization Results		optima configuración							
Double click on a system below for simulation results.											
					PV (kW)	WES18	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC
					30	1	25	1000	\$ 662,600	235,756	\$ 3,676,358
					10	1	8	1000	\$ 623,200	238,879	\$ 3,676,873
					20	1	20	1000	\$ 643,600	237,318	\$ 3,677,320
					10	1	7	1000	\$ 623,000	238,944	\$ 3,677,503
					35	1	35	1000	\$ 673,600	234,997	\$ 3,677,646
					35	1	25	1000	\$ 671,600	235,194	\$ 3,678,172
					1	1	6	1000	\$ 606,500	240,313	\$ 3,678,506
					20	1	25	1000	\$ 644,600	237,353	\$ 3,678,767
					10	1	6	1000	\$ 622,700	239,069	\$ 3,678,802

Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

Según el análisis de HOMER la arquitectura del sistema óptima tiene los siguientes componentes:

- Un sistema eólico con una turbina WES18 de 80 kW
- Un sistema fotovoltaico de 30 kW
- Compra de energía de la red de distribución
- Venta de energía a la red de distribución cuando existan excedentes la energía que aporfo cada elemento del sistema híbrido está detallada en la tabla XVI.

Tabla XVI. **Detalle de producción y consumo de energía**

Production	kWh/yr	%
PV array	51,603	3
Wind turbine	207,592	12
Grid purchases	1,474,682	85
Total	1,733,876	100

Consumption	kWh/yr	%
AC primary load	1,710,078	99
Grid sales	21,635	1
Total	1,731,713	100

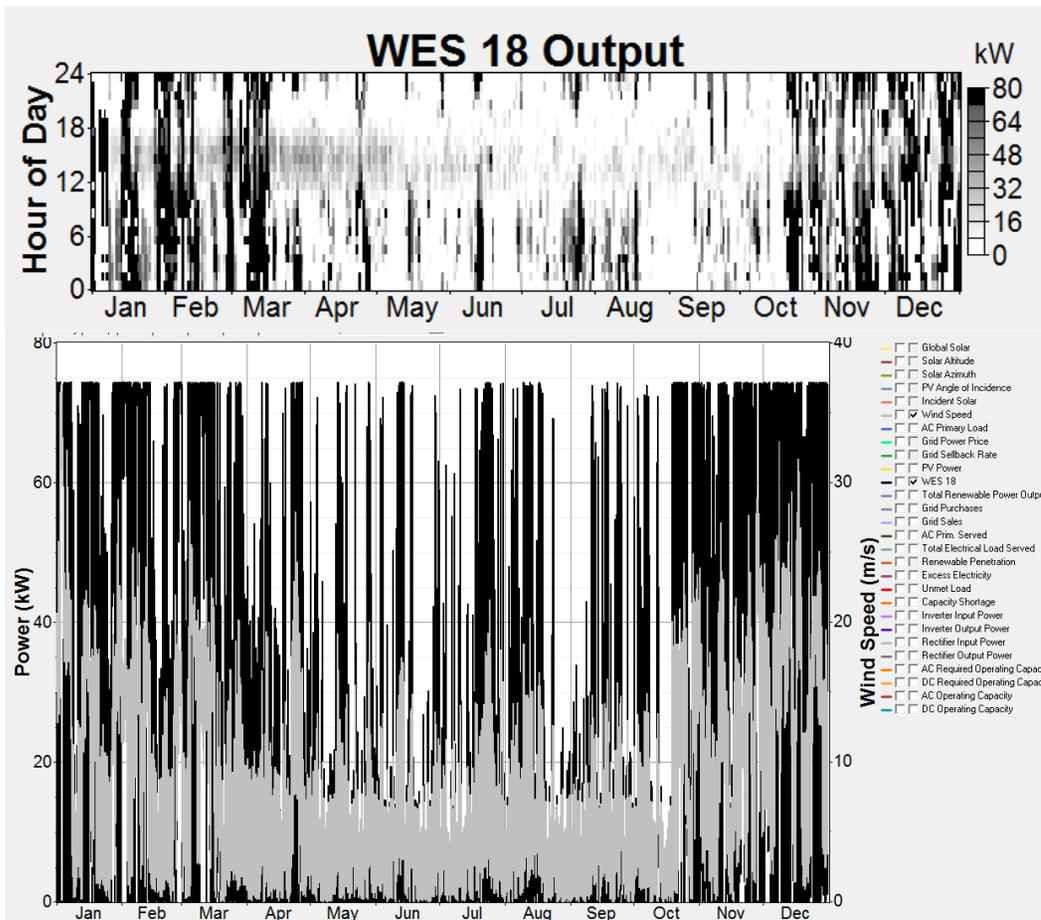
Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

4.4.1. Perfil de generación eólica

En la parte superior de la figura 46 se puede observar, que como es de intuirse la generación eólica alcanza los valores máximos en épocas de altos constante vientos como por ejemplo en el mes de noviembre.

En la parte inferior de la figura 46 se pueden observar en el eje izquierdo la potencia entregada por la turbina WES18 y en el eje derecho el recurso de velocidad del viento que la turbina utilizó para el funcionamiento.

Figura 46. Curvas de generación eólica WES 18 y velocidad del viento



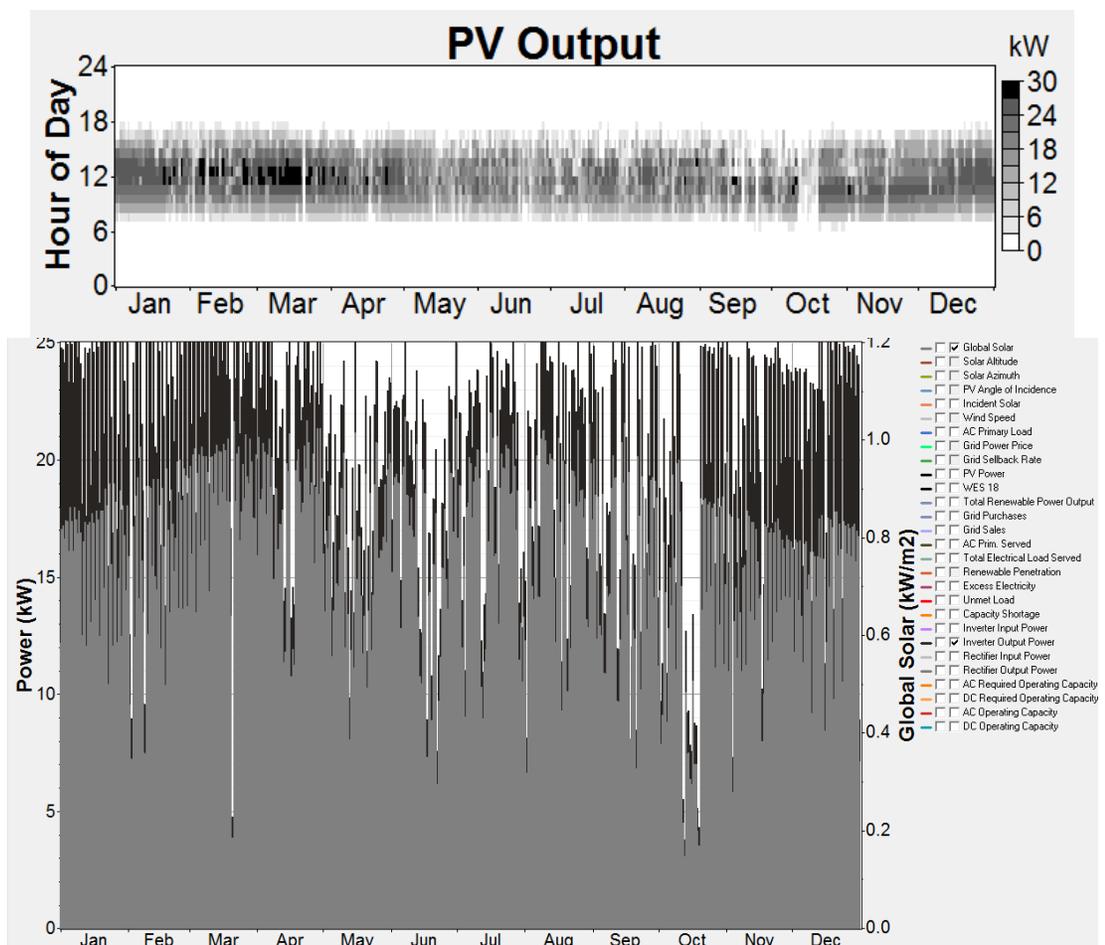
Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

4.4.2. Perfil de generación solar

En la parte superior de la figura 47 se puede observar que la generación del solar alcanza los valores máximos cuando en época de verano aproximadamente entre los meses de febrero y abril.

En la parte inferior de la figura 47 se pueden observar en el eje izquierdo la potencia entregada por el sistema de generación eléctrica fotovoltaica y en el eje derecho el recurso de radiación solar que el sistema utilizó para el funcionamiento.

Figura 47. **Curvas de generación fotovoltaica y radiación solar**



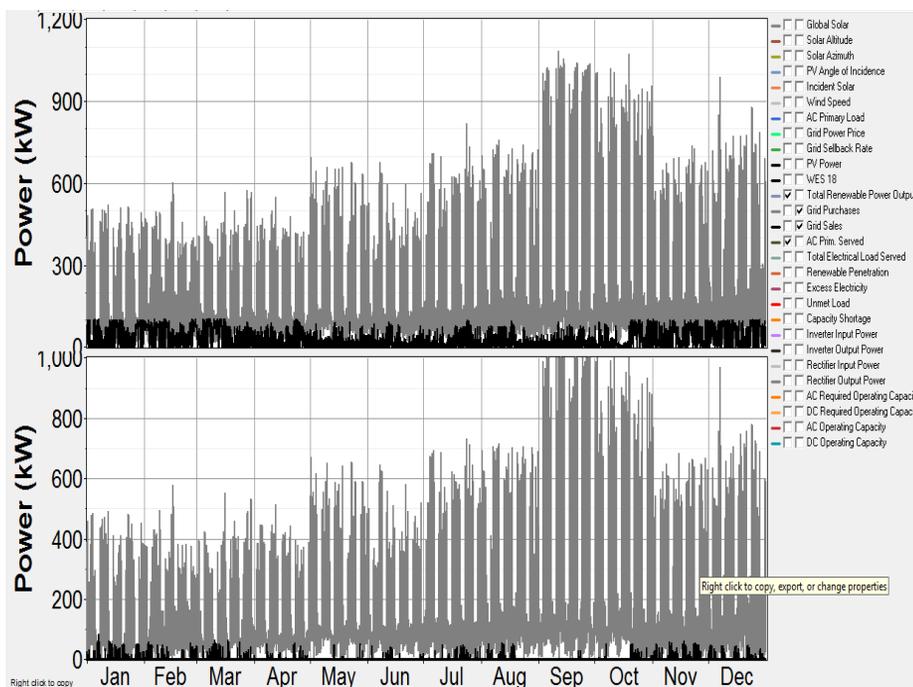
Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

4.4.3. Perfil de generación eléctrica extraída e introducida a la red de distribución

En la parte superior de la figura 48 se puede observar la comparación la carga ficticia total y la potencia total renovable proporcionada en parte para proveer a la carga ficticia y el excedente suministrarlo a la red de distribución.

En la parte inferior de la figura 48 se puede observar energía eléctrica que se adquirió de la red para alimentar la carga ficticia y el excedente de energía eléctrica que se suministró a la red de distribución, bajo las condiciones de compra-venta de energía establecidas en la sección anterior.

Figura 48. **Curvas de comparación carga total, generación renovable total y compra-venta de energía**



Fuente: HOMER. Consulta: junio de 2013.

5. IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

5.1. Introducción

Es lógico pensar que el impacto de la introducción de la Generación Distribuida Renovable en los sistemas de distribución, dependerá de las condiciones en las cuales sea implementada, es importante, por tanto, tener en cuenta los factores que influyen en los parámetros que definen el comportamiento del sistema. Los principales factores que influyen en el impacto técnico de la Generación Distribuida Renovable en el sistema de distribución son:

- Cargas del sistema

Si la Generación Distribuida Renovable continua produciendo a los valores nominales durante períodos de mínima carga local, el flujo de potencia se invierte y puede dar lugar a inyecciones de potencia del sistema de distribución en el sistema de transporte, este absorbe el exceso de generación pero continua suministrando la potencia reactiva necesaria al sistema.

- Localización de la Generación Distribuida Renovable

La localización de la Generación Distribuida Renovable también impacta en las pérdidas en la red. Una localización estratégica de esta, puede reducir las pérdidas en la red, mientras que una localización inadecuada puede llegar a aumentarlas.

En el presente capítulo se evaluará el impacto que produce la introducción aleatoria de la Generación Distribuida Renovable en la reducción de emisiones atmosféricas, considerando que mientras se incremente la penetración de la Generación Distribuida Renovable al sistema de distribución le será cada vez menos necesario utilizar energía eléctrica proveniente de las grandes centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles para la operación.

5.1.1. Tipos de emisiones atmosféricas

Las plantas termoeléctricas son consideradas fuentes importantes de emisiones atmosféricas y pueden afectar la calidad del aire en el área local o regional. La combustión que ocurre en los proyectos termoeléctricos emite dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) y material particulado. Las cantidades de cada uno dependerán del tipo y el tamaño de la instalación y del tipo, calidad del combustible, y la manera en que se queme.

A continuación se describen los principales problemas que ocasionan estas emisiones al medio ambiente:

- Dióxido de azufre (SO_2)

El dióxido de azufre es el principal causante de la lluvia ácida ya que en la atmósfera es transformado en ácido sulfúrico. Es liberado en muchos procesos de combustión ya que los combustibles como el carbón, el petróleo, el diésel o el gas natural contienen ciertas cantidades de compuestos azufrados.

El dióxido de azufre es un gas irritante y tóxico. Afecta sobre todo las mucosidades y los pulmones provocando ataques de tos. Si bien éste es absorbido principalmente por el sistema nasal, la exposición de altas concentraciones por cortos períodos de tiempo puede irritar el tracto respiratorio, causar bronquitis y congestionar los conductos bronquiales de los asmáticos. La concentración máxima permitida en los lugares de trabajo es de 2 ppm.

- Óxidos de nitrógeno (NO_x)

Los óxidos de nitrógeno en general son poco solubles en agua, pero forman ácido nitroso o ácido nítrico cuando entran en contacto con ella, lo que le convierte en un agente contaminante. El dióxido de nitrógeno puede convertirse en el aire en ácido nítrico, lo que provoca que el agua que cae de las nubes se vuelva tóxica, un fenómeno conocido comúnmente como lluvia ácida y que provoca graves daños en la naturaleza y en los edificios.

En cuanto a la salud, el dióxido de nitrógeno puede afectar al aparato respiratorio, irrita la piel y las mucosas, aumenta la predisposición a infecciones virales, frena el crecimiento y provoca diversas lesiones.

- Monóxido de carbono (CO)

Si se respira, aunque sea en moderadas cantidades, el monóxido de carbono puede causar la muerte por envenenamiento en pocos minutos porque sustituye al oxígeno en la hemoglobina de la sangre.

Una vez respirada una cantidad bastante grande de monóxido de carbono (teniendo un 75 % de la hemoglobina con monóxido de carbono) la única forma de sobrevivir es respirando oxígeno puro. Cada año un gran número de personas pierde la vida accidentalmente debido al envenenamiento con este gas. Las mujeres embarazadas y sus bebés, los niños pequeños, las personas mayores y las que sufren de anemia, problemas del corazón o respiratorios pueden ser mucho más sensibles al monóxido de carbono².

- Dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono, junto al vapor de agua y otros gases, forman uno de los gases de efecto invernadero que contribuyen a que la Tierra tenga una temperatura tolerable para la biomasa. Por otro lado, un exceso de dióxido de carbono se supone que acentuaría el fenómeno conocido como efecto invernadero. Reduciendo la emisión de calor al espacio y provocando un mayor calentamiento del planeta.

- Material particulado

El Material Particulado en Suspensión (MPS) está constituido por partículas sólidas o líquidas, dispersas en un medio gaseoso como puede ser la atmósfera. Estas minúsculas partecitas son tan pequeñas que tardan mucho tiempo en caer al suelo y es por eso que se dice que están suspendidas.

² T-TEITELBAUM DANIEL. Capítulo 56: Introducción a la toxicología ocupacional y ambiental.

La peligrosidad muchas veces depende del tamaño y permanencia en el aire. Tomando en cuenta que si bien las partículas grandes permanecen suspendidas de 1 a 2 días, las más finas pueden llegar a flotar desde semanas a años. Esto hace que puedan viajar grandes distancias arrastradas por el viento. Es decir que si una industria emite MPS, una persona puede resultar afectada aun cuando se encuentre a varios kilómetros de distancia.

Por lo tanto, la reducción de este tipo de emisiones puede contribuir a mejorar el medio ambiente y la salud de los ciudadanos.

5.1.2. Mercado bonos de carbono

Empresas o gobiernos pueden certificar las reducciones de contaminantes que llevan a cabo en los procesos productivos, principalmente las de gases de efecto invernadero (GEI) como el bióxido de carbono (CO₂) y el metano. Así pueden emitir Bonos de Carbono, que son comprados por aquellas empresas o gobiernos que buscan compensar el exceso de emisiones contaminantes en los procesos. Este sistema considera la acción de contaminar como un bien canjeable con un precio de mercado.

Cada año se intercambian 150 millones de Bonos de Carbono en todo el mundo; China, India y Brasil concentran el 70 % del mercado. China participa con 65 millones, India con 23 y Brasil con 17. México participa con 6 millones al año, que equivalen 1 500 millones de pesos anuales: el 4 % del mercado mundial.

Cuando los Bonos de Carbono salieron al mercado en 1998 se cotizaban en 3,45 dólares; para octubre del 2007 su valor oscilaba entre 13 y 14 dólares y se estima que para el 2010 alcanzarían 20 dólares.

5.2. Correspondencia entre la cantidad de emisiones y el grado de penetración de Generación Distribuida en la red

Para analizar la correspondencia que existe entre el grado de penetración de Generación Distribuida y las emisiones atmosféricas, es importante prestar atención a la curva típica de demanda del SNI figura 49 y analizar la forma en que se programa el funcionamiento de las plantas generadoras para cubrir la demanda del sistema cuyo responsable en Guatemala es el Administrador del Mercado Mayorista siendo la función, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad.

La Norma Coordinación Comercial No. 1 emitida por el AMM establece en la metodología el programar la operación del sistema de manera de obtener el mínimo costo de operación para satisfacer la demanda prevista, tomando en cuenta las restricciones operativas del SNI, contratos de compra - venta de energía y criterios de calidad del servicio, utilizando para ello modelos de planificación que podrán ser auditados por la CNEE.

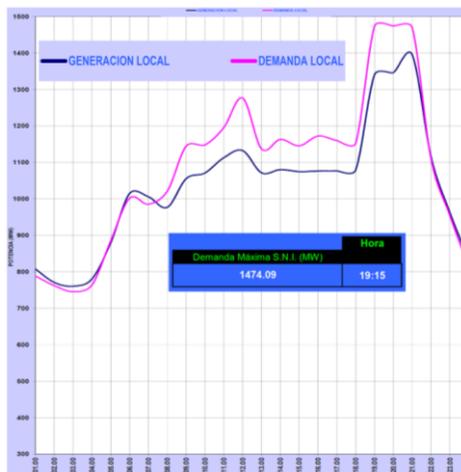
Tomando el concepto de obtener el costo mínimo de operación que establece la metodología indicada en la NCC1 diariamente la base de la matriz energética del SNI lo conforman las hidroeléctricas con el costo de operación más bajo y conforme la demanda, se van incrementando las plantas con costos de operación más altos y se van incorporando a la matriz de generación, para satisfacer la demanda eléctrica principalmente en la hora pico.

Las intervenciones de las plantas con mayores costos de operación que generalmente dependen de combustibles fósiles, ocasionan constantes emisiones atmosféricas.

Actualmente la demanda máxima del SNI ronda los 1 474 MW, de los cuales hay solamente 17,44 MW instalados como Generación Distribuida lo cual no representa un porcentaje representativo para evitar utilizar plantas que utilizan combustibles fósiles para la operación.

Al incrementar la Generación Distribuida en Guatemala de tal manera que sea más representativa con respecto a la demanda máxima del SIN implica una disminución en las emisiones atmosféricas ya que conforme aumenta la penetración de las plantas de Generación Distribuida Renovable será cada vez menos necesario involucrar a las plantas que utilizan combustibles fósiles para la operación.

Figura 49. **Curvas de generación y demanda del sistema nacional interconectado jueves 22 de marzo de 2012**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. Consulta: febrero de 2013.

5.3. Bonos de carbono

Son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero.

El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por los procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los Bonos de Carbono: un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono, permite mitigar la generación de gases invernadero, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido.

Se conocen como Bonos de Carbono o Certificaciones de Reducción de Emisiones (CER), al mecanismo internacional para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente, propuesto por los países signatarios del Protocolo de Kyoto, que ofrece incentivos económicos, para que las empresas contribuyan a mejorar la calidad ambiental y se regule la contaminación generada por los procesos productivos.

Leyes que reglamentan a los bonos de carbono

El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados:

hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos PFC) y hexafluoruro de azufre (SF6), en un porcentaje aproximado de al menos un 5 %, dentro del período que va desde el 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al 1990. Por ejemplo, si la contaminación de estos gases en 1990 alcanzaba el 100 %, al término del año 2012 deberá ser al menos del 95 %. Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir las emisiones de gases regulados en un 5 % como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene los propios porcentajes de emisión que debe disminuir.

El instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro.

Entrada en vigor se estableció que el compromiso sería de obligatorio cumplimiento cuando lo ratificasen los países industrializados responsables de, al menos, un 55 % de las emisiones de CO₂. Con la ratificación de Rusia en noviembre de 2004, después de conseguir que la UE pague la reconversión industrial, así como la modernización de las instalaciones, en especial las petroleras, el protocolo ha entrado en vigor.

Además del cumplimiento que estos países han hecho en cuanto a la emisión de gases de efecto invernadero se promovió también la generación de un desarrollo sostenible, de tal forma que se utilice también energías no convencionales y así disminuya el calentamiento global.

Respecto de los países en desarrollo como es el caso de Guatemala, el protocolo no exige a bajar las emisiones, aunque sí deben dar señas de un cambio en las industrias.

El Gobierno de Estados Unidos firmó el acuerdo pero no lo ratificó (ni Bill Clinton, ni George W. Bush), por lo que la adhesión sólo fue simbólica hasta el 2001 en el cual el gobierno de Bush se retiró del protocolo, según su declaración, no porque no compartiese la idea de fondo de reducir las emisiones, sino porque considera que la aplicación del protocolo es ineficiente (Estados Unidos, con apenas el 4 % de la población mundial, consume alrededor del 25 % de la energía fósil y es el mayor emisor de gases contaminantes del mundo) e injusta al involucrar sólo a los países industrializados y excluir de las restricciones a algunos de los mayores emisores de gases en vías de desarrollo (China e India en particular), lo cual considera que perjudicaría gravemente la economía estadounidense.

Oferentes

Los principales oferentes son:

- China
- India
- Brasil
- Europa del este
- Chile

Demandantes:

- Unión Europea
- Japón
- Canadá
- Resto de Europa
- Estados Unidos

- Banco Mundial
- Otros sistemas voluntarios

Los principales compradores son las empresas europeas, los gobiernos de los países europeos y Japón.

China sigue siendo el mayor vendedor y aumentó su participación de mercado a un 73 %.

- India y Brasil cuentan con solo el 6 % del mercado
- Los países africanos emergen en 2007

Conclusiones

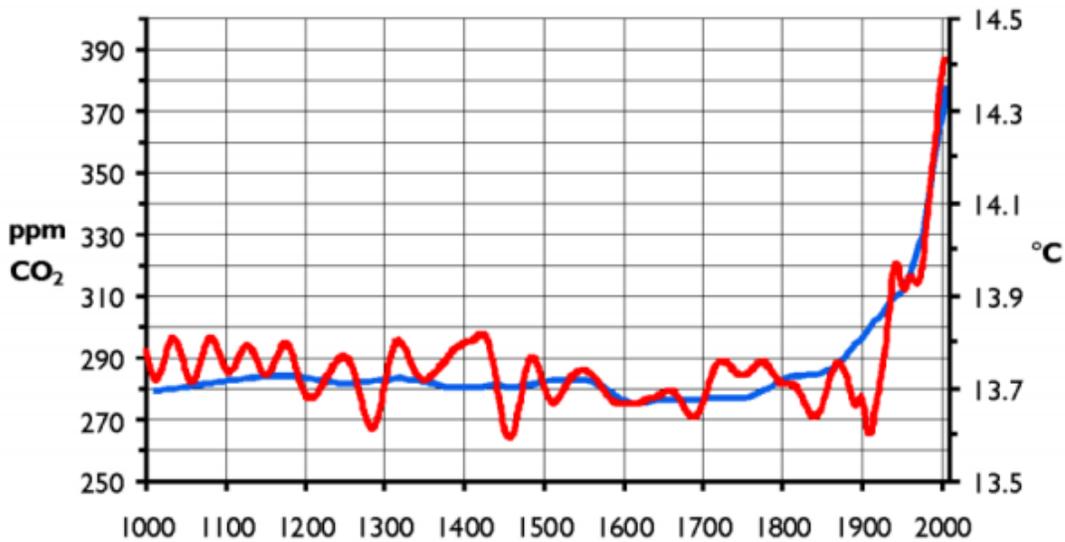
El uso de los bonos de carbono ocupa un lugar muy importante en la economía mundial y en las empresas más importantes que los utilizan, ya que se está viviendo una era de contaminación, donde se debe de concientizar de las emisiones de los GEI y de cómo se afecta el planeta ya que como se puede observar en la figura 50 la concentración de dióxido de carbono se ha incrementado considerablemente en los últimos años, este mecanismo que se desarrolló parece muy interesante y muy bueno ya que busca la mejora del medio ambiente y en la actualidad eso es una parte primordial para la existencia de las personas.

Se cree que los bonos de Carbono son buenos tanto para el medio ambiente como para las personas, porque así las empresas contaminan menos y dañan menos el medio ambiente y la salud de las personas, si no hubieran bonos de carbono el aumento de carbono en el ambiente sería mucho mayor

que el actual, por medio de los bonos de carbono se retarda el calentamiento global y menos índices de lluvias acidas.

Es de suma importancia que la mayoría de las empresas que producen grandes índices de carbono cuenten con los bonos de carbono para reducir el CO₂ en la atmosfera.

Figura 50. **Concentración de dióxido de carbono en la atmósfera terrestre (azul) y la temperatura media global (rojo) en los últimos 1000 años**



Fuente: <http://planetaverde.angelfire.com>. Consulta: junio de 2013.

6. INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA PLANIFICACIÓN DE LA RED Y EN LAS COMPRAS DE ENERGÍA DE LAS DISTRIBUIDORAS

6.1. Cubrimiento de demanda

Las redes de distribución, que generalmente están diseñadas para que exista un flujo unidireccional, es decir desde la subestación hacia los consumidores finales, no están concebidas actualmente para la instalación de Generación Distribuida. Algunos estudios han indicado que esta integración puede traer problemas técnicos y de seguridad, lo cual abre caminos para la búsqueda de la localización y modo de operación de los generadores que minimicen los impactos negativos en la distribución.

El problema con que se enfrenta la distribución hoy en día es que debe tomar una decisión entre: invertir para cubrir la demanda neta (demanda bruta-Generación Distribuida), o bien invertir para cubrir demanda bruta.

Si se opta por el primer criterio puede darse una situación en la que la instalación generadora decida no generar por cualquier situación inesperada económica o técnica, lo que puede significar la consiguiente sobre carga o incluso corte en el suministro al no poder satisfacer toda la demanda. Puesto que la compañía distribuidora no tiene control operativo sobre estas instalaciones como lo tiene el operador del sistema con la generación de régimen ordinario, se ve obligada a tomar decisiones conservadoras y no contar con la Generación Distribuida para realizar las inversiones.

Por otro lado debido al desarrollo que está teniendo la GDR y lo bien que se adaptan algunos perfiles de generación de determinadas tecnologías de Generación Distribuida a los perfiles de demanda, la compañía distribuidora podría plantearse a la hora de invertir sin construir redes o construir generación.

En la actualidad, eso es prácticamente imposible. En primer lugar, la separación de actividades usualmente exigida en los actuales sistemas regulatorios, impide que un agente que ejerce actividades reguladas (la distribución), ejerza actividades no reguladas (la generación). Esto imposibilita que la distribuidora sea propietaria de GDR en Guatemala.

En segundo lugar, en general, no existen mecanismos regulatorios que permitan a la distribuidora, aún no siendo propietaria de la GDR, dar las señales de localización necesaria como para poder incluir a la GDR en la planificación de las redes. Hoy en día el desarrollo de la GDR es totalmente independiente del desarrollo de las redes de distribución y no suele recibir ninguna señal de localización.

En el presente capítulo se pretenden analizar diferentes situaciones en las que la GDR toma una especial relevancia desde el punto de vista del distribuidor como transportista de energía, se estudiarán dos casos ficticios de cubrimiento de la demanda, el primero asumiendo una planificación de la red de distribución para cubrimiento de la demanda neta y el segundo para cubrimiento de la demanda bruta.

6.1.1. Cubrimiento de demanda neta

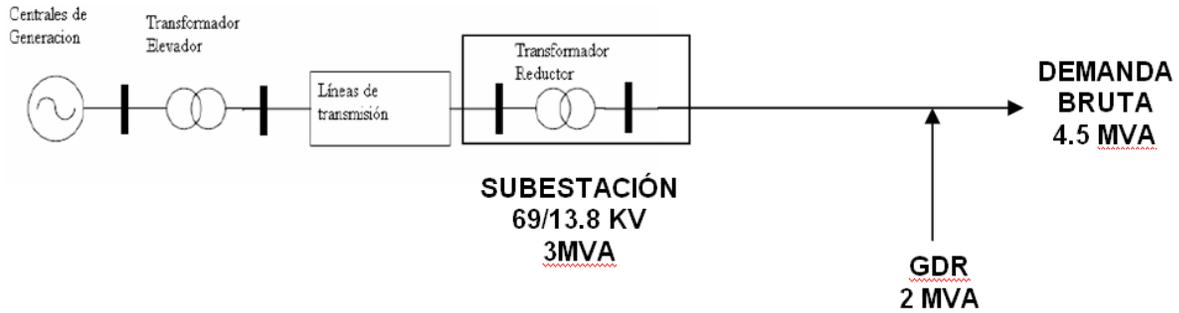
Asumiendo un circuito de distribución ficticio (figura 51) que se encuentra alimentado por un transformador 69/13.8KV de 3 MVA.

Si ahora se considera que este circuito de distribución tiene una demanda bruta promedio durante el año de 4,5 MVA, el problema en esta situación radica en que la demanda que experimenta dicho transformador no excede la capacidad nominal ya que en el circuito de distribución se encuentra inmerso un GDR que aporta 2 MVA, que prácticamente está sufragando parte de la demanda bruta del circuito.

Si en determinado momento el GDR de 2 MVA no puede generar por alguna razón ya sea técnica o económica, es una típica situación que experimenta la distribución, y tal como se observa en este caso el transformador del 3 MVA ante fallo o ausencia de generación llega a tener una carga de 4,5 MVA, lo que ocasiona una sobrecarga.

Por este motivo la compañía distribuidora se ve obligada a planificar un transformador más grande para subsanar un posible problema de sobrecarga ante fallo de dicho generador.

Figura 51. **Diagrama unifilar de circuito de distribución ficticio planificado para satisfacer la demanda neta**

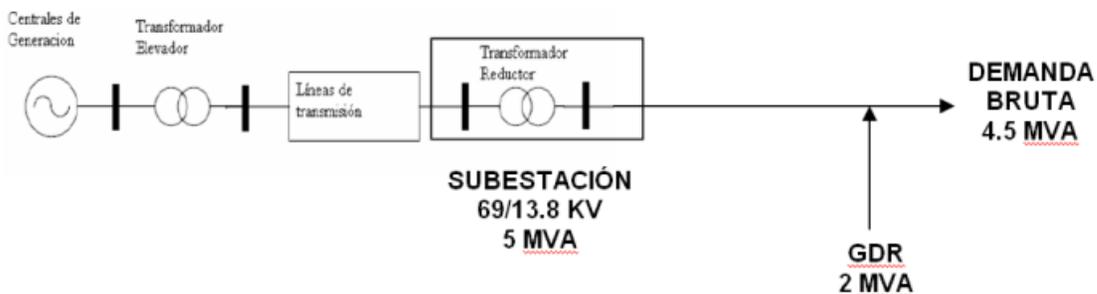


Fuente: elaboración propia.

6.1.2. Cubrimiento de demanda bruta

Teniendo en cuenta la demanda real (demanda bruta) que existe bajo el transformador sin tener en cuenta el GDR, el transformador debe planificarse para ser capaz de continuar trabajando sin exceder su potencia nominal (figura 52).

Figura 52. **Diagrama unifilar de circuito de distribución ficticio planificado para satisfacer la demanda bruta**



Fuente: elaboración propia.

Debido al marco regulatorio actual, las compañías de distribución se ven obligadas a planificar sin tener en cuenta la Generación Distribuida en la red y tomando en cuenta que la Generación Distribuida instalada en el SIN de Guatemala actualmente es muy pequeña aun no representa efecto significativo en las compras de energía, lo cual puede cambiar al incrementar la Generación Distribuida.

CONCLUSIONES

1. En Guatemala existe un alto potencial de fuentes de energía renovables, cuyos antecedentes históricos permiten apreciar que a través de los años se ha incrementado la utilización por medio de plantas de generación a pequeña escala, conectadas al Sistema Eléctrico Nacional a través de sistemas o redes de distribución, específicamente pequeñas hidroeléctricas.
2. Para diversificar la utilización de energía renovable la presente investigación presenta un proceso que permite establecer la configuración óptima utilizando fuentes de energía combinadas, para lo cual se debe conocer previamente el perfil de demanda de la carga a la cual se desea suministrar energía eléctrica, aspecto importante y decisivo, este análisis se desarrolló y puede revisarse en la demanda eléctrica 4.1.1.
3. Para establecer el sistema híbrido con las características de demanda y con la información sobre las fuentes de energía analizadas en este trabajo se utilizó el software HOMER aplicación gratuita que puede obtenerse en la página web homerenergy.com Este es uno de los aspectos más importantes planteados en la presente investigación, el detalle de los cálculos y supuestos puede observarse en la parte numerada como 4.3.

4. Finalmente cabe mencionar, que según la información que existe de Generación Distribuida Renovable en Guatemala, la tarifa eléctrica para los usuarios finales de la electricidad no disminuirá notablemente por las fuentes de Generación Distribuida Renovable en un corto plazo.

RECOMENDACIONES

1. Con el objetivo de promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto, el Congreso de la República de Guatemala decreta la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Lo cual incita a que proyectos de generación con energía renovable atraigan planes de inversión a Guatemala, por lo cual es recomendable seguir ampliando y profundizando el campo de estudio de los recursos naturales con que cuenta Guatemala.
2. La región seleccionada para desarrollar la presente investigación se encuentra localizada en la finca San Antonio El Sitio, aldea Los Llanos, municipio Villa Canales, departamento Guatemala, en la parte denominada perfil de velocidad del viento mensual y diario 2.1.1 y Recurso solar 2.2 se puede observar una extensa base de información y análisis de la misma. Información similar puede obtenerse en el MEM, lo que seguramente permitirá que muchos proyectos en el futuro puedan ejecutarse, para beneficio y consecución de la matriz energética propuesta por la Política Energética de Guatemala.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA. [en línea]. <<http://www.amm.org.gt/spot>.> [Consulta: junio de 2013].
2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/08%20NTGDR.pdf>.> [Consulta: febrero de 2013].
3. ENERCON. [en línea]. <<http://www.enercon.de/de-de/2-3mw.htm>.> [Consulta: abril de 2013].
4. ISOFON. [en línea]. <http://www.isofoton.com/es/modulos-fotovoltaicos>. [Consulta: abril de 2013].
5. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. [en línea]. <<http://www.mem.gob.gt/viceministerio-del-area-energetica-2/energias-renovables/base-de-datos-recursos-energeticos-renovables/>.> [Consulta: agosto de 2012].
6. MITSUBISHI. [en línea]. <http://mitsubishi-pv.de/index_service_sp.php#dokumentesolarmodule.> [Consulta: abril de 2013].
7. HOMER. [en línea]. < <http://homerenergy.com/>> [Consulta: abril de 2013].

8. SEAFORTH. [en línea]. <<http://seaforthenergy.com/aoc-1550/>>
[Consulta: abril de 2013].
9. SHARP. [en línea]. <http://www.sharp.es/cps/rde/xchg/es/hs.xsl/-/html/47_solar.htm> [Consulta: abril de 2013].
10. SWERA. SWERAMAPS. [en línea]. <<http://maps.nrel.gov/SWERA>>
[Consulta: agosto de 2012].
11. WES. [en línea]. <<http://www.wes30.com>> [Consulta: abril de 2013].