



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

**ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LA MÁXIMA INSERCIÓN DE GENERACIÓN
EÓLICA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, UTILIZANDO LA
HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS®E**

Byron Isauro Quelex Simaj
Asesorado por el Ing. Elvis Noé Leal Canté

Guatemala, noviembre de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LA MÁXIMA INSERCIÓN DE GENERACIÓN
EÓLICA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, UTILIZANDO LA
HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS®E**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

BYRON ISAURO QUELEX SIMAJ
ASESORADO POR EL ING. ELVIS NOÉ LEAL CANTÉ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
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:

**ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LA MÁXIMA INSERCIÓN DE GENERACIÓN
EÓLICA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, UTILIZANDO LA
HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS®E**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 14 de noviembre de 2014.



Byron Isauro Quelex Simaj

Guatemala, 11 de agosto de 2017

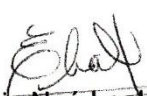
Ingeniero
Saúl Cabezas Duran
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Cabezas:

Deseándole éxitos en el desarrollo de sus actividades, por este medio me suscribo para notificarle que el bachiller Byron Isauro Quelex Simaj, con Documento de Identificación Personal 1846 55846 0401, ha finalizado su trabajo de graduación titulado "Análisis técnico para determinar la máxima inserción de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado, utilizando la herramienta de simulación PSS®E". Dicho trabajo ha sido supervisado y asesorado por mi persona, por lo que doy fe que ha completado satisfactoriamente su trabajo de graduación.

Sin otro particular me despido de usted.

Atentamente,


Elvis Noé Leal Cante
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado activo 7786

ELVIS NOE LEAL CANTE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 7786

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 57. 2017.

2 de OCTUBRE 2017.

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

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LA MÁXIMA
INSERCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA
NACIONAL INTERCONECTADO, UTILIZANDO LA
HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS®E, del estudiante
Byron Isauro Quelex Simaj, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑANZA A TODOS

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Coligado No. 4848
Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia



SRO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 57. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; BYRON ISAURO QUELEX SIMAJ titulado: ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LA MÁXIMA INSERCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS®E, procede a la autorización del mismo.

Ing. Otto Fernando Andúño González

Otto F. Andúño



GUATEMALA, 23 DE OCTUBRE 2017.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.583.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS TÉCNICO PARA DETERMINAR LA MÁXIMA INSERCIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PSS®E**, presentado por el estudiante universitario: **Byron Isauro Quelex Simaj**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, noviembre, de 2017

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Supremo creador, bueno y misericordioso; gracias por permitirme culminar con éxito mis estudios superiores.

Virgen María

A su Inmaculado Corazón, que arde de amor divino, por su intercesión y compañía.

Mis padres

Rafael y Prisilia, por todo su amor, esfuerzo y buen ejemplo, que me han llevado a ser la persona que soy. Su amor será siempre mi inspiración, este triunfo es de ustedes.

Mis hermanos

Marlon, Evelyn y Helen, por su apoyo incondicional. Que este triunfo les sirva de ejemplo.

Mis abuelos

Gracias por su apoyo, consejos y amor incondicional.

Familia

A todos los que influyeron de manera positiva en mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	<i>Alma mater</i> , por todo el conocimiento recibido durante mi proceso de formación profesional.
Facultad de Ingeniería	Por darme conocimiento y las herramientas necesarias para mi formación profesional.
Familia Quelex Pu	Gracias por todo el apoyo brindado. Mi cariño, admiración y respeto para ustedes.
FEP Maya	Por creer y confiar en mí. Gracias por sus tres años de apoyo económico para mi formación profesional y humana.
Mi asesor	Ing. Elvis Leal, por su colaboración y dirección en mi trabajo de graduación.
Colaboradores en este trabajo de graduación	Ing. Manuel Calderón, Ing. Gustavo López e Ingenieros del CDC del Administrador del Mercado Mayorista, por su apoyo incondicional.
Mis amigos de la Facultad	Por todos los buenos momentos compartidos durante nuestra etapa universitaria.
Ana Celeste García	Por su apoyo incondicional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. ENERGÍA EÓLICA.....	1
1.1. Naturaleza y causas del viento.....	1
1.2. Relación de potencia contra velocidad de viento.....	3
1.2.1. El viento y su potencia.....	3
1.2.2. Extracción de la energía del viento.....	4
1.3. Aerodinámica de un aerogenerador	7
1.3.1. Fuerza de sustentación	7
1.3.2. Fuerza de arrastre o resistencia aerodinámica.....	8
1.4. Clasificación de los aerogeneradores.....	9
1.4.1. Rotores de eje vertical	9
1.4.2. Rotores de eje horizontal	12
1.5. Componentes básicos de un aerogenerador	14
1.6. Tipos de turbinas eólicas.....	19
1.6.1. Generador de inducción de velocidad fija.....	19
1.6.2. Generador de inducción de velocidad variable	20
1.6.3. Generador de inducción doblemente alimentado ...	21
1.6.4. Generador síncrono de velocidad variable	22
1.7. Control de potencia en aerogeneradores	24

1.7.1.	Control de potencia por cambio de ángulo de paso <i>pitch controlled</i>	25
1.7.2.	Control de potencia por pérdida aerodinámica (<i>stall controlled</i>)	26
1.7.3.	Control activo por pérdida aerodinámica (<i>active stall control</i>)	27
1.7.4.	Control de orientación (<i>yaw control</i>)	28
1.8.	Estadísticas de viento y su estimación	29
1.8.1.	Histogramas de viento y estimación de energía	29
1.8.2.	<i>Weibull</i> y los histogramas ideales	32
2.	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	35
2.1.	Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia	35
2.1.1.	Clasificación de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia	36
2.1.1.1.	Estabilidad angular	36
2.1.1.2.	Estabilidad de frecuencia	37
2.1.1.3.	Estabilidad de tensión	38
2.1.2.	Estabilidad de tensión con generación eólica	41
2.1.3.	Estabilidad de frecuencia con generación eólica	43
2.2.	Modelación dinámica de sistemas eléctricos de potencia	44
2.2.1.	Consideraciones necesarias para estudios con energía eólica	45
2.2.1.1.	Parques eólicos	45
2.2.1.2.	Modelación	46
2.2.1.3.	Efectos sobre la red	46
2.2.1.3.1.	Transmisión de potencia	46

	2.2.1.3.2.	Control de frecuencia realizado por parques eólicos	47
2.2.2.		Modelación de elementos de un sistema eléctrico de potencia.....	47
	2.2.2.1.	Centrales de generación convencional.....	48
	2.2.2.2.	Centrales de generación no convencionales	49
	2.2.2.3.	Sistema de transmisión	51
	2.2.2.4.	Centros de consumo.....	53
3.		GENERACIÓN EÓLICA EN GUATEMALA	55
3.1.		Sector eléctrico guatemalteco	55
	3.1.1.	Historia	55
	3.1.2.	Marco regulatorio nacional.....	56
	3.1.3.	Organización institucional del sector eléctrico nacional	57
	3.1.4.	Agentes del mercado mayorista del sector eléctrico	58
	3.1.5.	Productos y servicios del mercado eléctrico mayorista	59
	3.1.6.	Interconexiones del Sistema Nacional Interconectado	61
	3.1.7.	Coordinación del despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado	62
3.2.		Matriz energética de la generación eléctrica de Guatemala....	64
3.3.		Proyectos de medición eólica en Guatemala.....	75
	3.3.1.	Descripción	75

3.3.2.	Metodología para la clasificación del recurso eólico.....	77
3.3.3.	Sitios de medición eólica	79
3.3.4.	Resultados de la medición	81
3.3.4.1.	Finca el Matazano, Estanzuela, Zacapa	82
3.3.4.2.	Aldea El Rodeo, San Marcos, San Marcos.....	83
3.3.4.3.	Nueva Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá	84
3.3.4.4.	Finca Candelaria, San Juan Alotenango, Sacatepéquez	85
3.3.4.5.	Aldea Samororo, Mataquescuintla, Jalapa.....	86
3.3.4.6.	Aldea El Durazno, Jutiapa, Jutiapa	87
3.3.4.7.	Aldea Salamar, Moyuta, Jutiapa.....	88
3.3.4.8.	Aldea Guayabales, Chiquimulilla, Santa Rosa.....	89
3.3.4.9.	Aldea La Brea, Quezada, Jutiapa.....	90
3.3.4.10.	Finca Bella Vista, Morales, Izabal	91
3.3.4.11.	Finca La Concha, Villacanales, Guatemala.....	92
3.3.4.12.	Aldea Chacaj, Nentón, Huehuetenango.....	93
3.3.4.13.	Finca Monte María, Alotenango, Sacatepéquez	94
3.3.4.14.	Finca San Antonio, Aldea La Unión, Guanagazapa, Escuintla	95

3.3.4.15.	Finca La Sabana, Santa Elena Barillas, Villacanales, Guatemala	96
3.3.4.16.	Finca El Sitio, Aldea Los Llanos, Villa Canales, Guatemala	97
3.4.	Mapa eólico de Guatemala.....	98
3.4.1.	Comportamiento estacional del viento en Guatemala	98
3.4.2.	Metodología para obtener el mapa eólico de Guatemala	99
3.4.3.	Mapa de potencial eólico de Guatemala.....	99
3.5.	Proyectos eólicos en planificación o construcción.....	101
3.5.1.	Parque eólico Las Cumbres.....	101
3.5.2.	Parque eólico Viento Blanco.....	102
3.6.	Proyectos eólicos en operación.....	101
3.6.1.	Parque eólico San Antonio El Sitio	101
4.	ESTUDIOS PARA DETERMINAR LA MÁXIMA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SNI.....	105
4.1.	Criterios y consideraciones generales.....	105
4.1.1.	Consideraciones generales	105
4.1.2.	Conceptualización de penetración eólica	106
4.1.3.	Niveles de penetración eólica.....	107
4.1.4.	Criterios para determinar la máxima penetración eólica	108
4.1.5.	Análisis de la información disponible.....	109
4.2.	Herramienta de simulación utilizada.....	112
4.2.1.	Criterios para análisis de simulación	113
4.3.	Análisis de escenarios de simulación	116
4.3.1.	Demanda mínima interconectada.....	117

4.3.1.1.	Disparo de Parque eólico San Antonio	117
4.3.1.2.	Disparo de los parques eólicos de la región central.....	119
4.3.1.3.	Disparo de parques eólicos de la región occidental	121
4.3.1.4.	Disparo de parques eólicos de la región oriental.....	125
4.3.1.5.	Disparo de la unidad más grande en servicio	127
4.3.1.6.	Disparo de la interconexión GUA-MEX	130
4.3.2.	Demanda mínima aislada.....	132
4.3.3.	Demanda media	134
4.3.3.1.	Disparo de San Antonio en Demanda Media	134
4.3.4.	Demanda máxima	136
4.3.4.1.	Disparo de SJO en demanda máxima.....	136
4.4.	Análisis del despacho por alta penetración eólica.....	138
4.4.1.	Análisis del impacto de los desvíos en el despacho.....	138
4.4.2.	Análisis del impacto en la reserva	140
4.4.3.	Máxima potencia admisible	141
4.4.4.	Análisis del impacto en los costos marginales	144
4.5.	Mejoras para reducir los impactos negativos de la alta integración eólica	146
4.5.1.	Mejoras en los servicios complementarios	146
4.5.2.	Distribución especial de las plantas eólicas	147

4.5.3.	Explotación de tecnologías de punta	147
4.5.4.	<i>Smart grids</i>	148
4.6.	Índice de máxima penetración eólica.	150
CONCLUSIONES		151
RECOMENDACIONES		153
BIBLIOGRAFÍA		155
APÉNDICE.....		157

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Viento a escala global	2
2.	Velocidades del viento durante la operación de una turbina	4
3.	Corriente de aire a través de una turbina eólica.....	5
4.	Fuerza de sustentación	8
5.	Fuerzas actuantes sobre un plano aerodinámico.....	9
6.	Rotor Darrieus, Darrieus H y Darrieus Helicoidal	10
7.	Rotor Savonius.....	11
8.	Rotor multipala	12
9.	Rotor de eje horizontal (monopala, bipala y tripala)	14
10.	Componentes básicos de un aerogenerador	15
11.	Esquema de un generador de inducción de velocidad fija	20
12.	Diagrama aerogenerador de inducción doblemente alimentado	21
13.	Generador síncrono de velocidad variable	23
14.	<i>Pitch Controlled</i>	25
15.	Representación del control de potencia por pérdida aerodinámica (<i>stall controlled</i>).....	26
16.	Metodología de estimación de la energía entregada por un parque eólico.....	30
17.	Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media de viento.....	33
18.	Diagrama de carga alimentada a través de una fuente de alimentación	39
19.	Curvas PV	40

20.	Diagrama de bloques simple del comportamiento de una central de generación convencional	48
21.	Diagrama de bloques del comportamiento de una central de generación no convencional	50
22.	Sistema de transmisión en 230 kV, 138 kV y 69 kV.....	52
23.	Demanda máxima anual de potencia.....	53
24.	Interconexión con México e interconexiones con el SER	62
25.	Matriz energética de Guatemala. Agosto de 2017	65
26.	Estación de medición tipo celosía a 51 metros de altura.....	76
27.	Clasificación del viento	77
28.	Torre de medición eólica y sus componentes.....	78
29.	Ubicación geográfica de las estaciones de medición.....	81
30.	Mapa eólico de Guatemala	100
31.	Parque eólico San Antonio El Sitio	102
32.	Parque eólico Viento Blanco	103
33.	Despacho de generación del día 24 de octubre de 2016.....	111
34.	Despacho eólico para el día 24 de octubre de 2016.....	112
35.	Frecuencia en GSUR por disparo de SNT	118
36.	Frecuencia GSUR por disparo de los parques eólicos de la región central	119
37.	Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de parques eólicos de la región central	120
38.	Frecuencia por disparo de los parques eólicos de la región occidental.....	121
39.	Comportamiento del flujo de potencia de la interconexión Gua-Mex por disparo de los parques eólicos de la región occidental.....	122
40.	Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de los parques eólicos de la región occidental	123

41.	Comportamiento de los voltajes en el SNI por el disparo de los parques eólicos de la región occidental	124
42.	Frecuencia por disparo de los parques eólicos de la región oriental.	125
43.	Comportamiento del flujo de potencia de la interconexión Gua-Mex por disparo de los parques eólicos de la región oriental	126
44.	Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de los parques eólicos de la región oriental.....	127
45.	Frecuencia en GSUR por disparo de SJO	128
46.	Comportamiento del flujo de potencia de la interconexión Gua-Mex por disparo de SJO	129
47.	Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de SJO.....	129
48.	Frecuencia GSUR por disparo de la interconexión Gua-Mex.....	130
49.	Voltaje GSUR por disparo de la interconexión Gua-Mex	131
50.	Voltajes en el SNI por disparo de la interconexión Gua-Mex	132
51.	Disparo SJO con diferente cantidad de generación eólica SNI.....	133
52.	Frecuencia GSUR por disparo de SNT en demanda media.....	135
53.	Voltaje por disparo SNT en demanda media.....	135
54.	Frecuencia por disparo de SJO.....	137
55.	Voltaje en GSUR por disparo de SJO en demanda máxima.....	137
56.	Participación en producción de energía por tipo de tecnología para el 2016	139
57.	Límites de máximas capacidades de transferencias de exportación de Guatemala hacia el SER para demanda mínima	143
58.	Potencia eólica programada contra la potencia real	144
59.	POE contra PPOE.....	145

TABLAS

I.	Factor de forma K para distintas morfologías de terrenos.....	33
----	---	----

II.	Capacidad instalada del SNI.....	66
III.	Centrales hidroeléctricas. Parte 1.....	67
IV.	Centrales hidroeléctricas. Parte 2.....	68
V.	Generadores Distribuidos Renovables. Parte 1.....	69
VI.	Generadores Distribuidos Renovables. Parte 2.....	70
VII.	Turbinas de vapor	71
VIII.	Turbinas de gas	71
IX.	Motores de combustión interna.....	72
X.	Ingenios azucareros.....	73
XI.	Geotérmicas	74
XII.	Solar fotovoltaica	74
XIII.	Centrales eólicas	75
XIV.	Ubicación de torres de medición eólica	80
XV.	Resultados de medición en finca El Matazano	82
XVI.	Resultados de medición en aldea El Rodeo	83
XVII.	Resultados de medición en Nueva Santa Catarina Ixtahuacán	84
XVIII.	Resultados de medición en finca Candelaria.....	85
XIX.	Resultados de medición aldea Samororo	86
XX.	Resultados de medición aldea El Durazno	87
XXI.	Resultados de medición en aldea Salamar.....	88
XXII.	Resultados de medición en aldea Guayabales.....	89
XXIII.	Resultados de medición en aldea La Brea	90
XXIV.	Resultados de medición en finca Bella Vista	91
XXV.	Resultados de medición en aldea El Jocotillo.....	92
XXVI.	Resultados de medición en aldea Chacaj.....	93
XXVII.	Resultados de medición en finca Monte María	94
XXVIII.	Resultados de medición en aldea La Unión.....	95
XXIX.	Resultados de medición en finca La Sabana.....	96
XXX.	Resultados de medición en finca El Sitio	97

XXXI.	Niveles de penetración eólica según NREL	107
XXXII.	Parques eólicos simulados para determinar la máxima penetración eólica en el SNI.....	110

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
a	Área
I	Corriente eléctrica
ρ	Densidad
E	Energía
F	Frecuencia eléctrica
T	Función Gamma
GWh	Gigavatio por hora
Hz	Hertz
Z	Impedancia
kV	Kilo voltios
<i>m</i>	Masa
m	Metro
MW	Megavatios
Ω	Ohmio
<i>P_{viento}</i>	Potencia de viento
R	Resistencia eléctrica
s	Segundos
<i>t</i>	Tiempo
Pu	Valor por unidad
<i>v</i>	Velocidad
V	Voltaje

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
<i>Active stallcontrol</i>	Control de potencia activo por pérdida aerodinámica.
Aerogenerador	Generador de energía eléctrica que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica.
Barlovento	Hace referencia a la dirección desde la cual llegan los vientos.
CA	Corriente Alterna.
CC	Corriente Continua.
CFE	Comisión Federal de Electricidad (México).
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
EOR	Ente Operador Regional.
Flujo de potencia	Cantidad de potencia activa y reactiva que recorre un circuito eléctrico.
Fuerza de Coriolis	Fuerza que produce una aceleración sobre los objetos que se mueven en un sistema de rotación.

MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
<i>Pitch controlled</i>	Control de potencia por cambio de ángulo de paso.
PSS®E	Programa computacional de simulación y modelación de sistemas eléctricos de potencia.
PSS	Estabilizadores de sistemas de potencia.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
<i>Stallcontrolled</i>	Control de potencia por pérdida aerodinámica.
SVC	Compensadores estáticos de potencia reactiva.
STATCOMS	Compensadores estáticos sincrónicos de potencia reactiva.
Vientos alisos	Los vientos que soplan constantes durante el verano y menos durante el invierno, parten de zonas de alta presión con rumbo a regiones de baja presión.
<i>Yawcontrolled</i>	Control de potencia que orienta el ángulo con el cual la turbina enfrenta el viento.

RESUMEN

Este trabajo de graduación investiga la máxima inserción de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado, a través de resultados prácticos obtenidos de estudios eléctricos. Esto se logra con la recopilación de información de dominio público brindada por empresas del subsector eléctrico.

En los primeros dos capítulos se describen las generalidades teóricas de la energía eólica, sus principales características constructivas, métodos para el control de potencia y estimación de viento. Además, se describe la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, integrando generación eólica y las consideraciones generales para poder modelarla en un sistema eléctrico de potencia.

En los últimos dos capítulos se describe la historia, funcionamiento y composición de la matriz energética del subsector eléctrico en Guatemala. Además, se desarrolla la metodología para determinar la máxima inserción de generación eólica. Esta contempla tres etapas: en la primera se determina la ubicación de los parques eólicos a simular, según los resultados de medición proporcionados por el MEM; en la segunda etapa se determina la cercanía y viabilidad técnica de cada parque eólico con relación a la red principal de transporte, y en la tercera se realizan los estudios eléctricos simulando las contingencias más severas y aplicadas a la realidad. Asimismo, se analiza el despacho y los impactos negativos por una alta inserción eólica. Con referencia a lo anterior, se recomienda un nivel máximo.

OBJETIVOS

General

Recomendar los índices de máxima inserción de generación eólica que pueden instalarse en el Sistema Nacional Interconectado guatemalteco, lo cual garantice la calidad, la seguridad y la confiabilidad del suministro eléctrico.

Específicos

1. Desarrollar la metodología para determinar la máxima inserción de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado.
2. Comparar el comportamiento de la inercia del Sistema Nacional Interconectado ante el incremento de la generación eólica.
3. Analizar los impactos en el despacho de generación por alta integración eólica en el Sistema Nacional Interconectado.
4. Evaluar diferentes contingencias en el Sistema Nacional Interconectado con alta integración eólica.
5. Sugerir mejoras para reducir los impactos negativos debidos a la alta integración eólica.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado, el cambio climático y la desvinculación de combustibles fósiles, han incentivado el aumento y la renovación de la matriz energética de Guatemala. Ante ello, se contempla la integración de energías renovables no convencionales, amigables con el medio ambiente y de menores costos de producción, entre ellas la energía eólica.

La energía eólica es una fuente inagotable de energía verde, uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y, hoy en día, una de las tecnologías de generación eléctrica novedosa para este país, que poco a poco ha ido ganando terreno.

La integración de la generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado conlleva nuevos desafíos para la operación y planificación. Para el aprovechamiento del recurso es importante minimizar los efectos adversos. Este trabajo de graduación desarrolla una metodología que obtiene resultados prácticos que a su vez permiten recomendar un índice de máxima generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado, lo cual garantice la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.

1. ENERGÍA EÓLICA

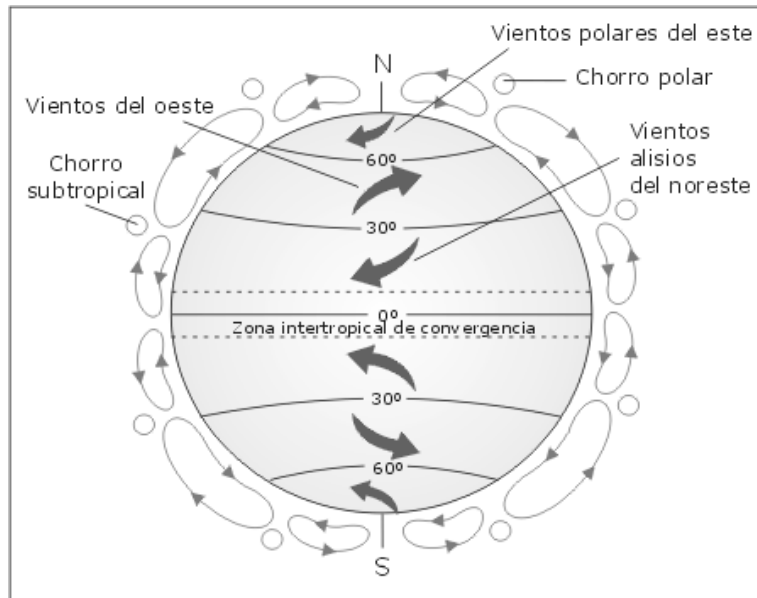
La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masas de aire, es decir, el viento. Se considera una forma indirecta de la energía solar, puesto que el sol, al calentar masas de aire, produce un incremento de la presión atmosférica, y con ello el desplazamiento de masas a zonas de menor presión. Así se da origen a los vientos como resultado de este movimiento, cuya energía cinética puede transformarse en energía útil para generación de energía eléctrica.

1.1. Naturaleza y causas del viento

El viento se genera por calentamiento desigual que sufre la tierra. El calentamiento es más intenso durante el día, es decir que las zonas más calientes se mueven sobre la superficie de la tierra en su movimiento de rotación. Generalmente el aire caliente sube, para después circular por la parte superior de la atmósfera y caer en las zonas más frías. A nivel del suelo la circulación es en sentido inverso. Si la tierra no girara, el viento llegaría al polo norte y al polo sur, luego volvería a descender, sin embargo, el movimiento de la tierra produce la fuerza de Coriolis, responsable del cambio de dirección del viento.

La misma rotación de la tierra puede explicar la naturaleza de los vientos del oeste que aparecen en la siguiente figura, a una cierta latitud media por encima de los trópicos. Al girar la tierra, arrastra al aire del oeste hacia el este; si además el aire se mueve hacia los polos, se acerca más al eje del giro de la tierra.

Figura 1. **Viento a escala global**



Fuente: *Conceptos básicos de meteorología.*

http://www.bvsde.paho.org/cursoa_meteoro/prologo.html. Consulta: 6 de febrero de 2015.

El viento geostrófico se genera por la diferencia de temperatura y se encuentra a una altura de mil metros. El viento de superficie está influenciado por la superficie terrestre y está a una altura de cien metros. A una escala local más pequeña puede haber muchos otros factores que influyen considerablemente en el viento. Entre los más importantes obstáculos están las configuraciones orográficas, que dan lugar a efectos aceleradores, por ejemplo, en las colinas. Este fenómeno es de mucho interés para el aprovechamiento de la energía eólica.

1.2. Relación de potencia contra velocidad de viento

El viento posee energía por la velocidad con la que se traslada. Se puede extraer con el fin de generar energía eléctrica. A continuación se presenta una breve descripción teórica del viento y su potencia.

1.2.1. El viento y su potencia

El viento es una masa de aire que se traslada de una zona a otra, producto de gradientes térmicos. Toda masa de aire que se mueve con una velocidad tendrá una energía cinética expresada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

Donde: E : energía, m : masa, v : velocidad

La potencia que se extrae de ese bloque de aire depende de la masa y de la velocidad con que se desplaza en ese instante. Es decir, la potencia del viento es la derivada de la energía, la cual depende de la variación de la masa de un instante a otro:

$$P_{viento} = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \left(\frac{dm}{dt} \right) v^2$$

Donde: P_{viento} : potencia del viento, E : energía, m : masa, v : velocidad, t : tiempo

La diferencia de masa del bloque de aire en un instante está determinada por su densidad, su área y su velocidad instantánea, lo cual se muestra a continuación:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dy}{dx} = \rho A v$$

De lo anterior se concluye que la potencia del viento es función de la densidad del aire, el área del bloque de aire y la velocidad del viento al cubo:

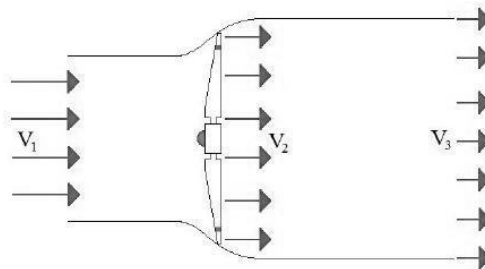
$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Por lo tanto, mientras mayor sea el área de la masa interceptada por una turbina, mayor será la potencia extraíble por esta, razón que explica las grandes dimensiones de los aerogeneradores.

1.2.2. Extracción de la energía del viento

La conversión de energía cinética del viento a energía mecánica rotaria del eje consiste en reducir la velocidad de la masa de aire interceptada por la turbina. Esto se ejemplifica a continuación:

Figura 2. **Velocidades del viento durante la operación de una turbina**



Fuente: *Conceptos básicos de meteorología.*

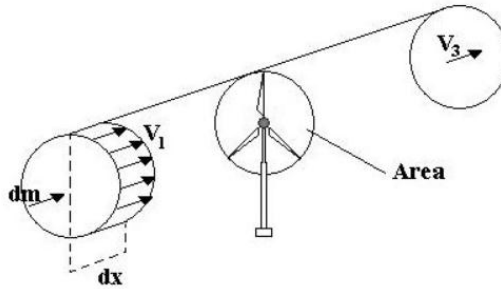
http://www.bvsde.paho.org/cursoa_meteoro/prologo.html. Consulta: 6 de febrero de 2015.

Se define como energía y potencia extraíble con los siguientes términos:

$$E_{extraible} = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_3^2); P_{extraible} = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_3^2), \text{ con } m = \frac{dm}{dt}$$

Sin embargo, en un caso ideal no es posible extraer el 100 % de la potencia del viento. Esto se debe a que, en el caso extremo en que $v_3 = 0$, se provocaría una congestión en el flujo de aire, teniendo como consecuencia $m = 0$, lo cual se traduciría en una detención total del bloque de aire y consecuentemente en cero la potencia extraída.

Figura 3. **Corriente de aire a través de una turbina eólica**



Fuente: *Turbina en Matlab*. <http://www.jmirez.wordpress.com>. Consulta: 5 de abril de 2015.

La potencia extraída de una turbina se podrá conocer si se conoce la diferencia de masa del aire incidente en el rotor de la turbina, la cual va relacionada con la velocidad del viento en ese punto, v_2 :

$$\frac{dm}{dx} = \rho A v_2; P_{extraible} = \frac{1}{2} \rho A v_2 (v_1^2 - v_3^2)$$

En la ecuación anterior se observa que debe existir una v_2 óptima en el eje, tal que se pueda maximizar la extracción de potencia del viento incidente. La velocidad v_2 se puede expresar en función de la velocidad incidente v_1 y la velocidad posterior a la extracción v_3 . Esta velocidad v_2 corresponde al promedio entre v_1 y v_3 , de tal manera que la potencia extraída se expresa como:

$$P_{extraíble} = \frac{1}{2} \rho v_2 \left(\frac{v_1 - v_3}{2} \right) (v_1^2 - v_3^2) = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 C_{\rho, Betz}(v_1, v_3)$$

$$\frac{v_3}{v_1}(v_1, v_3) = \frac{1}{2} \left[\left(1 + \frac{v_3}{v_1} \right) \left(1 + \frac{v_3^2}{v_1^2} \right) \right]$$

Con base en la ecuación anterior se puede determinar que la máxima potencia extraída se obtiene para una razón de $\frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3}$. Con ello se obtiene un valor del coeficiente de poder $C_{\rho, Betz}$ igual a 59 %, lo que significa que una turbina eólica puede convertir en energía mecánica como máximo el 59 % de la energía cinética del viento.

El coeficiente depende del diseño aerodinámico de las aspas de la turbina, el cual afecta las fuerzas de empuje o arrastre que propician la rotación del eje mecánico del aerogenerador. En la actualidad se pueden encontrar turbinas modernas que han presentado factores de 0,5; de esta manera la eficiencia de las turbinas incrementa y se reducen los costos de construcción.

1.3. Aerodinámica de un aerogenerador

La fuerza que se ejerce sobre la pala de un aerogenerador es el resultado de la acción de la velocidad relativa del aire. Esta velocidad relativa es la composición de la velocidad del viento y de la velocidad de giro de la propia pala. La fuerza producida es de dos tipos: la fuerza de sustentación, que es en dirección normal a la velocidad relativa, y la fuerza de arrastre, o resistencia aerodinámica paralelas a la velocidad relativa.

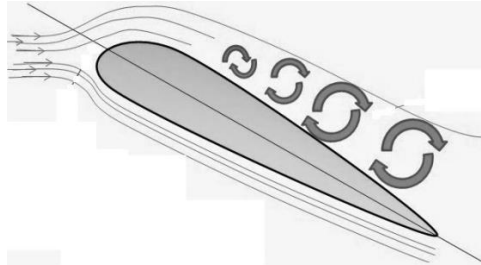
1.3.1. Fuerza de sustentación

La mayor parte de turbinas modernas se basan en el principio de sustentación aerodinámica, similar al de las alas de un avión, las palas de una hélice o muchos sistemas de navegación a vela. Las ventajas de las máquinas que se mueven por fuerza de sustentación son varias, como: mayor coeficiente de potencia, mayores velocidades de giro y menor empuje sobre la máquina.

Cuando un avión se inclina demasiado hacia atrás en un intento de subir rápidamente, la sustentación del ala va a aumentar. En la siguiente figura se observa que el flujo de aire de la superficie superior deja de estar en contacto con la superficie del ala, dando lugar a que el aire gire alrededor de un vértice irregular. La sustentación derivada de la baja presión en la superficie superior del ala desaparece. Ese fenómeno es denominado pérdida de sustentación.

La razón por la que un avión puede volar es que el aire que se desliza a lo largo de la superficie superior del ala se mueve más rápido que el de la superficie inferior. Esto implica una presión más baja en la superficie superior, lo cual crea sustentación (fuerza de empuje hacia arriba que permite al avión volar). La sustentación es perpendicular a la dirección del viento.

Figura 4. **Fuerza de sustentación**

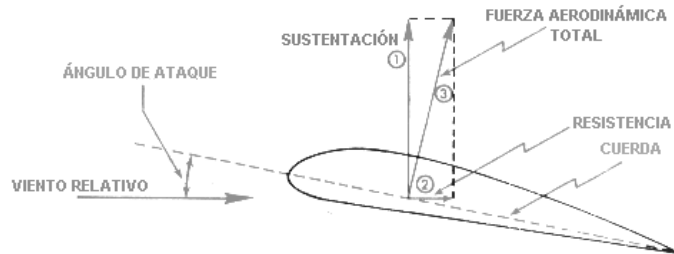


Fuente: *Manual de vuelo*. <http://www.greatbustardsflight.com>. Consulta: 26 de agosto de 2015.

1.3.2. Fuerza de arrastre o resistencia aerodinámica

Es la fuerza que sufre la pala de un aerogenerador al moverse a través del aire. La resistencia del aire es conocida como fuerza de arrastre o resistencia aerodinámica. La resistencia siempre es en sentido opuesto a la velocidad del viento, por lo que comúnmente se dice de forma análoga que es la fuerza de fricción. La fuerza de arrastre o de resistencia aerodinámica se opone al avance del aspa a través del aire, esta normalmente aumentará si el área orientada en la dirección del aire aumenta. Esta es una característica importante que los diseñadores toman en cuenta al momento de diseñar una pala. En la siguiente figura se observa la sumatoria vectorial de las fuerzas que actúan sobre el plano aerodinámico. La fuerza aerodinámica total es la suma vectorial de la fuerza de sustentación más la de la fuerza de resistencia.

Figura 5. **Fuerzas actuantes sobre un plano aerodinámico**



Fuente: *Manual de vuelo*. <http://www.greatbustardsflight.com>. Consulta: 26 de agosto de 2015.

1.4. Clasificación de los aerogeneradores

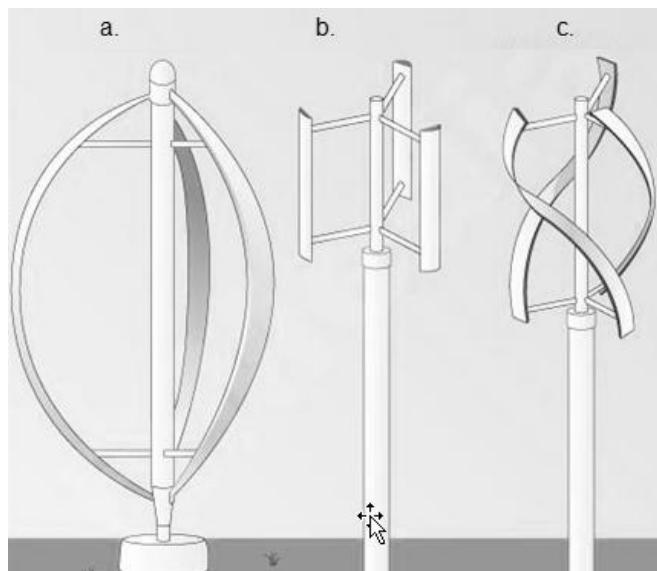
Existen diferentes tipos para clasificar a las turbinas eólicas, por su disposición física, por su construcción, por sus condiciones aerodinámicas, entre otras. A continuación se presenta la clasificación según el tipo de rotor y la disposición del eje de giro.

1.4.1. Rotores de eje vertical

Son las turbinas que constan de dos o más palas dispuestas a modo de una cuerda sujeta por sus extremos y sometida al movimiento giratorio. Las principales ventajas de estas turbinas son disponer de un tren de potencia, además de la facilidad de disponer de los sistemas de control y el generador al nivel del suelo. Los principales rotores de eje vertical son los rotores Darrieus y Savonius.

Los rotores tipo Darrieus constan de dos o más palas dispuestas como la forma que toma una cuerda sujeta y sometida a un movimiento giratorio (figura 6a). Esta turbina no posee par de arranque, así que es necesario motorizarla para que comience a girar y emplear tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural de la unidad. En la figura 6b se observa el rotor Darrieus H, en el cual las cuchillas largas son reemplazadas con secciones de palas rectas verticales unidas a una torre central con soportes horizontales. Posteriormente, en la figura 6c, se muestra la turbina Darrieus Helicoidal, en la cual las palas tienen figura de hélice, son tres cuchillas y un giro helicoidal de 60 grados, el viento tira de cada pala alrededor, un tanto a barlovento y otro tanto a sotavento de la turbina. Con esta característica constructiva se extiende el par de manera uniforme sobre toda la revolución, evitando así pulsaciones destructivas.

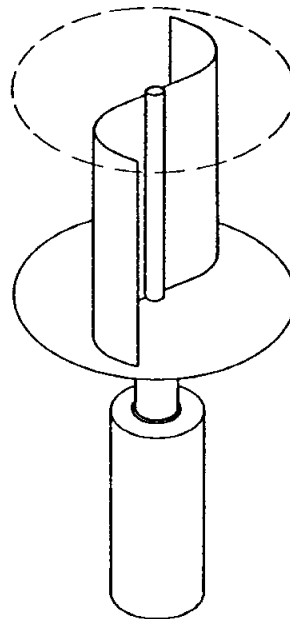
Figura 6. **Rotor Darrieus, Darrieus H y Darrieus Helicoidal**



Fuente: RODRÍGUEZ, José Luis. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. p. 100

Los rotores Savonius son más simples, soportan vientos más turbulentos y pueden girar con baja velocidad de viento (por lo que ofrecen un par de arranque), además su construcción es más económica. Tienen bajo rendimiento y baja velocidad de giro, se han fabricado prototipos de 5 kW para sistemas eléctricos operando en isla.

Figura 7. **Rotor Savonius**

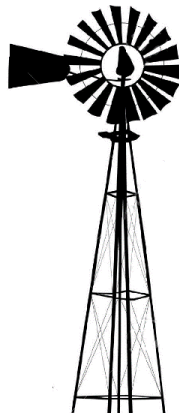


Fuente: RODRÍGUEZ, José Luis. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. p. 100

1.4.2. Rotores de eje horizontal

Los rotores de eje horizontal giran en dirección perpendicular al viento incidente (eje de rotación paralelo al suelo). Este tipo de rotores es el más utilizado en generación de energía eléctrica eólica, por su confiabilidad, eficiencia y capacidad de adaptarse a grandes potencias. La velocidad de giro de estas turbinas sigue una relación inversa al número de sus palas; a esto se le denomina solidez, que indica el cociente entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barrida por ellas. Las turbinas de eje horizontal se clasifican en turbinas con rotor multipala o aeroturbinas lentas y rotor tipo hélice o aeroturbinas rápidas. Los rotores multipala tienen palas que varían de 6 a 24, por lo que el parámetro de solidez es alto. Tienen reducida velocidad de giro y elevado par de arranque, la velocidad lineal en la punta de la pala de estos rotores, en condiciones de diseño, tiene el mismo orden que la velocidad del viento incidente. Estos rotores, debido a su bajo régimen de giro, no se utilizan en generación de energía eléctrica, históricamente se han utilizado para aplicaciones como bombeo de agua y molinos de trigo.

Figura 8. **Rotor multipala**

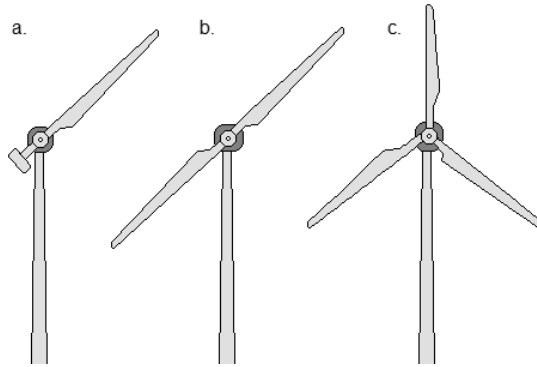


Fuente: RODRÍGUEZ, José Luis. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. p. 100

Los rotores tipo hélice, también denominados aeroturbinas rápidas, giran a una gran velocidad. La velocidad lineal en la punta de la pala de estas máquinas varia en un margen entre 6 a 14 veces de la velocidad del viento incidente. Estas aeroturbinas son más utilizadas para generar energía eléctrica, ya que el elemento mecánico que acciona la velocidad de giro de la turbina con la velocidad de giro del generador es menor en tamaño y costo. Estos rotores presentan un par de arranque bajo que es suficiente para el proceso de conexión.

Los aerogeneradores con rotor tipo hélice de tres palas, como se muestra en la figura 9c, son los más utilizados, por su aerodinámica, estabilidad estructural, mayor rendimiento energético y menor emisión de ruido (características respecto a rotores de una o dos palas). Los rotores monopala (figura 9a) tienen un costo de producción menor, pero necesitan contrapeso, tiene desequilibrio aerodinámico, producen elevado nivel de ruido, además de distorsión visual en el paisaje. Los rotores bipala (figura 9b), comparándolos con los rotores tripala, logran disminuir el costo de construcción, sin embargo, debido a los fluctuantes esfuerzos dinámicos que se originan en esta configuración, se requieren equipos especiales para contrarrestar este estado de carga.

Figura 9. **Rotor de eje horizontal (monopala, bipala y tripala)**



Fuente: *Conceptos básicos de ingeniería eólica.*

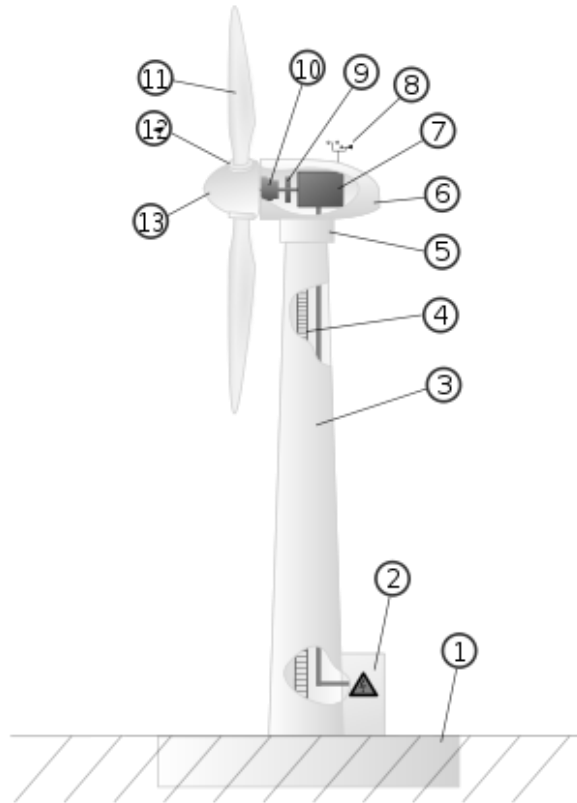
http://usuarios.arnet.com.ar/marman/conceptos_basicos.htm. Consulta: 21 de mayo de 2015.

Los aerogeneradores tipo hélice también se clasifican según su disposición frente a la velocidad del viento incidente. Se diseñan para que funcionen en posición barlovento o sotavento. Los de posición barlovento necesitan un sistema de orientación activo, ya que la velocidad del viento inicialmente incide sobre el rotor eólico y posteriormente cubre la torre. Los de posición sotavento utilizan un sistema de orientación pasivo, que se basa en inclinar ligeramente las palas.

1.5. Componentes básicos de un aerogenerador

Los rotores de eje horizontal tienen una configuración básica que ofrece la mayoría de fabricantes. En la siguiente figura se representan los diferentes sistemas que incorporan los modernos generadores. No todas las tecnologías disponen en su totalidad de estos sistemas, algunos fabricantes han apostado por máquinas robustas y muy sencillas de concepto, que no incorporan sistemas aerodinámicos de limitación de potencia ni convertidores eléctricos para variar la velocidad de giro del generador.

Figura 10. **Componentes básicos de un aerogenerador**



Fuente: *Electricidad gratuita*. <http://www.ele/energia-eolica.html>. Consulta: 23 de julio de 2015.

Se denomina aerogenerador al sistema completo, incluyendo la torre. La turbina eólica es en realidad únicamente la parte aerodinámica del aerogenerador. La turbina eólica se identifica como el sistema motriz del generador eléctrico. A continuación se describe de forma breve cada componente, así como su función:

- Base (1): es la parte de la obra gris del aerogenerador. Se fabrica de hormigón u otro material para la sujeción del aerogenerador.

- Punto de conexión (2): es la salida de electricidad producida, para su envío a la red eléctrica o para formar parte de un anillo de varios generadores, que se envían en conjunto a un transformador eléctrico para su conexión a la red.
- Torre (3): componente estructural que une la turbina con la base, la mayoría de fabricantes los construye de forma tubular para el aprovechamiento de la parte interna para alojar otros componentes. Cuando mayor sea su altura, más posibilidades existen de alcanzar vientos con mayor velocidad.
- Escalera (4): se encuentra en la parte interior de la torre, da acceso a la góndola y al resto de componentes para su inspección y mantenimiento.
- Sistema de orientación (5): este mecanismo actúa sobre toda la longitud de la pala, en caso de turbinas de ángulo de pala variable, o solo del extremo para turbinas de ángulo fijo. Este mecanismo se utiliza para frenar la turbina o para el control de potencia.
- Góndola (6): aloja los componentes de la turbina, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. Se diseñan de tal forma que puedan ingresar personas. A la izquierda de la góndola se encuentra el rotor del aerogenerador, es decir, palas y buje.
- Generador eléctrico (7): máquina eléctrica que convierte la energía mecánica capturada por la turbina en energía eléctrica. Suele ser un generador asíncrono de inducción. Estos generadores, además de ser muy robustos y necesitar un menor mantenimiento, permiten también aumentar o disminuir ligeramente su velocidad si el par varía. Esto es una gran ventaja frente a los síncronos, pues reducirá los problemas de rotura y desgaste de la caja multiplicadora.

- Anemómetro y veleta (8): se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar este cuando el viento alcanza la velocidad de conexión. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede la velocidad de corte, con el fin de proteger a la turbina. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.
- Eje de alta velocidad y freno mecánico (9): el eje es un acople mecánico entre la caja multiplicadora y el generador, gira aproximadamente a 1 500 revoluciones por minuto, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con freno de disco mecánico de emergencia, que se utiliza en caso de fallo del disco aerodinámico o durante las labores de mantenimiento de la turbina.
- Multiplicador (10): es un tren de engranajes, su misión es transmitir la potencia desde el eje de baja velocidad al de alta velocidad, su relación de transformación suele ser de 50:1 o superior. Generalmente está compuesto de engranajes helicoidales o planetarios.
- Palas del rotor (11): se encargan de convertir la energía cinética del viento en par de rotación de la turbina.
- Inclinación variable de la pala (12).
- Buje (13): acoplamiento mecánico que soporta las palas, se suele fabricar en acero moldeado. De este parte el eje de baja velocidad (eje principal).

Cuando la velocidad el viento incide sobre un aerogenerador, aumentan las fuerzas sobre las palas, estas fuerzas desarrollan un par mecánico y esfuerzos sobre los elementos mecánicos. El par mecánico desarrollado por la turbina, cuando está girando a una determinada velocidad, produce una potencia mecánica que se transmite al aerogenerador y se convierte finalmente en energía eléctrica. En este proceso de conversión de energía intervienen fundamentalmente: el rotor eólico, que es el elemento que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica; el tren de potencia, que transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico, mediante una caja de multiplicación de velocidad y, por último, el generador eléctrico, que es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica.

Durante el proceso de conexión, si el aerogenerador dispone de un sistema de control de cambio o paso de pala, se optimiza el ángulo de calado de las palas con el fin de controlar la aceleración del rotor eólico. Una vez que el sistema se ha conectado a la red, la velocidad de giro se mantiene constante o prácticamente constante, ya que esta depende de la frecuencia de la red. Esto ocurre en los sistemas denominados de velocidad fija, que carecen de convertidores electrónicos entre el generador y la red. Estos dispositivos (convertidores electrónicos) permiten desacoplar la frecuencia de funcionamiento del generador con la frecuencia de la red, haciendo que puedan funcionar a velocidad variable.

Cuando la velocidad del viento incide sobre el aerogenerador se producen esfuerzos sobre los elementos mecánicos (palas, torres y transmisión mecánica) que desgastan o fatigan los componentes y reducen la vida útil del aerogenerador. Este aspecto es importante, los generadores se diseñan de tal manera que tengan 20 años de vida útil. Algunos sistemas se diseñan para reducir los esfuerzos mecánicos, por ejemplo, cuando la velocidad del viento supera la velocidad nominal algunas tecnologías emplean el control por cambio de paso de palas para limitar la potencia mecánica sobre el rotor eólico y la velocidad de giro en el caso que el sistema sea de velocidad variable.

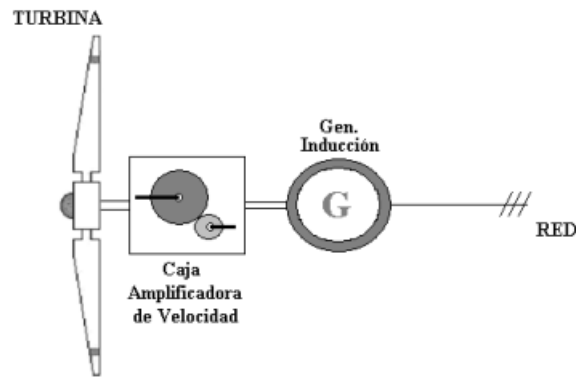
1.6. Tipos de generadores eólicos

Los sistemas eólicos utilizados actualmente emplean varios tipos de generadores, los cuales emplean distintos mecanismos y tecnologías de generación. Esto depende del principio de funcionamiento y de la capacidad de respuesta ante las variaciones de la velocidad del viento.

1.6.1. Generador de inducción de velocidad fija

En este sistema de velocidad fija el generador normalmente es asíncrono de jaula de ardilla y tiene el estator conectado sin utilizar un convertidor de potencia. Al estar conectado directamente a la red sin elementos intermedios, cualquier fluctuación de velocidad del viento será trasladada a la red como un cambio de frecuencia de la potencia generada, es decir, la red verá fluctuaciones instantáneas. En estas máquinas no es posible cambiar el factor de potencia, pues por su naturaleza inductiva consumen potencia reactiva constantemente.

Figura 11. **Esquema de un generador de inducción de velocidad fija**



Fuente: *Turbina en Matlab*. <http://www.jmirez.wordpress.com>. Consulta: 5 de abril de 2015.

Las principales ventajas consisten en el menor tamaño y bajo costo de inversión. La principal desventaja es en lo referente a la calidad del suministro, ya que necesita compensación de potencia reactiva, lo cual provoca que las inyecciones de energía a la red se vean fuertemente afectadas por variaciones en la velocidad del viento. Para mitigar el problema de regulación de potencia reactiva, en esta tecnología se agregan equipos de compensación como SVCs, STATCOMs y bancos de condensadores electrónicamente controlados.

1.6.2. Generador de inducción de velocidad variable

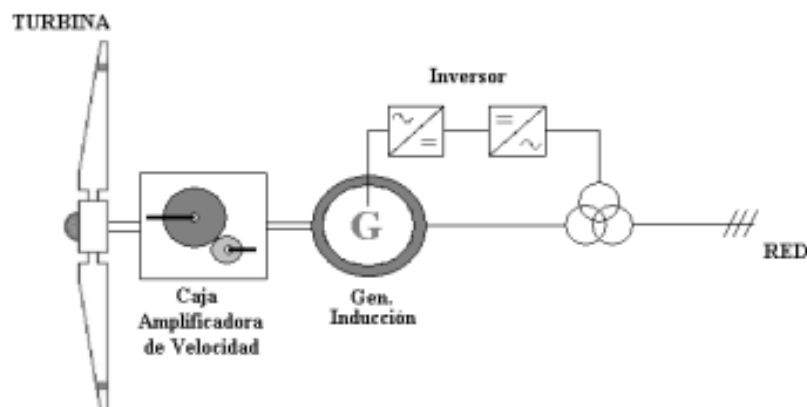
La solución técnica para ampliar el rango de velocidades de viento en las que producir potencia a plena carga es mediante la variación de la resistencia rotórica. No es posible variar el deslizamiento de la máquina, ya que viene impuesto por la frecuencia de la red y por la frecuencia de rotación mecánica del rotor. Sin embargo, conociendo el deslizamiento en cada momento, se puede variar la resistencia rotórica a manera de introducir al rotor una corriente deseada.

El efecto de amentar la resistencia rotórica ante altas velocidades trata de reducir el par, y por tanto reducir la potencia de salida. La principal desventaja de este método es la pérdida de eficiencia que causa el consumo de potencia en las resistencias rotóricas y la imposibilidad de regulación de potencia ante pequeñas variaciones de viento.

1.6.3. Generador de inducción doblemente alimentado

Este tipo de generador utiliza una máquina de inducción con acceso al rotor mediante una etapa de inversión, lo cual permite inyectar o extraer energía del rotor controlando el nivel de potencia reactiva y, por consiguiente, la velocidad de giro del rotor. Los devanados del estator están conectados a la red, mientras el rotor se conecta a la red mediante un convertidor de frecuencia bidireccional (convertidores CA/CC reversibles). Esto permite al generador generar una tensión y frecuencia constantes, aunque gire a una velocidad variable.

Figura 12. **Diagrama aerogenerador de inducción doblemente alimentado**



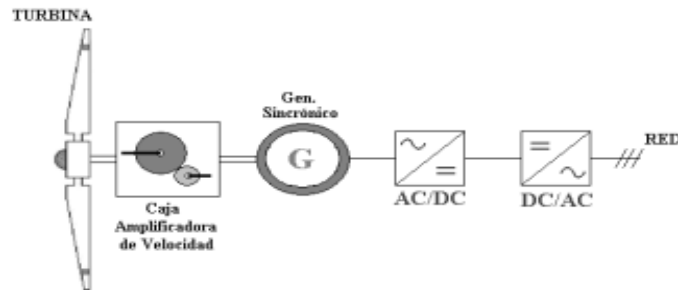
Fuente: *Turbina en Matlab*. <http://www.jmirez.wordpress.com>. Consulta: 5 de abril de 2015.

El convertidor del lado de la red trabaja siempre a frecuencia de esta y su control vectorial permite, de manera independiente, tanto extraer como inyectar activa a través del rotor de la máquina, así como controlar la reactiva intercambiada entre la máquina y la red. El convertidor del lado del rotor trabaja a frecuencia variable. Con este convertidor se regula la tensión aplicada al rotor, lo que permite el control vectorial de la máquina para regular el par magnético y el factor de potencia del generador en un amplio margen de velocidades de viento.

1.6.4. Generador síncrono de velocidad variable

Para utilizar generadores síncronos en sistemas eléctricos se requiere que el generador gire siempre a una velocidad constante y en sincronismo con las restantes máquinas del SNI, por tanto, en el caso de la energía eólica, es complicado debido a la velocidad variable del viento. Sin embargo, gracias a la electrónica de potencia, es posible realizarlo a través de etapas de rectificación e inversión. Este tipo de interfaz permite rectificar la señal de corriente alterna desacoplándola de la red eléctrica, para luego ser convertida, mediante una etapa inversora, en una señal de corriente alterna a la misma frecuencia del sistema.

Figura 13. **Generador síncrono de velocidad variable**



Fuente: *Turbina en Matlab*. <http://www.jmirez.wordpress.com>. Consulta: 05 de abril de 2015.

Existen dos vías para crear el campo magnético giratorio necesario en el rotor y para que se produzca la conversión de energía mecánica a eléctrica: a través de imanes permanentes alojados en el rotor o a través de polos inductores alimentados con corriente continua (utilizados en generadores convencionales). La tendencia de fabricación para aerogeneradores de gran tamaño se ha declinado en generadores síncronos de imanes permanentes acoplados directamente a la turbina, eso se debe a que las grandes velocidades de giro de la turbina en máquinas grandes son pequeñas y, por lo tanto, las relaciones de transmisión son desfavorables. Por otro lado, las fluctuaciones de par a las que se somete el rotor por ráfagas de viento se transmiten a la caja multiplicadora que, por lo tanto, debe estar sobredimensionada; esto incrementa considerablemente el precio del aerogenerador, por incremento del precio de la caja multiplicadora y del peso adicional que ello requiere.

Lo anterior ha impulsado a la fabricación de generadores directamente acoplados a la turbina girando a muy baja velocidad sin caja multiplicadora. Estos generadores son cortos y de diámetro amplio (2 a 5 metros), donde la utilización del tipo de inducción deja de ser factible por el incremento de la distancia de entrehierro. Sin embargo, los generadores síncronos sí permiten un incremento en este aspecto. La principal ventaja de este tipo de generación recae en la mayor capacidad de la inyección de potencia activa y reactiva a la red, mejorando sustancialmente la calidad del servicio. No obstante, el uso de rectificadores e inversores de potencia igual a la del parque eleva los costos de inversión en gran medida. Además, el uso de estas etapas de rectificación e inversión implica un aumento de la contaminación armónica de la red.

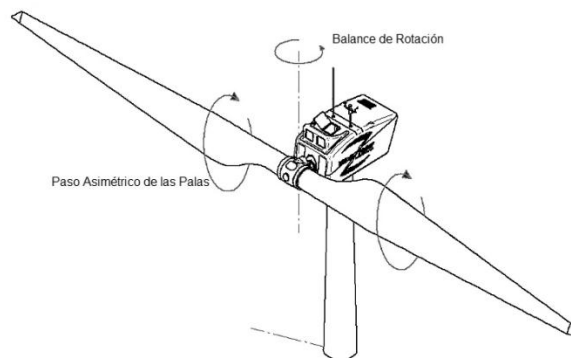
1.7. Control de potencia en aerogeneradores

Los modernos aerogeneradores están diseñados con equipos de electrónica de potencia, con los cuales se obtiene un control preciso y con mayores posibilidades de operación, ya que se puede modificar la potencia activa y reactiva generada de forma independiente, obteniendo el factor de potencia que se desee. Los aerogeneradores están diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 14 m/s y con algún tipo de control de potencia. El control que se les puede dar es de bajar potencia, pero si es de exigir subir, nada garantiza que logren alcanzar el valor requerido. A continuación se detallan los principales controles para variar la potencia activa de los aerogeneradores:

1.7.1. Control de potencia por cambio de ángulo de paso *pitch controlled*

En un aerogenerador de regulación por cambio de ángulo de paso el controlador electrónico lleva un registro de las potencias entregadas por el aerogenerador. Si la potencia entregada pasa de un valor nominal el controlador hace que el ángulo por donde se recibe el viento cambie de posición, lo que hace cambiar el área efectiva por donde pasa el viento y, por lo tanto, disminuye su potencia absorbida. En el caso de que la potencia recibida sea menor, se hace el procedimiento contrario. La mayoría de aerogeneradores modernos incorporan en sus diseños dispositivos capaces de hacer girar la pala alrededor de su eje longitudinal. Las funciones del cambio de paso de palas son: controlar la potencia, velocidad de giro del rotor y frenar aerodinámicamente el sistema en caso de avería o emergencia.

Figura 14. *Pitch controlled*

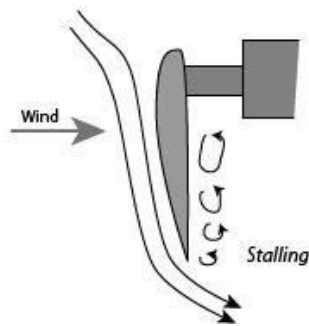


Fuente: *Control de potencia*. <http://www.greatbustardflight.com>. Consulta: 29 de agosto de 2015.

1.7.2. Control de potencia por pérdida aerodinámica (*stall controlled*)

El control de potencia por pérdida aerodinámica se da en los aerogeneradores fabricados con palas fijas al buje en un ángulo fijo. El perfil de la pala ha sido diseñado para asegurar que en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. De tal manera, a medida que aumenta la velocidad del viento, se produce paridad de potencia por turbulencias y así se regula la potencia generada.

Figura 15. Representación del control de potencia por pérdida aerodinámica (*stall controlled*)



Fuente: *Energías renovables*. <http://www.greenhienergy.com>. Consulta: 25 de agosto de 2015.

Según la aerodinámica de fabricación de la pala, conforme se aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar a un punto de perder sustentación. El rotor del aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica está ligeramente torsionado a lo largo de su eje longitudinal, para asegurar que la pala pierde sustentación en forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico.

La ventaja del control de potencia por pérdida aerodinámica es evitar incorporar estructuras móviles al rotor y un complejo sistema de control, reduciendo así los costos de fabricación. Sin embargo, el diseño es muy complejo. Es un reto también en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación.

1.7.3. Control activo por pérdida aerodinámica (*active stall control*)

El mecanismo de control activo por pérdida aerodinámica cuenta con un perfil aerodinámico que provoca pérdida de sustentación a velocidades elevadas, y cuenta con capacidad de mover las aspas para ajustar este perfil. Permite variar el ángulo de paso en no más de 10° , esto basta para variar el ángulo de potencia activa a velocidades de viento muy altas, particularmente en aerogeneradores de gran potencia.

El control activo por pérdida aerodinámica permite cambiar el ángulo de paso de las aspas, a velocidades menores a la nominal; actúa de la misma manera que lo haría el control por ángulo de paso. Sin embargo, cuando las velocidades son mayores y se requiere disminuir la sustentación de la turbina, este sistema ubica las aspas en el sentido contrario en el que actúa el control por ángulo de paso, para acelerar el proceso de pérdida aerodinámica. En este último caso se generan turbulencias que eliminan la energía excesiva proveniente del viento.

1.7.4. Control de orientación (*yaw control*)

Este sistema para controlar la potencia consiste en orientar el ángulo con el cual la turbina enfrenta al viento, por medio de motores eléctricos, sistemas hidráulicos y sistemas neumáticos. Estos sistemas están ubicados en su mayoría en el tope de la torre y giran la góndola sobre el eje de simetría axial de esta. Cuando el aerogenerador no se encuentra orientado de forma directa al viento, la potencia mecánica captada por el rotor disminuye y se producen oscilaciones de torque distintas en cada aspa que pueden provocar daños en esta. Una de las desventajas de este tipo de control es la lentitud al orientar, debido a que se debe orientar todas las estructuras que componen la góndola y la turbina. Por ello no se utiliza en aerogeneradores de elevada potencia, también por el costo que representan los mecanismos de orientación.

1.8. Estadísticas de viento y su estimación

Las predicciones de viento son importantes porque a través de las variables obtenidas se determina la factibilidad y viabilidad de un proyecto eólico. La velocidad del viento es un proceso estocástico que varía según la hora, día y año. Hay días en que el viento es constante y fuerte, sin embargo, en otros puede ser suave y moderado. Las características del viento dependen del lugar, altura y variables meteorológicas (presión, humedad, temperatura y densidad del aire). El viento también depende de las características físicas del contorno, como montañas, árboles y edificios.

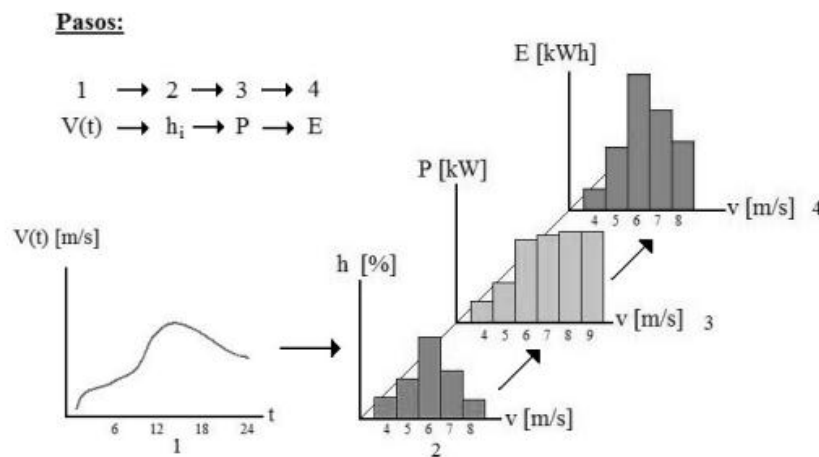
Para ajustar una serie de datos de mediciones históricas de viento a una determinada distribución de probabilidad, se define el modelo de probabilidad para realizar el ajuste. Al estudiar los datos empíricos de estas distribuciones, la distribución que se utiliza con mayor frecuencia es la de Weibull, le siguen en importancia la de Rayleigh y, con menor frecuencia, se utilizan las distribuciones Normal, Gamma y Frechét. Resulta difícil encontrar fundamentos teóricos que justifiquen el uso de una u otra distribución para la distribución de viento. Por este motivo la práctica más adecuada resulta ser la de comparar los ajustes logrados para los distintos modelos mencionados y elegir el que mejor se comporta en cada situación.

1.8.1. Histogramas de viento y estimación de energía

Para calcular la energía generada por un parque eólico es necesario clasificar los regímenes de viento en categorías, con el objetivo de crear histogramas de viento, de los cuales se obtiene una estimación precisa de la energía generada durante el intervalo de análisis. A continuación se desarrolla una metodología para la estimación de la energía entregada:

El primer paso es medir la velocidad de la media por hora de viento durante un período de viento T (días, semanas, meses, etc.). El segundo paso es crear el histograma de las velocidades. El histograma h se construye mediante la agrupación de los datos en categorías de viento, por ejemplo 4, 5 ó 6 metros por segundo. Con estos resultados se logra terminar el porcentaje h_i del tiempo de medición T , en que el viento presentó tal régimen de velocidad.

Figura 16. Metodología de estimación de la energía entregada por un parque eólico



Fuente: *Estimación*. <https://jmirez.wordpress.com>. Consulta: 16 de septiembre de 2015.

Por ejemplo, se tiene una serie de viento con los siguientes datos de medición:

$$V_{media}(t) = [2 \ 1 \ 3 \ 3 \ 4 \ 5 \ 5 \ 5 \ 7 \ 7 \ 8 \ 8 \ 6 \ 6 \ 5 \ 5 \ 4 \ 4 \ 3 \ 1]; T_{medición} = 24 \ [horas]$$

$$\Delta T_{medición} = 1 \ [hora]$$

Con la serie anterior es posible determinar el número de veces t_i , en que ocurre cada registro de velocidad v_1 :

$$t_i = \text{numero de veces } v_i = i[m/s]; \vec{t} = [2 \ 1 \ 3 \ 3 \ 6 \ 4 \ 3 \ 2]$$

Con el vector $\vec{t}$, es posible determinar el histograma h , con el que se tiene el porcentaje de tiempo en que el viento presentó una velocidad v_i :

$$h_i = \frac{t_i}{T} \rightarrow \vec{h} [\%] = [8.33 \ 4.17 \ 12.5 \ 12.5 \ 25 \ 16.67 \ 12.5 \ 8.33]$$

Al contar con el histograma se procede a determinar la energía generada mediante la curva de potencia de la turbina. Esta curva P_i corresponde a la potencia generada por el aerogenerador al ser sometido a una velocidad v_i del viento. Con esto se obtiene la siguiente curva de potencia del aerogenerador:

$$\vec{P} = [0 \ 0 \ 400 \ 700 \ 1000 \ 1200 \ 1300 \ 1400][kW]$$

La energía se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$E_{total} = \sum E_i$$

$$E_i = h_i P_i T [kWh]$$

Con la cual se obtiene para el ejemplo anterior:

$$\vec{E} = [0 \ 0 \ 1200 \ 2100 \ 6000 \ 4800 \ 3900 \ 2800][kWh]$$

$$E_{total} = \sum E_i = 20,800 [kWh]$$

1.8.2. Weibull y los histogramas ideales

Las distribuciones de probabilidad ayudan en la práctica para aproximar los histogramas de viento, en particular con la distribución de Weibull, siendo esta una distribución de probabilidad continua:

$$h_{Weibull} = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Con la ayuda de la distribución de Weibull se obtiene una forma aproximada del histograma de viento de una zona en general, y solo requiere la especificación de los parámetros k y A , los cuales son el factor de forma y el parámetro de escalonamiento, respectivamente. Al determinar los parámetros k y A de la zona en la que el parque se ubica, se puede predecir la energía generada por el parque y estimar el comportamiento del viento de la zona.

El factor de escala A , en metros sobre segundo, se relaciona de forma directa con la velocidad media del viento. El factor de forma K , adimensional, modifica la simetría de la distribución. También representa físicamente la dispersión de los valores de velocidad en torno a la velocidad media, además, toma distintos valores en función de la morfología del terreno y del régimen de vientos del lugar. En la siguiente tabla se dan los valores típicos para K , según las distintas morfologías del terreno:

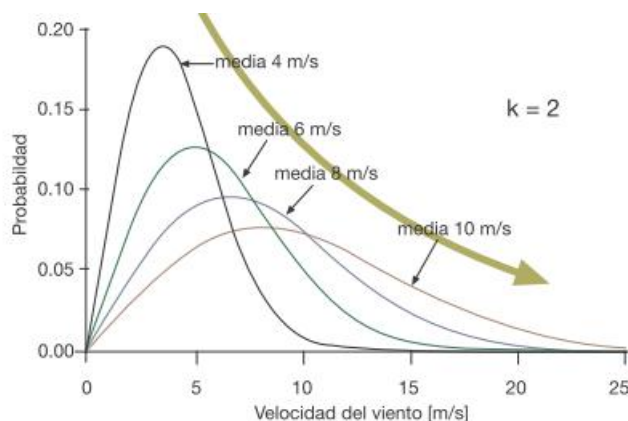
Tabla I. **Factor de forma K para distintas morfologías de terrenos**

Factor K	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1.2-1.7	Lugares montañosos	Muy variables
1.8-2.5	Grandes llanuras - colinas	Variable
2.5-3	Campo abierto	Bastante regular
3.1-3.5	Zonas costeras	Regular
3.5-4.0	Islas	Muy regular

Fuente: ABB. *Plantas eólicas*. p. 39

Con los factores de escala y forma se permite hacer valoraciones posteriores de productividad de gran fiabilidad y sin necesidad de cantidad de datos. Los parámetros A y k engloban eficazmente las propiedades estadísticas de toda la serie temporal. Además, A está vinculado a la velocidad media. Para estimar la productividad de un aerogenerador es necesario conocer la velocidad media del viento a la altura del buje respecto al suelo en el lugar de la instalación; así lo indica la siguiente figura:

Figura 17. **Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media de viento**



Fuente: ABB. *Plantas eólicas*. p. 39

2. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La integración de parques de generación eólica al Sistema Nacional Interconectado hace necesario analizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, viéndose también la necesidad de incluir una norma que regule los posibles impactos sobre el sistema, y sus consecuencias en aspectos como la operación técnica y comercial del mercado eléctrico del país.

La operación de un sistema eléctrico de potencia incluye la interacción de fuentes de potencia activa y fuentes de potencia reactiva; cargas conectadas en distintos puntos y red de conexión entre sistemas de generación y los centros de consumo. Al ocurrir perturbaciones en la operación, tales como desconexión imprevista de unidades generadoras o circuitos de transmisión, se pierde el equilibrio entre generación y consumo. El concepto de estabilidad refleja la característica de que, después de ocurrida una perturbación, el sistema se recupera a una nueva posición de equilibrio.

2.1. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Se define como estabilidad de un sistema eléctrico de potencia a la capacidad del sistema de retornar a su estado estable después de una perturbación. Las variables de interés para el estudio de estabilidad son: las excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema (estabilidad angular), la tensión de las barras y la frecuencia.

2.1.1. Clasificación de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia

A continuación se describen las características de los diferentes tipos de estabilidad.

2.1.1.1. Estabilidad angular

La estabilidad angular corresponde a la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas al sistema de mantener el sincronismo entre todas ellas, luego de una contingencia o perturbación. La inestabilidad angular es causada por un desequilibrio entre las fuerzas electromagnéticas y las mecánicas aplicadas a la máquina. La estabilidad angular se divide en estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria.

La estabilidad de pequeña señal se define como la estabilidad del sistema para mantener el sincronismo frente a pequeñas perturbaciones, se puede deber a un incremento periódico del ángulo de rotor de la máquina, es decir, a la ausencia de torques síncronos que desaceleran la máquina u oscilaciones no amortiguadas de los rotores debido a la ausencia de amortiguación por parte del sistema. Por otro lado, la estabilidad transitoria es la capacidad de mantener el equilibrio luego de una perturbación grande, fallas en el sistema de transmisión o cortocircuitos; esto depende de la operación inicial y la severidad de la falla.

2.1.1.2. Estabilidad de frecuencia

Esta determina la capacidad del sistema de mantener el balance entre la generación y la carga (demanda), de esta manera se mantiene la frecuencia dentro de un rango cercano a la frecuencia nominal de 60 Hertz. “La frecuencia del sistema nacional interconectado deberá mantenerse dentro de los límites establecidos en las normas técnicas para condiciones normales y de emergencia. En tanto la CNEE no defina estos valores los límites serán, en condiciones normales 59.9 Hz y 60.1 Hz, en condiciones de emergencia 59.8 Hz y 60.2 Hz”¹.

La inestabilidad de frecuencia en corto plazo está asociada a salidas imprevistas en centrales generadoras (disparos de unidades o bloques de generación), cambios bruscos en demanda (pérdida o incremento de demanda) y entrada en operación de hornos de arcos eléctricos, lo cual puede causar desequilibrios para el sistema, provocando la desconexión de más elementos. La inestabilidad de frecuencia a largo plazo se debe a la mala coordinación de control y de protecciones, o a falta de reservas de potencia activa en el sistema para realizar regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio.

¹Administrador del Mercado Mayorista. *Norma de Coordinación Operativa No. 4.* p. 4

2.1.1.3. Estabilidad de tensión

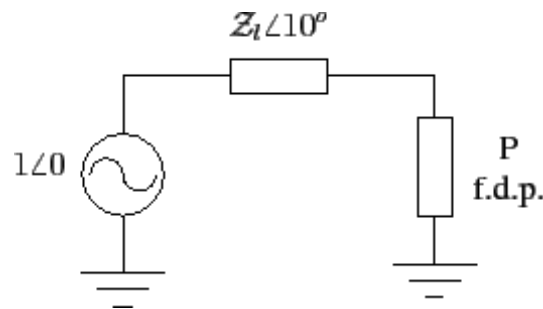
La estabilidad de tensión corresponde a la capacidad de mantener la tensión dentro de un rango establecido en todas las barras del sistema, luego de que exista una falla o contingencia. La inestabilidad tiene lugar cuando existe un aumento o reducción descontrolada de la tensión en las barras de un área. El principal factor causante de la inestabilidad de tensión es el desequilibrio de potencia reactiva del sistema y del control de excitación de los reguladores de tensión automáticos.

La estabilidad de tensión se divide en pequeña y gran perturbación. Las pequeñas perturbaciones son producidas por los pequeños incrementos de demanda, desconexiones de líneas, fallas lejanas al área de control en dispositivos que aportan o consumen reactivos (bancos de capacitores y bancos de reactores). La estabilidad de tensión de gran perturbación corresponde a contingencias cercanas a las barras o áreas de control, desconexión de dispositivos que aportan o consumen reactivos, y centrales generadoras que ayudan a controlar la tensión.

La estabilidad de tensión también se divide de acuerdo al período de estudio. Pueden existir inestabilidades de largo y de corto plazo. La inestabilidad de corto plazo se relaciona con el comportamiento de equipos de respuesta rápida, máquinas de inducción y cargas controladas electrónicamente. La inestabilidad de largo plazo mayormente se debe a la ausencia de compensación de reactivos en las áreas de control, además de haber agotado los recursos como cambiadores de *tap* o limitadores de corriente de excitación de los generadores.

El ejemplo ilustrado comúnmente utilizado para la estabilidad de tensión son las curvas P-V, considerando una carga alimentada a través de una línea, suponiendo que la tensión en la fuente de alimentación es uno por unidad y que el ángulo de la impedancia de la línea es 10 grados para la línea de transmisión, tal como se ve en la siguiente figura:

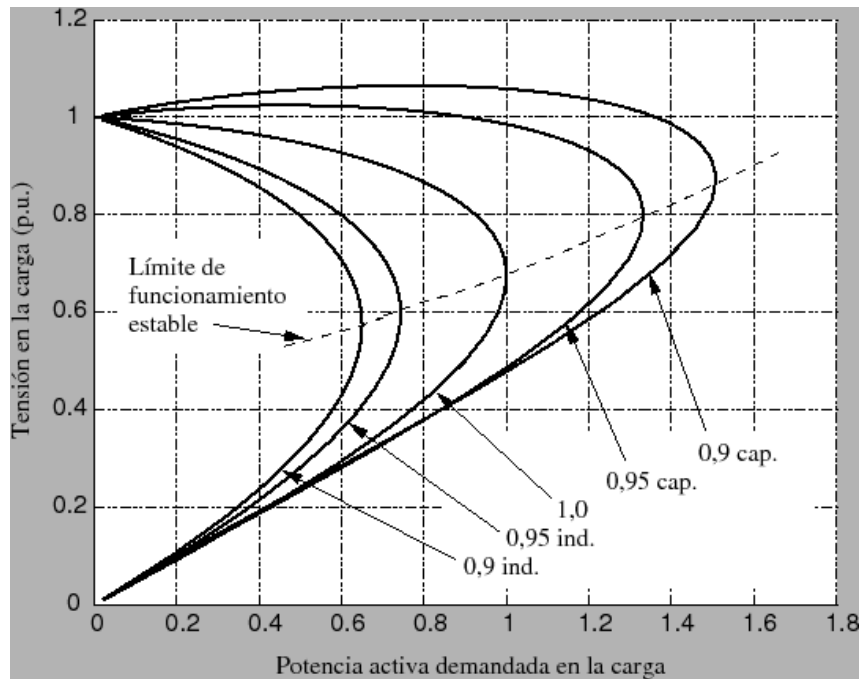
Figura 18. **Diagrama de carga alimentada a través de una fuente de alimentación**



Fuente: *Estabilidad de tensión*. http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RT/node18.html. Consulta: 25 de agosto de 2015.

La carga se define a partir de la potencia activa y del valor del factor de potencia. La variación de la carga provoca una variación de la tensión. En la siguiente figura se muestra las curvas de la relación de la carga con la tensión:

Figura 19. **Curvas PV**



Fuente: *Estabilidad de tensión*. http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RT/node18.html. Consulta: 25 de agosto de 2015.

Las gráficas anteriores también se denominan curvas de nariz, estas se construyen dado un factor de potencia determinado; la variación de la carga provoca una variación de la tensión. Para cargas pequeñas la tendencia de la tensión es subir cuando la carga es capacitiva y bajar cuando es inductiva, sin embargo, la tensión para grandes cargas siempre se deprime. El límite de funcionamiento estable del sistema representado está determinado por la línea discontinua, arriba de ella el comportamiento es estable, más allá de ella es imposible transmitir potencia activa, y por debajo de la línea discontinua representa los puntos inestables.

Al aumentar de forma excesiva la carga se provoca un descenso progresivo de tensión y se puede llegar a provocar la inestabilidad del sistema. Antes de llegar al punto inestable las tensiones son muy bajas, se observa que la tensión cae con mayor facilidad cuando la carga es inductiva. El ejemplo representado puede replicarse en diversos puntos de un sistema eléctrico de potencia, de acuerdo a las características de las cargas conectadas.

El comportamiento de la potencia reactiva en las líneas de transmisión es complicado, a bajas cargas predomina el efecto capacitivo en donde los generadores y equipos de reactivos deben absorber potencia reactiva para mantener los voltajes. Con cargas importantes predomina el efecto inductivo, en donde los generadores y equipos de reactivos deben suministrar potencia reactiva. El punto de equilibrio es en el que se cancelan el efecto capacitivo e inductivo, esto ocurre aproximadamente al 40 % de la capacidad térmica de la línea.

2.1.2. Estabilidad de tensión con generación eólica

La inserción de generación eólica al Sistema Nacional Interconectado ha provocado inestabilidad en la tensión, los modernos generadores eólicos tienen similar capacidad de control de potencia reactiva que los generadores síncronos de grandes plantas de potencia convencional. Sin embargo, algunas máquinas como la de inducción de velocidad fija requieren de potencia reactiva que induzca en el rotor el campo magnético necesario para inyectar potencia activa a la red. Esto implica que estas máquinas no pueden aportar reactivos en operación normal, razón por la cual necesitan de equipos que le suministren estos reactivos, como máquinas sincrónicas, bancos de condensadores o equipos compensadores estáticos de reactivos.

Debido al bajo costo de la producción de energía a través de generadores eólicos es posible que se desplace a centrales síncronas grandes, tales como hidroeléctricas y carboneras, esto por despacho económico, lo cual puede provocar impactos negativos en la estabilidad de voltaje. A continuación se presentan algunas consideraciones:

- Generalmente los parques eólicos están conectados a la red en niveles bajos de voltaje, en comparación con las grandes plantas. Para estas condiciones el control de voltaje está estrictamente basado en un concepto, en que los transformadores con cambiadores de *tap* regulan el voltaje del nivel inmediatamente inferior, lo cual significa que el balance de potencia reactiva es únicamente posible en la dirección del más alto al más bajo nivel de potencia.
- La compensación de potencia reactiva debe estar disponible de manera local, sin embargo, los parques eólicos son generalmente ubicados en áreas remotas. Por esta razón, incluso si los parques eólicos están habilitados para entregar potencia reactiva, esta podría no estar disponible en la localización donde sea requerido instantáneamente.

Las consideraciones anteriores son para parques eólicos lejos de los centros de consumo. Los instalados y en operación en el SNI no aplican para esas condiciones, por su cercanía a los centros de consumo y por el nivel de tensión al cual se conectan.

2.1.3. Estabilidad de frecuencia con generación eólica

La estabilidad de frecuencia está relacionada con la respuesta del sistema eléctrico de potencia ante perturbaciones o contingencias severas, manteniendo la frecuencia en estados nominales aceptables. La energía eólica se genera a partir de las condiciones de viento, recurso incontrolable. La naturaleza variable de la generación eólica no tiene en muchos casos ningún impacto considerable en la estabilidad de frecuencia, en intervalos de tiempo de pocos segundos hasta intervalos de tiempo relevantes para el actuar de las reservas secundarias.

La nula inercia de la generación eólica conduce a un rápido cambio de rango de frecuencia. Estas condiciones son relevantes para sistemas eléctricos de potencia con alta integración eólica, sistemas operando en isla o en caso de que se formen islas en alguna parte del sistema (debido a alguna contingencia que separe el parque eólico del área de control).

La respuesta para los aerogeneradores ante un incremento notable en la frecuencia se puede lograr mediante los variadores de velocidad de giro de las aspas y/o control del rotor del generador, pudiendo así reducir la potencia entregada. Para el caso de baja frecuencia no es posible sacar más potencia del viento, por lo que otros sistemas de generación deben aportar energía de la inercia acumulada en sus masas rotantes para retornar al sistema a su estado estable. La generación eólica no contribuye a la regulación primaria y secundaria de frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado. Según la experiencia de otros países, las centrales eólicas contratan los servicios complementarios a centrales de diferente tecnología de generación.

2.2. Modelación dinámica de sistemas eléctricos de potencia

Para realizar un estudio de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se crea un modelo matemático que sea capaz de representar su comportamiento electromecánico en régimen transitorio y en régimen permanente. La complejidad de dicho modelo es función del evento transitorio y la topología del sistema que se desea estudiar. Es necesario modelar todos los componentes del sistema eléctrico de potencia que afectan los torques eléctricos y mecánicos de las máquinas que lo componen. Los principales elementos a modelar son:

- Las turbinas y sus reguladores de velocidad
- Estabilizadores de potencia PSS
- Parámetros de las máquinas síncronas
- Sistemas de excitación de las máquinas síncronas
- La red

La modelación matemática de estos componentes del sistema eléctrico de potencia se realiza a través de relaciones algebraicas y ecuaciones diferenciales. Estas, junto a las condiciones iniciales del sistema previsto para el evento transitorio, son los elementos básicos que permiten el estudio dinámico.

2.2.1. Consideraciones necesarias para estudios con energía eólica

Para poder realizar estudios eléctricos es importante modelar el comportamiento de los diferentes componentes del sistema eléctrico de potencia, además del tipo de tecnología que utilizan. A continuación se describen brevemente las consideraciones necesarias para los estudios con alta inserción eólica. Estos se dividen en tres niveles, que son parques eólicos, modelación y sus efectos sobre la red.

2.2.1.1. Parques eólicos

El comportamiento de los parques eólicos depende del tipo de generador utilizado y la tecnología que este utiliza. Un generador sincrónico tiene mayor rango de flexibilidad de operación al inyectar potencia reactiva a la red. En cambio, un generador de inducción con rotor de jaula de ardilla no permite acceso al rotor, lo cual impide un control eléctrico sobre el consumo de potencia reactiva, y esto genera complicaciones con la regulación de voltaje. Por su parte, un generador de inducción doblemente alimentado permite un control eléctrico sobre el consumo de potencia reactiva, lo que permite una mejor regulación de tensión. Además, estos aerogeneradores, al poseer un control mecánico y eléctrico, permiten disminuir el consumo de reactivos reduciendo la potencia mecánica, entregándole de esta manera al parque la capacidad de operar bajo contingencias.

2.2.1.2. Modelación

Modelar el nodo de conexión es importante para saber el consumo real de potencia reactiva por parque, para determinar las medidas correctas y así asegurar la estabilidad de tensión, esto de acuerdo a los niveles establecidos en las normas de coordinación operativa. Los aerogeneradores son de potencias nominales pequeñas (según catálogos de fabricantes investigados), llegando las más grandes a niveles de 5 MW. De esta manera, los parques eólicos de gran capacidad pueden llegar a tener decenas de turbinas. Modelar cada una de estas turbinas se vuelve muy costoso en términos de recursos computacionales, razón por la cual es necesario desarrollar modelos agregados de los parques, donde estos puedan representarse mediante un menor número de unidades, pero de mayor potencia.

2.2.1.3. Efectos sobre la red

2.2.1.3.1. Transmisión de potencia

La conexión de parques de generación eólica tiende a modificar radicalmente el flujo de potencia entre zonas a través de las líneas de transmisión, lo que se puede traducir en el aumento de la diferencia entre los ángulos de rotor en las diferentes zonas, reduciendo así la estabilidad del sistema. Previo a la conexión de un parque eólico, la CNEE exige un estudio de acceso al sistema de transporte, en el cual se determina si existen condiciones técnicas de la red para la conexión del mismo.

2.2.1.3.2. Control de frecuencia realizado por parques eólicos

Un aerogenerador puede participar en el control de regulación primaria de frecuencia, reduciendo la generación de manera que exista reserva de giro, sin embargo, esto implica desaprovechar los niveles de viento. Otra forma de brindar regulación primaria de frecuencia es contribuir según el nivel de viento de distinta manera. A vientos altos se utiliza un exceso de energía en el viento para controlar la potencia, mientras que, durante vientos de velocidad baja, el aerogenerador provee un incremento del torque eléctrico mediante la extracción de la energía rotacional de la turbina, lo cual permite influenciar la respuesta dinámica del sistema, pero sin contribuir energicamente.

En Guatemala aún no existe normativa que regule a detalle la participación de los parques eólicos en la regulación primaria de frecuencia. Los aerogeneradores instalados pueden variar la potencia activa en función de las desviaciones de frecuencia.

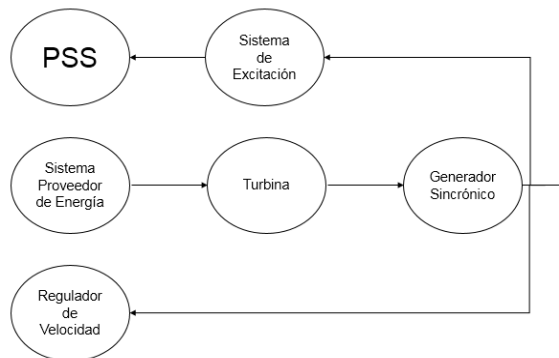
2.2.2. Modelación de elementos de un sistema eléctrico de potencia

La modelación y simulación de un sistema eléctrico de potencia consiste en modelar todos los elementos que lo conforman: centrales de generación, sistemas de transmisión y centros de consumo.

2.2.2.1. Centrales de generación convencional

Las centrales consideradas como tecnologías convencionales son las hidráulicas y térmicas, todas tienen en común turbinas síncronas, sistemas de excitación, reguladores de velocidad y estabilizadores de potencia. A continuación se desarrolla un sistema de control que representa el comportamiento de una central convencional:

Figura 20. **Diagrama de bloques simple del comportamiento de una central de generación convencional**



Fuente: *Turbina en Matlab*. <http://www.jmirez.wordpress.com>. Consulta: 5 de abril de 2015.

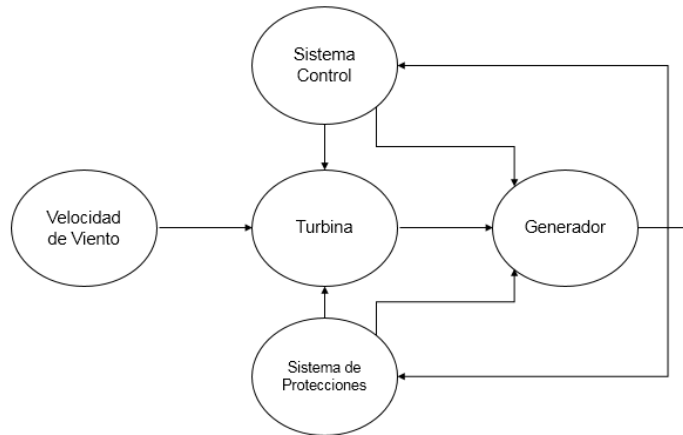
- Estabilizador de potencia PSS: equipos capaces de modificar la corriente de campo en regímenes subtransitorios, con el objeto de amortiguar el efecto de las perturbaciones a la máquina, y a la vez la convergencia de esta a puntos de operación estable.

- Sistema de excitación: su función principal es suministrar corriente de campo a la bobina de excitación de la máquina síncrona. Ejerce a la vez funciones de regulación de voltaje a la red, mediante el control de voltaje de campo. Sistema proveedor de energía: es el sistema que provee la energía primaria para el funcionamiento de una central eléctrica.
- Turbina: equipo que convierte la energía primaria en energía mecánica de rotación.
- Máquina síncrona: es la máquina capaz de convertir energía mecánica en energía eléctrica.
- Regulador de velocidad: bloque de control que permite la regulación del nivel de energía primaria que se admite al sistema proveedor de energía, de esta manera ejerce un control de la velocidad de la turbina y, consecuentemente, en la frecuencia y potencia del sistema.

2.2.2.2. Centrales de generación no convencionales

Los parques de generación eléctrica solar y eólica pertenecen al tipo no convencional, debido a la tecnología que utilizan y a que los sistemas de control que implementan no utilizan la metodología convencional. En la siguiente figura se presenta el comportamiento de estos:

Figura 21. **Diagrama de bloques del comportamiento de una central de generación no convencional**



Fuente: *Turbina en Matlab*. <http://www.jmirez.wordpress.com>. Consulta: 5 de abril de 2015.

- Sistema de control: bloque lógico encargado del control de suministro de potencia generada según las variables de entrada, como la velocidad del viento y el punto de operación de la máquina.
- Velocidad del viento: bloque en el cual se modela el comportamiento estocástico de la velocidad del viento, según el histograma del régimen de viento.
- Turbina: bloque en que se describe la curva de potencia de generación según la velocidad del viento.
- Generador: bloque que describe el comportamiento de la máquina eléctrica empleada en la generación de energía eléctrica.
- Sistema de protecciones: circuito lógico encargado de desconectar el aerogenerador en situaciones de operación de emergencia que puede perjudicar la vida útil de la máquina o la seguridad del sistema.

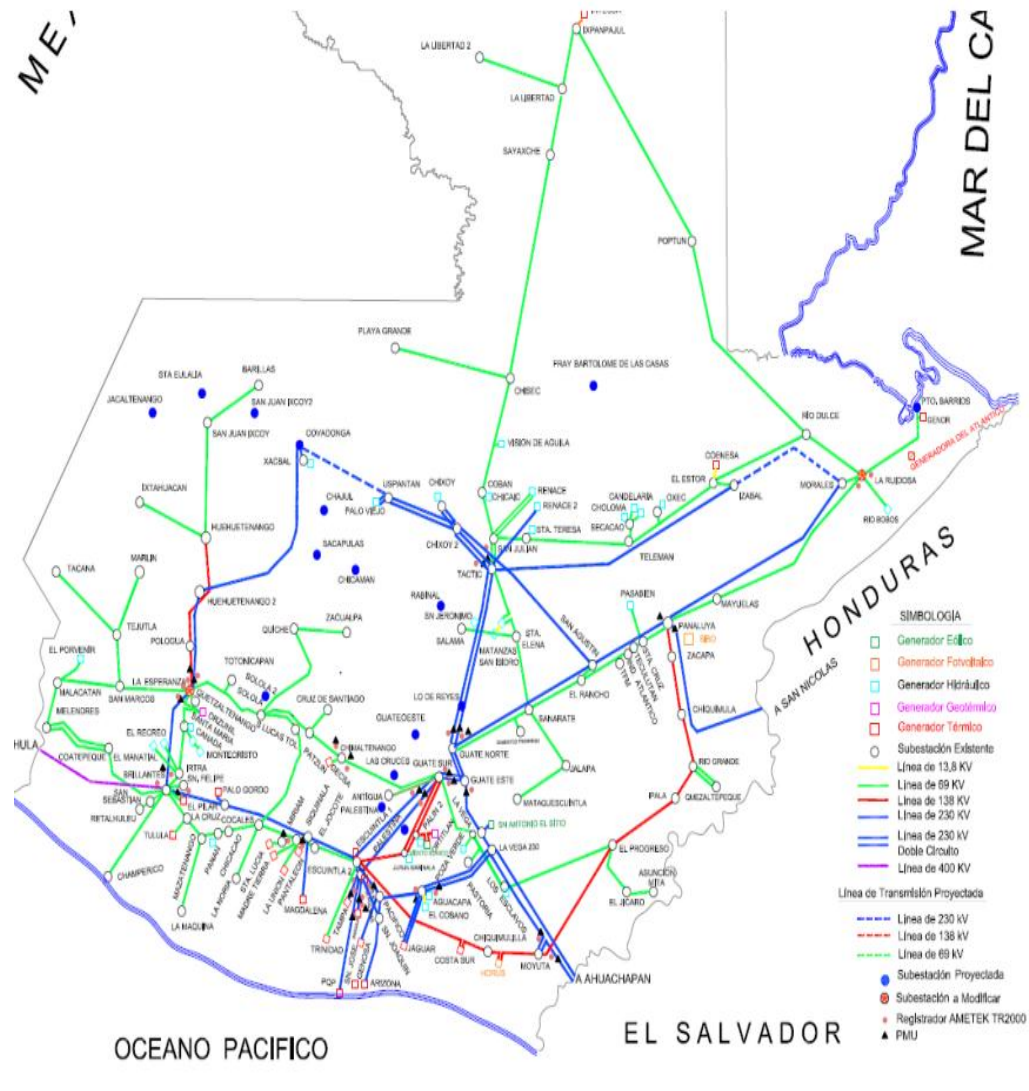
2.2.2.3. Sistema de transmisión

Las centrales de generación generalmente se encuentran lejos de los principales centros de consumo, por lo que es necesario un sistema de transmisión. El Sistema Nacional Interconectado de Guatemala cuenta con tres interconexiones internacionales:

- La Vega II – Ahuachapán en 230 kV (El Salvador)
- Moyuta – Ahuachapán en 230 kV (El Salvador)
- Panaluya – La Entrada en 230 kV (Honduras)
- Los Brillantes– Tapachula Potencia en 400 kV (México)

El sistema ha ido creciendo de acuerdo a los planes de expansión, logrando así mayor robustez y brindando mayor seguridad al mismo. La topología de la red de conexiones entre barras y nodos afecta el despacho de las unidades y consecuentemente el flujo de potencia. Por esta razón es importante modelar el comportamiento del sistema, en particular el sistema de protecciones de impedancia y las máximas capacidades de las líneas de transmisión. Todos estos elementos se ven involucrados al momento de una perturbación o falla. La siguiente figura muestra el sistema de transmisión del SNI en sus niveles de voltaje 69 kV, 138 kV, 230 kV y 400 kV.

Figura 22. Sistema de transmisión en 230 kV, 138 Kv y 69 kV



Fuente: CNEE. Plan de expansión de transporte 2008-2018. p. 15

2.2.2.4. Centros de consumo

Los centros de consumo dependen de la frecuencia y la tensión de la red, por lo que es necesario modelar su comportamiento frente a las variaciones y perturbaciones del sistema, debido a que afectan las variables de operación de los equipos. Un modelo de consumo ideal es el que incluye todas las cargas, desde motores de la industria, iluminación residencial, hornos de arco eléctrico, etc. Sin embargo, es difícil modelarlo así por lo complejo que es, además, dado el gran tamaño, se necesitaría un programa computacional robusto para su simulación, debido al gran número de cargas y nodos a modelar. Por esta razón se han desarrollado diversos modelos de consumo para poder lograr una aproximación de forma más precisa, desarrollándose en este contexto modelos lineales y no lineales. A continuación se muestra la evolución histórica de la demanda máxima de potencia anual:

Figura 23. **Demanda máxima anual de potencia**



Fuente: elaboración propia, con base en información del Administrador del Mercado Mayorista.

3. GENERACIÓN EÓLICA EN GUATEMALA

3.1. Sector eléctrico guatemalteco

3.1.1. Historia

El sector eléctrico guatemalteco da inicio al final de los años ochenta, al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, en 1884, al norte de la Ciudad Capital de Guatemala. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por iniciativa privada alemana, que instaló la hidroeléctrica Palín de 732kW, que brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En el año 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer energía al Ferrocarril de los Altos, al desaparecer este medio de transporte, la hidroeléctrica pasa a ser del Gobierno de Guatemala, dando inicio así a la gestión pública. En estos años ocurre el auge de las pequeñas plantas municipales y algunas concesionadas.

Entre los años 1945 y 1960 surge la expansión del sector, creándose el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), que adquiere algunas plantas privadas y municipales. De ahí en adelante surge el modelo estatal en que el INDE ejerce un papel regulador y se establece como empresa verticalmente integrada. Se inician estudios para grandes hidroeléctricas y se expande el sistema de transporte.

Entre los años 1989 y 1990 surge el agotamiento del modelo estatal (generación, transmisión y comercialización en manos del estado INDE-EEGSA). La demanda para esa fecha no podía ser cubierta, no existían inversiones para nuevos proyectos, las tarifas eran subsidiadas, todo esto provocó cortes y racionamiento de energía a nivel nacional. Hasta el 21 de noviembre de 1996 se da la integración vertical del sector eléctrico, de ahí en adelante se introduce la separación de funciones y un mercado competitivo, esto con el objetivo de promover la producción de energía mediante la liberación del sector, así como promover la participación de inversionistas en la generación, transmisión y distribución de energía, para hacer eficiente y especializado el subsector eléctrico y promover la libre competencia.

3.1.2. Marco regulatorio nacional

El marco regulatorio nacional rige su marco en legal en:

- Ley General de Electricidad de Guatemala
- Reglamento de la Ley General de Electricidad de Guatemala
- El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM)
- Normas Técnicas de Transmisión y Distribución de la CNEE
- Normas de Coordinación Comercial y Operativa del AMM

La Ley General de la Electricidad fue implementada para desarrollar y asegurar el sistema eléctrico de Guatemala. Esta ley rige las actividades tanto de generación como de transporte y distribución, así como al Administrador del Mercado Mayorista, como encargado de la administración y coordinación del mercado mayorista. Las Normas de Coordinación Comercial son el conjunto de disposiciones y procedimientos emitidos por el AMM, con el objetivo de garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. Las Normas de Coordinación Operativa son el conjunto de disposiciones y procedimientos emitidos por el AMM, que tienen por objetivo garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, para abastecer la demanda al mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio.

3.1.3. Organización institucional del sector eléctrico nacional

La organización institucional está regida por las siguientes entidades:

- Ministerio de Energía y Minas
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica
- Administrador del Mercado Mayorista

El Ministerio de Energía y Minas “es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones”².

² Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. Artículo 3. p. 2

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es un órgano técnico del Ministerio, sus funciones son: cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, imponer sanciones, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas contra la libre competencia y prácticas abusivas y discriminatorias, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias y emitir las normas.

El Administrador del Mercado Mayorista es un ente privado sin fines de lucro cuyas funciones son: la coordinación de la operación de centrales generadoras, líneas de transporte e interconexiones al mínimo costo para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista. El AMM establece precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados. El AMM garantiza el abastecimiento de energía eléctrica en Guatemala. Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades: programación de la operación, supervisión de la operación en tiempo real y administración de las transacciones.

3.1.4. Agentes del mercado mayorista del sector eléctrico

Los agentes participantes del sector eléctrico están definidos en el artículo número 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y son los generadores, comercializadores, distribuidores, transportistas y los grandes usuarios. A continuación se definen los agentes, según el Artículo 6 de la *Ley general de electricidad*:

- **Generador:** es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad. Debe generar por lo menos 5 MW.
- **Distribuidor:** es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas comercialmente a energía eléctrica. Debe tener por lo menos 15 000 usuarios.
- **Comercializador:** es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo. Debe comercializar bloques de energía a una potencia firme de al menos 100 kW.
- **Transportista:** es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad. Debe tener una potencia firme conectada de por lo menos 10 MW.
- **Gran usuario:** es aquel cuya demanda de potencia excede el límite estipulado en la *Ley general de electricidad*. Debe tener una demanda máxima de al menos 100 kW.

3.1.5. Productos y servicios del mercado eléctrico mayorista

Los productos y servicios del mercado eléctrico en energía y potencia son:

- Mercado a término: es el mercado que está constituido por contratos entre agentes o grandes usuarios del mercado mayorista, con precios, cantidades y duración pactados entre las partes, los cuales deben estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la ley, su reglamentos y normas de coordinación. Los participantes consumidores (distribuidores, comercializadores y grandes usuarios) deberán contar con contrato de potencia, que les permita cubrir con una oferta firme y eficiente sus requerimientos de demanda firme. Los participantes productores deberán celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia a distribuidores, grandes usuarios participantes, comercializadores u otros generadores.
- Mercado de oportunidad (SPOT): es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo (para ajuste de excedentes y faltantes) no basado en contratos a término. El precio de oportunidad de la energía es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, definido como el costo que incurre en el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia, y considerado el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El precio de oportunidad es establecido por el AMM como resultado del despacho.
- Transacciones de desvíos de potencia: es el conjunto de intercambios en el mercado mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.
- Servicios de transmisión: es el conjunto de transacciones que tiene por objeto liquidar los costos por el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión. El sistema de precios nodales previsto modifica automáticamente el precio de la energía en cada nodo del sistema de transmisión, de acuerdo a las pérdidas marginales que ocasiona la inyección o retiro de potencia del mismo.

- Servicios complementarios: son los servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con el nivel de calidad y el margen de confiabilidad de acuerdo con lo establecido en las normas técnicas y en las de coordinación: reserva rodante operativa, reserva rápida, demanda interrumpible, arranque en negro, reserva rodante regulante y control de voltaje.

3.1.6. Interconexiones del Sistema Nacional Interconectado

El Sistema Nacional Interconectado cuenta con 4 interconexiones internacionales, tres de ellas son con el Sistema Eléctrico Regional, que integra a los países de la región centroamericana. El objetivo de las interconexiones es beneficiar a los países mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad, y con la creación de condiciones necesarias que propinen mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. La coordinación y dirección de la gestión comercial del MER la realiza el Ente Operador Regional. Las interconexiones con el SER en 230kV son:

- La Vega II – Ahuachapán (El Salvador)
- Moyuta – Ahuachapán (El Salvador)
- Panaluya – La Entrada (Honduras)

Además, el SNI está interconectado con México en 400kV a través de la línea de transmisión Tapachula Potencia – Los Brillantes, regida por el convenio maestro AMM-CFE.

Figura 24. **Interconexión con México e interconexiones con el SER**



Fuente: Ente Operador Regional. <http://www.enteoperador.org>. Consulta: 5 de octubre de 2015.

3.1.7. Coordinación del despacho de carga del Sistema Nacional Interconectado

La coordinación del despacho de carga está a cargo del AMM. Los principales objetivos según la NCC 1 son:

- Satisfacer la demanda de potencia y energía eléctrica proyectada con márgenes operativos adecuados en la generación.
- La programación de la salida de servicio de las instalaciones de generación y transmisión, tomando en cuenta la operación económica y estable del SNI.
- La optimización de la generación hidrotérmica, tomando en cuenta las restricciones operativas, contratos de compra-venta de energía eléctrica, combustibles y consideraciones ambientales, condiciones hidrológicas y las necesidades y los usos múltiples del agua.
- Identificación y solución de problemas operativos.

El AMM es el encargado de realizar la programación a largo plazo, estudios eléctricos del sistema, programación semanal, despacho diario y coordinación en tiempo real del SNI. La programación a largo plazo es para cada año estacional, comienza el 1 de mayo y finaliza el 30 de abril del año siguiente. Esta programación incluye valores mensuales de generación y demanda, programa de mantenimiento mayor de las unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía, operación mensual de embalses y usos múltiples del agua, proyección de los precios ponderados de la energía por banda horaria, estimación de la energía no suministrada, determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte y la determinación de los costos variables de generación de cada generador térmico.

La programación semanal es la que programa la operación óptima del parque hidrotérmico para la semana siguiente (de domingo a sábado), estimando la generación de cada unidad a manera de minimizar el costo total de operación más el costo de desconexión de la red. El objetivo de la programación semanal es definir los horarios de arranque y parada de las unidades generadoras térmicas, así como la asignación de la generación de centrales hidráulicas, manejo de restricciones de combustible, identificación de las unidades disponibles para la operación de control automático de generación para regulación de frecuencia, identificación de la necesidad de despacho forzado y la asignación de reserva rodante.

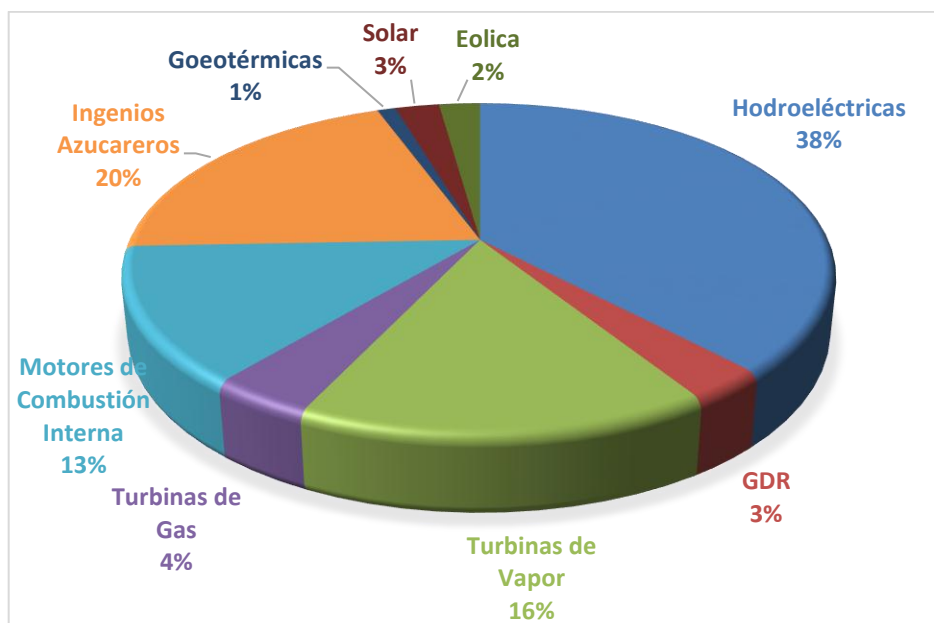
El despacho diario se elabora diariamente para el día siguiente, este indica la potencia de cada unidad para cada intervalo horario. El nivel de generación cubrirá la demanda esperada del SNI al mínimo costo total de operación, tomando en cuenta las restricciones de la red y condiciones tales como eventos especiales o feriados. El programa de despacho diario incluye: potencia activa a generar por cada unidad térmica, hidráulica y renovable en cada período horario; unidades que construirán la Reserva Rodante Operativa y márgenes asignados para cada una de ellas; horarios de energización y desenergización de líneas de transmisión; identificación de unidades comprometidas como Reserva Rápida, y el programa de mantenimiento de equipos de transmisión durante el día.

El AMM, a través del Centro de Despacho de Carga, coordina en tiempo real la operación del SNI, siguiendo el despacho diario, usando las unidades bajo control automático de generación para llevar la regulación de frecuencia. Cuando las unidades de control automático se aproximen a los límites de control, se ordena a generadoras individuales el incremento o decrecimiento de los valores programados para mejorar el seguimiento de la demanda.

3.2. Matriz energética de la generación eléctrica de Guatemala

Según datos estadísticos del AMM, hasta agosto del 2017 Guatemala cuenta con una capacidad instalada efectiva de 3385,64 MW, compuesta por centrales hidroeléctricas, Generadores Distribuidos Renovables (GDR), turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna, ingenios azucareros, geotérmicas, solar fotovoltaica y eólica. La matriz energética está distribuida de la siguiente forma:

Figura 25. **Matriz energética de Guatemala. Agosto de 2017**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

En la siguiente tabla se muestra la generación por tecnología según la potencia efectiva que aporta al sistema y su porcentaje de participación en la matriz energética:

Tabla II. **Capacidad instalada del SNI**

Tipo de Tecnología	Potencia (MW)	%
Hidroeléctricas	1 282,63	38 %
GDR	104,76	3 %
Turbinas de vapor	545,29	16 %
Turbinas de gas	135,81	4 %
Motores de combustión interna	450,47	13 %
Ingenios azucareros	677,82	20 %
Geotérmicas	33,86	1 %
Solar fotovoltaica	80,00	3 %
Eólica	75,00	2 %
Capacidad Instalada	3385,64	

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Las centrales hidroeléctricas representan el 38 % de la capacidad instalada del Sistema Nacional Interconectado. El parque hídrico está compuesto por 42 hidroeléctricas, a continuación se detallan las centrales que lo conforman según el documento de dominio público *Capacidad instalada. Agosto de 2017*, publicado en la página web del AMM.

Tabla III. **Centrales hidroeléctricas. Parte 1**

No.	Centrales Hidroeléctricas	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	Chixoy	5	279,26	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz
2	Xacbal	2	100,00	Chajul	Quiché
3	Palo Viejo	2	87,38	San Juan Cotzal	Quiché
4	Aguacapa	3	79,76	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
5	Jurún Marinalá	3	59,90	Palín	Escuintla
6	Renace I	3	66,79	San Pedro Carchá	Alta Verapaz
7	Canadá	2	47,20	Zunil	Quezaltenango
8	Las Vacas	3	41,00	Chinautla	Guatemala
9	El Recreo I	2	26,13	El Palmar	Quetzaltenango
10	Secacao	1	16,31	Senahú	Alta Verapaz
11	Los Esclavos	2	6,84	Cuilapa	Santa Rosa
12	Montecristo	2	13,04	Zunil	Quetzaltenango
13	Pasabién	2	12,43	Río Hondo	Zacapa
14	Matanzas	1	11,78	San Jerónimo	Baja Verapaz
15	Poza Verde	3	9,56	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
16	Rio Bobos	1	10,53	Morales	Izabal
17	Cholomá	1	9,53	Senahú	Alta Verapaz
18	Santa Teresa	2	16,69	Tucurú	Baja Verapaz
19	Panán	3	7,49	San Miguel Panán	Suchitepéquez
20	Santa María	3	6,03	Zunil	Quezaltenango
21	PalínII	2	3,92	Palín	Escuintla
22	Candelaria	1	4,43	Senahú	Alta Verapaz
23	San Isidro	2	3,40	San Jerónimo	Baja Verapaz
24	El Porvenir	1	2,10	San Pablo	San Marcos
25	El Salto	2	2,37	Escuintla	Escuintla
26	Chichaíc	2	0,46	Cobán	Alta Verapaz
27	San Jerónimo	1	0,20	San Jerónimo	Baja Verapaz
28	Visiónde Águila	2	2,08	Cobán	Alta Verapaz
29	Hidroaguná	1	2,09	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla
30	El Manantial I	3	3,30	Nuevo San Carlos	Retalhuleu

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada.* p.1

Tabla IV. Centrales hidroeléctricas. Parte 2

No.	Centrales Hidroeléctricas	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
31	El Manantial II	8	21,86	El Palmar	Quetzaltenango
32	El Cóbano	2	8,85	Guanagazapa	Escuintla
33	Oxec	2	24,84	Santa María Cahabón	Alta Verapaz
34	La Libertad	1	9,55	Colomba Costa Cuca	Quetzaltenango
35	Renace II	4	113,96	San Pedro Carchá	Alta Verapaz
36	Raaxha	2	5,10	Chisec	Alta Verapaz
37	Las Fuentes II	2	13,73	El Palmar	Quetzaltenango
38	El Cafetal	2	8,49	Purulhá	Baja Verapaz
39	Finca Lorena	2	4,48	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos
40	Renace III	3	62,20	San Pedro Carchá	Alta Verapaz
41	El Recreo II	2	19,18	El Palmar	Quetzaltenango
42	Xacbal Delta	2	58,40	Chajul	Quiché
Potencia total efectiva al sistema			1282,63MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Los Generadores Distribuidos Renovables utilizan la modalidad de generar electricidad a través de recursos renovables y su principal característica es su conexión a circuitos de distribución en voltajes de 34,5kV y 13,8 kV. Están conformados en su mayoría por centrales hidroeléctricas, una central de vapor, cuatro centrales de biogás y seis granjas solares. Los GDR representan el 3 % de la capacidad instalada, a continuación se describen las centrales que forman parte de esta sección.

Tabla V. **Generadores Distribuidos Renovables. Parte 1**

No.	Generadores Distribuidos Renovables	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
Centrales Hidroeléctricas					
1	Santa Elena	2	0,56	Escuintla	Escuintla
2	Kaplan Chapina	1	2,00	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
3	Cueva María I Y II	5	4,95	Cantel	Quetzaltenango
4	Los Cerros	1	1,25	San José El Rodeo	San Marcos
5	Covadonga	2	1,50	Nuevo San Carlos	Retalhuleu
6	Jesbon Maravillas	2	0,75	Malacatán	San Marcos
7	El Prado	1	0,50	Colomba	Quetzaltenango
8	Finca Las Margaritas	5	0,43	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez
9	HidropowerSDMM	1	1,88	Escuintla	Escuintla
10	La Perla	1	3,79	San Miguel Tucurú	Alta Verapaz
11	SacJá	2	2,00	Purulhá	Baja Verapaz
12	San Joaquín	1	0,80	San Cristóbal	Alta Verapaz
13	Luarca	2	0,51	Mazatenango	Suchitepéquez
14	Finca Las Margaritas Fase II	1	1,60	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez
15	El Libertador	1	2,04	Chiquimulilla	Santa Rosa
16	Las Victorias	2	1,00	Masagua	Escuintla
17	El Coralito	1	1,47	Santa Bárbara	Suchitepéquez
18	El Zambo	1	0,98	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez
19	Monte María	2	0,69	Sn Juan Alotenango	Sacatepéquez
20	La Paz	2	0,95	Masagua	Escuintla
21	El Ixtalito	1	1,59	Nuevo Progreso	San Marcos
22	Guayacán	2	2,70	Taxisco	Santa Rosa
23	Tuto Dos	1	0,96	La Libertad	Huehuetenango
24	Santa TeresaALTORR	1	2,05	San Lucas Tolimán	Sololá
25	El Panal	1	2,50	Chiquimulilla	Santa Rosa
26	Pacayas	2	5,00	San Cristóbal	Alta Verapaz
27	Samuc I	1	1,20	San Cristóbal	Alta Verapaz
28	Concepción	1	0,15	Nuevo San Carlos	Retalhuleu
29	San José	1	0,43	San Cristóbal	Alta Verapaz
30	Peña Flor	1	0,49	Pueblo Nuevo	Suchitepéquez

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Tabla VI. **Generadores Distribuidos Renovables. Parte 2**

No.	Generadores Distribuidos Renovables	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
Centrales Hidroeléctricas					
31	Santa Anita	1	1,56	Villa Canales	Guatemala
32	Cerro Vivo	1	2,11	Chinautla	Guatemala
33	Maxanal	1	2,80	Santa Bárbara	Suchitepéquez
34	Las Uvitas	1	1,87	Yepocapa	Chimaltenango
35	El Conacaste	1	3,00	Mazatenango	Suchitepéquez
36	El Brote	2	3,70	Chicacao	Suchitepéquez
37	Mopa	1	0,98	Génova	San Marcos
38	Los Patos	2	4,63	Pajapita	San Marcos
39	El Corozo	2	0,90	Samayac	Suchitepéquez
40	Miraflores	1	0,84	San Rafael	San Marcos
41	La Ceiba I	1	0,69	Colomba	Quetzaltenango
42	Carmen Amalia	1	0,69	Colomba	Quetzaltenango
43	Xolhuitz	1	2,30	Nuevo Progreso	San Marcos
44	Samuc II	1	1,68	San Cristóbal	Alta Verapaz
45	El Triangulo	1	0,96	Los Amates	Izabal
46	Nueva Hidrocon	1	1,00	Alotenango	Chimaltenango
47	La Viña	1	0,29	Colomba	Quetzaltenango
48	El Salto Marinalá	3	5,00	Escuintla	Escuintla
49	Cutzán	1	1,95	Chicacao	Suchitepéquez
Turbinas de Vapor					
50	Generadora del Atlántico Vapor	1	2,60	Morales	Izabal
Turbinas de Gas					
51	Generadora del AtlánticoBiogás	3	1,28	Morales	Izabal
52	Biogás El Trébol	1	1,02	Guatemala	Guatemala
53	Biogás El Trébol II	3	3,60	Guatemala	Guatemala
54	Gabiosa	1	1,06	La Gomera	Escuintla
Centrales Solares					
55	Fotovoltaica Sibó		5,00	Estanzuela	Zacapa
56	Granja Taxisco		1,50	Taxisco	Santa Rosa
57	Granja El Jobo		1,00	Taxisco	Santa Rosa
58	La Avellana		1,00	Moyuta	Jutiapa
59	Pedro de Alvarado		1,50	Moyuta	Jutiapa
60	Buena Vista		1,50	Jutiapa	Jutiapa
Potencia total efectiva al sistema			104,76MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada.* p.1

Las centrales térmicas representan un porcentaje alto en la matriz energética, estas centrales utilizan combustibles como *bunker*, diésel y carbón mineral. Las centrales térmicas están compuestas por las turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y los ingenios azucareros. Las centrales térmicas con turbinas de vapor utilizan como principal combustible el carbón mineral, son centrales en su mayoría grandes. Además, es importante destacar su cercanía a la zona portuaria, por su fácil acceso al combustible.

Tabla VII. **Turbinas de vapor**

No	Turbinas de Vapor	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	San José	1	138,09	Masagua	Escuintla
2	La Libertad	1	17,38	Villa Nueva	Guatemala
3	Arizona Vapor	1	3,29	Puerto San José	Escuintla
4	Las Palmas II	2	76,35	Escuintla	Escuintla
5	Costa Sur	1	30,25	Guanagazapa	Escuintla
6	Jaguar Energy	2	279,94	Masagua	Escuintla
Potencia total efectiva al sistema			545,29 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Las turbinas de gas utilizan diésel como principal combustible, se ubican en zona portuaria para su fácil acceso a este.

Tabla VIII. **Turbinas de gas**

No.	Turbinas de Gas	Unidades	Potencia MW	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	Tampa	2	75,77	Escuintla	Escuintla
2	Stewart & Stevenson	1	21,46	Escuintla	Escuintla
3	Escuintla Gas 5	1	38,58	Escuintla	Escuintla
Potencia total efectiva al sistema			135,81 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Los motores de combustión interna utilizan como principal combustible el *bunker*, representan el 13 % de la matriz energética. Usualmente, estas centrales se utilizan para brindar servicios complementarios, por su corto tiempo de arranque y su rápida toma de carga.

Tabla IX. **Motores de combustión interna**

No	Motores de Combustión Interna	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	Arizona	10	160,76	Puerto San José	Escuintla
2	Puerto Quetzal Power	10	56,79	Puerto Quetzal	Escuintla
3	Las Palmas I	5	67,02	Escuintla	Escuintla
4	GENOR	4	40,62	Puerto Barrios	Izabal
5	Generadora del Este	10	69,98	Amatitlán	Guatemala
6	Electro Generación	2	16,33	Amatitlán	Guatemala
7	Térmica	2	14,12	Chimaltenango	Chimaltenango
8	COENESA	5	5,96	El Estor	Izabal
9	Actún Can	2	4,20	Santa Elena	Petén
10	GENOSA	3	14,70	Puerto San José	Escuintla
Potencia total efectiva al sistema			450,47 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Los cogeneradores representan el 20 % de la matriz energética, esta tecnología genera electricidad a través de la combustión de bagazo de caña de azúcar, utilizan la energía eléctrica generada para su consumo interno y la energía restante se distribuye al SNI. El aporte de energía eléctrica de los ingenios azucareros tiene una duración de cuatro a seis meses (de noviembre a mayo), durante la época de zafra.

Tabla X. Ingenios azucareros

No	Ingenios Azucareros	Unidades	Potencia (MW)	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	Magdalena	Varias	73,48	La Democracia	Escuintla
2	Magdalena Excedentes	1	15,62	La Democracia	Escuintla
3	Biomass	2	95,72	La Democracia	Escuintla
4	Pantaleón	Varias	15,74	Siquinalá	Escuintla
5	Pantaleón Bloque III	1	44,26	Siquinalá	Escuintla
6	La Unión	Varias	37,96	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla
7	La Unión Excedentes	1	5,64	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla
8	Santa Ana Bloque I	Varias	36,21	Escuintla	Escuintla
9	Santa Ana Bloque II	1	45,34	Escuintla	Escuintla
10	Madre Tierra Bloque I	2	17,07	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla
11	Generadora Santa Lucia	1	44,89	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla
12	Concepción	Varias	20,57	Escuintla	Escuintla
13	Tululá	2	7,27	Cuyotenango	Suchitepéquez
14	Tululá IV	1	9,47	Cuyotenango	Suchitepéquez
15	Trinidad III	1	13,67	Masagua	Escuintla
16	Trinidad IV	1	34,64	Masagua	Escuintla
17	Trinidad V	1	46,14	Masagua	Escuintla
18	El Pilar III	1	13,75	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu
19	Palo Gordo Bloque I	1	42,98	San Antonio	Suchitepéquez
20	San Isidro	1	57,42	Champerico	Retalhuleu
Potencia total efectiva al sistema			677,82 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Las centrales geotérmicas representan el 1 % dentro de la matriz energética, este tipo de tecnología utiliza el calor interno de la tierra y, además, es renovable y produce pocos residuos.

Tabla XI. **Geotérmicas**

No.	Geotérmicas	Unidades	Potencia MW	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	Zunil	7	12,73	Zunil	Quezaltenango
2	Ortitlan	2	20,83	San Vicente Pacaya	Escuintla
Potencia total efectiva al sistema			33,86 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

Las centrales eléctricas solares fotovoltaicas son de las nuevas tecnologías que se incorporan a la matriz energética, juegan un papel protagónico dentro del subsector eléctrico, por ser amigables con el medio ambiente y por sus bajos costos de producción, representan hasta la fecha el 3 % de la matriz energética. Esta tecnología va en aumento, a continuación se detallan las plantas que conforman esta sección.

Tabla XII. **Solar fotovoltaica**

No.	Solar Fotovoltaica	Potencia MW	Ubicación	
			Municipio	Departamento
1	Horus I	50,00	Chiquimulilla	Santa Rosa
2	Horus II	30,00	Chiquimulilla	Santa Rosa
Potencia total efectiva al sistema		80 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

La central eólica también es una de las nuevas tecnologías de la matriz energética, tecnología que va en aumento, hasta la fecha representa el 2 % de la capacidad instalada. A continuación se detallan las centrales que conforman esta sección.

Tabla XIII. **Centrales eólicas**

No.	Solar Fotovoltaica	Unidades	Potencia MW	Ubicación	
				Municipio	Departamento
1	San Antonio el Sitio	16	51,90	Villa Canales	Guatemala
2	Viento Blanco	7	23,10	San Vicente Pacaya	Escuintla
Potencia total efectiva al sistema			75,00 MW		

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Capacidad instalada*. p.1

3.3. **Proyectos de medición eólica en Guatemala**

La siguiente información es de dominio público, proporcionada a través de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. El principal objetivo de este proyecto es generar registros históricos de datos eólicos para el desarrollo de proyectos energéticos en el futuro, tales como generación de energía eléctrica, bombeo y otras aplicaciones.

3.3.1. **Descripción**

El proyecto se denomina Estaciones de Medición para Captación de Variables Eólicas en Guatemala, de la Dirección General de Electricidad del MEM. Consiste en la medición del recurso eólico a nivel nacional, mediante estaciones de medición eólica instaladas en puntos estratégicos del país, que recaban parámetros del viento como su velocidad, dirección, temperatura y presión barométrica. Los objetivos principales del proyecto son:

- Conocer el potencial eólico del país.
- Contar con una base de datos, relacionada principalmente con la velocidad y la dirección del viento.
- Promover la utilización de los recursos renovables de energía, en especial el recurso eólico, como una opción energética limpia.

Figura 26. **Estación de medición tipo celosía a 51 metros de altura**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 17

3.3.2. Metodología para la clasificación del recurso eólico

La clasificación se realiza por la densidad del viento (w/m^2) a una altura de 50 metros. Las filas se clasifican con la ayuda de colores, a los cuales se asigna una clase (de 1 a 7) de potencial de viento, siendo la clase 1 de potencial más pobre, clase 2 de potencial marginal, clase 3 de potencial justo o moderado, clase 4 de buen potencial, clase 5 de potencial excelente, clase 6 de potencial excepcional y el 7 de potencial magnifico o alto. Las columnas representan la clase de energía eólica, potencial del recurso, densidad de viento (w/m^2) a una altura de 50 metros, la velocidad de viento (m/s) a 50 metros de altura, y la velocidad del viento (mi/h) a 50 metros de altura.

Figura 27. **Clasificación del viento**

Wind Power Classification				
Wind Power Class	Resource Potential	Wind Power Density at 50 m W/m^2	Wind Speed ^a at 50 m m/s	Wind Speed ^a at 50 m mph
	1 Poor	0 - 200	0.0 - 6.0	0.0 - 13.4
	2 Marginal	200 - 300	6.0 - 6.8	13.4 - 15.2
	3 Fair	300 - 400	6.8 - 7.5	15.2 - 16.8
	4 Good	400 - 500	7.5 - 8.1	16.8 - 18.1
	5 Excellent	500 - 600	8.1 - 8.6	18.1 - 19.3
	6 Outstanding	600 - 800	8.6 - 9.5	19.3 - 21.3
	7 Superb	> 800	> 9.5	> 21.3

^a Wind speeds are based on a Weibull k of 2.4 at 500 m elevation.

Fuente: *Wind power classification*. <http://www.nrel.gov/>. Consulta: 19 de octubre de 2015.

Las estaciones de medición están compuestas por los medidores de velocidad o anemómetros (1), medidores de dirección del viento o veletas (2), sensor de temperatura (3), registrador *data logger* (4), sistema de pararrayo con tierra física (5) y la torre tubular de 30 metros con anclas y tensores.

Figura 28. **Torre de medición eólica y sus componentes**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 18

Algunas otras torres de medición cuentan con sensores de radiación solar y sensores de presión.

3.3.3. Sitios de medición eólica

El registro de datos realizado por la Dirección General de Electricidad inició desde el año 2006, actualmente se cuenta con un registro histórico sobre los resultados. Los lugares de interés y donde ya se han medido variables eólicas son:

- Finca Matazano, Estanzuela, Zacapa
- Aldea El Rodeo, San Marcos, San Marcos
- Nueva Santa Catarina, Ixtahuacán, Sololá
- Finca La Candelaria, San Juan Alotenango, Sacatepéquez
- Finca Monte María, San Juan Alotenango, Sacatepéquez
- Aldea Samororo, Mataquescuintla, Jalapa
- Aldea El Durazno, Jutiapa, Jutiapa
- Aldea Salamar, Moyuta, Jutiapa
- Aldea La Brea, Quezada, Jutiapa
- Aldea Guayabales, Chiquimulilla, Santa Rosa
- Aldea Chacaj, Nentón, Huehuetenango
- Aldea El Jocotillo, Villa Canales, Guatemala

Actualmente se miden variables eólicas en los siguientes lugares:

- Finca San Antonio, Aldea La Unión, Guanagazapa, Escuintla
- Finca Bella Vista, Parcelamiento San Gil, Morales, Izabal
- Finca la Sabana, Santa Elena Barillas, Villa Canales, Guatemala
- Finca el Sitio, Aldea Los Llanos, Villa Canales, Guatemala

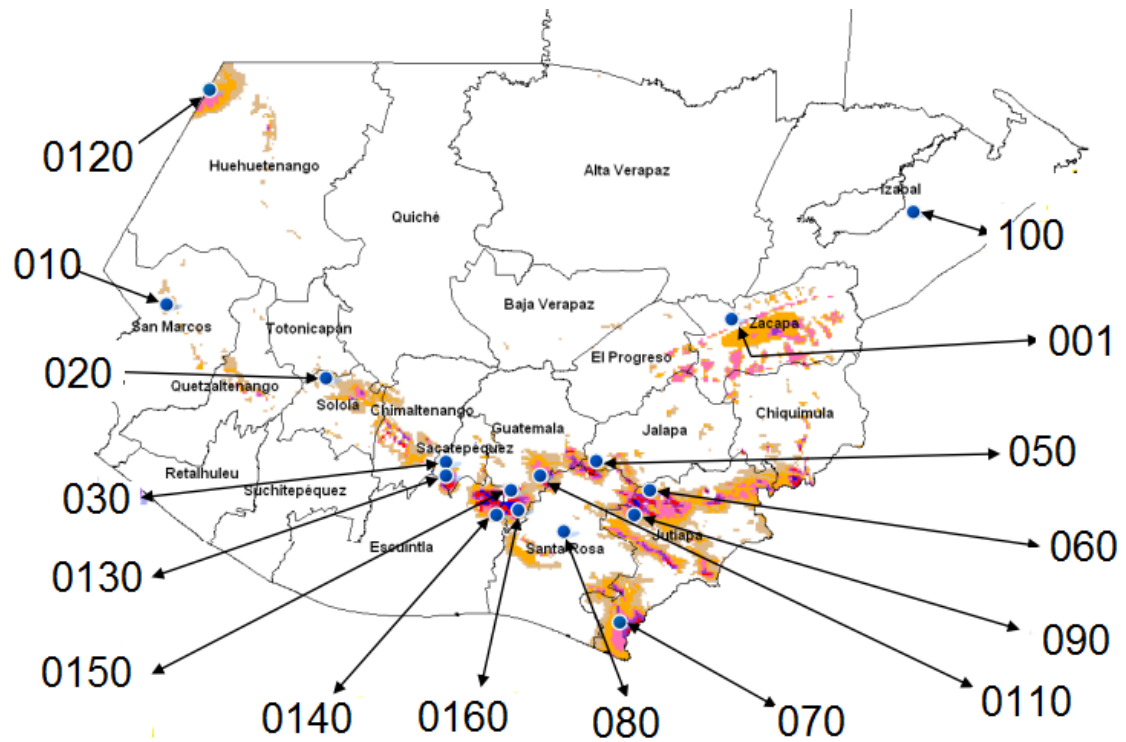
En la siguiente tabla se muestran las ubicaciones de las torres, el nombre del sitio, la fecha de inicio de la medición, la fecha final de la medición, la altitud y las coordenadas geográficas.

Tabla XIV. **Ubicación de torres de medición eólica**

Ubicaciones de los sitios de medición						
Estación de medición	Localización	Inicio de la medición	Final de la medición	Altura en msnm	Coordenadas Geográficas	
					n	w
001	Finca Matazano, Estanzuela, Zacapa.	12/01/2006	28/02/2008	197	15°01'28"	89°33'46,7"
010	Aldea El Rodeo, San Marcos, San Marcos	14/01/2006	31/12/2008	3340	15°02'33,5"	91°51'41,5"
020	Nueva Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá.	15/01/2006	12/02/2008	3013	14°50'46,7"	91°21'35,6"
030	Finca Candelaria, San Juan Alotenango, Sacatepéquez.	16/01/2006	13/03/2008	1091	14°25'41,1"	90°48'47,5"
050	Aldea Samororo, Mataquescuintla, Jalapa.	23/10/2006	24/02/2010	1852	14°30'41"	90°16'59,8"
060	Aldea El Durazno, Jutiapa, Jutiapa.	25/10/2006	11/11/2010	1850	15°23'5,9"	90°01'39,2"
070	Aldea Salamar, Moyuta, Jutiapa.	28/10/2006	15/03/2009	32	13°51'24,5"	90°06'21,1"
080	Aldea Guayabales, Chiquimulilla, Santa Rosa.	11/12/2007	22/09/2009	769	14°07'2,8"	90°19'7,6"
090	Aldea La Brea, Quezada, Jutiapa.	13/12/2007	10/01/2011	1318	14°20'7,3"	90°04'2,0"
0100	Finca Bella Vista, Parcela 55B, Morales, Izabal.	23/07/2008	31/12/2014	599	15°29'47,4"	88°56'47,7"
0110	Finca La Concha, Aldea El Jocotillo, Villa Canales, Guatemala.	10/09/2008	28/09/2012	1126	14°23'43,4"	90°29'43,0"
0120	Aldea Chacaj, Nentón, Huehuetenango.	16/10/2008	26/04/2011	690	15°54'20,6"	91°48'37,2"
0130	Finca Monte María, Alotenango, Sacatepéquez.	10/06/2009	13/07/2011	791	14°23'38,5"	90°48'49,5"
0140	Finca San Antonio, Aldea La Unión, Guanagazapa, Escuintla.	24/06/2010	31/12/2014	429	14°10'29,9"	90°34'23,6"
0150	Finca La Sabana, Santa Elena Barillas, Villa Canales, Guatemala.	03/03/2011	31/12/2014	1720	14°23'8,1"	90°34'10,5"
0160	Finca El Sitio, Aldea Los Llanos, Villa Canales, Guatemala.	17/05/2011	31/12/2014	1165	14°21'9,7"	90°32'45,9"

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 15

Figura 29. **Ubicación geográfica de las estaciones de medición**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 15

3.3.4. Resultados de la medición

Los resultados obtenidos son promedios de la velocidad del viento por mes y por año. Son promedios mensuales en m/s. A continuación se presentan los resultados de las mediciones por sitio. Se realiza una breve descripción y las velocidades relevantes registradas.

3.3.4.1. Finca el Matazano, Estanzuela, Zacapa

La estación ubicada en la Finca el Matazano se registra con el número 001, la medición de viento se realizó del 12 de enero de 2006 al 28 de febrero del 2008, se encuentra a una altura de 197 msnm, sus coordenadas geográficas son N 15°01'20" W 89°33'46,7".

Tabla XV. Resultados de medición en finca El Matazano

Resultados de Finca El Matazano en m/s			
mes / año	2006	2007	2008
Enero	4,70 m/s	4,70 m/s	4,50 m/s
Febrero	4,90 m/s	4,70 m/s	4,40 m/s
Marzo	4,90 m/s	5,20 m/s	Finaliza la medición
Abril	5,00 m/s	5,00 m/s	
Mayo	5,00 m/s	4,50 m/s	
Junio	3,20 m/s	3,10 m/s	
Julio	3,30 m/s	3,40 m/s	
Agosto	3,80 m/s	3,00 m/s	
Septiembre	3,50 m/s	2,90 m/s	
Octubre	3,60 m/s	2,50 m/s	
Noviembre	3,80 m/s	3,70 m/s	
Diciembre	4,50 m/s	3,70 m/s	
Promedio	4,10 m/s	3,90 m/s	4,40 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

La tabla anterior registra las velocidades promedio mensual y el promedio anual, siendo los promedios anuales de 4,10m/s para el 2006, 3,90 m/s para el 2007 y 4,40 m/s para el 2008. Los datos más altos para este punto de medición se registran de diciembre a mayo; se han obtenido datos hasta de 5 m/s.

3.3.4.2. Aldea El Rodeo, San Marcos, San Marcos

La estación ubicada en la aldea El Rodeo se registra con el número 010, los datos tienen fechas del 14 de enero de 2006 al 31 de diciembre de 2007, se encuentra a una altura de 3340 msnm. Las velocidades promedio de viento se registran en m/s, la estación de medición es de tipo tubular a 30 metros de altura. La torre sufre daños en su estructura a inicios del año 2008, por lo que se detuvieron las mediciones.

Tabla XVI. **Resultados de medición en aldea El Rodeo**

Resultados de Aldea El Rodeo (m/s)		
mes / año	2006	2007
Enero	7,80 m/s	8,10 m/s
Febrero	6,20 m/s	5,60 m/s
Marzo	6,50 m/s	6,40 m/s
Abril	5,70 m/s	5,30 m/s
Mayo	4,40 m/s	4,30 m/s
Junio	5,00 m/s	4,90 m/s
Julio	5,90 m/s	5,90 m/s
Agosto	5,80 m/s	6,10 m/s
Septiembre	5,00 m/s	5,60 m/s
Octubre	5,10 m/s	5,50 m/s
Noviembre	5,60 m/s	7,90 m/s
Diciembre	6,80 m/s	6,70 m/s
Promedio	5,80 m/s	6,00 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

La tabla anterior registra las velocidades promedio mensual y el promedio anual, siendo los promedios anuales de 5,80 m/s para el 2006 y 6,00 m/s para el 2007. Los datos más altos para este punto de medición se registran de diciembre a marzo, obteniendo datos hasta de 8,10 m/s.

3.3.4.3. Nueva Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá

La estación ubicada en el municipio de Nueva Santa Catarina Ixtahuacán se registra con el número 020, los datos con fechas del 15 de enero de 2006 al 12 de febrero de 2008. Las velocidades promedio de viento se registran en m/s, la estación de medición es de tipo tubular a 30 metros de altura.

Tabla XVII. **Resultados de medición en Nueva Santa Catarina Ixtahuacán**

Resultados de Nueva Santa Catarina Ixtahuacán			
mes / año	2006	2007	2008
Enero	5,40 m/s	5,30 m/s	5,30 m/s
Febrero	4,50 m/s	3,70 m/s	3,80 m/s
Marzo	4,10 m/s	4,20 m/s	Finaliza la medición, para instalar la torre en otros sitios
Abril	3,80 m/s	3,70 m/s	
Mayo	2,90 m/s	3,10 m/s	
Junio	3,80 m/s	3,60 m/s	
Julio	4,60 m/s	4,40 m/s	
Agosto	4,40 m/s	4,00 m/s	
Septiembre	3,60 m/s	3,90 m/s	
Octubre	3,40 m/s	3,60 m/s	
Noviembre	3,60 m/s	4,60 m/s	
Diciembre	4,70 m/s	4,20 m/s	
Promedio	4,07 m/s	4,03 m/s	4,55 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

Las mediciones para este punto corresponden a una altura de 20 metros, debido a que los anemómetros instalados a 30 metros dejaron de funcionar. La tabla anterior registra las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 4,07 m/s para el 2006, 4,03 m/s para el 2007 y 4,55 m/s para el 2008; los datos más altos para este punto de medición se registran de diciembre a febrero, obteniendo datos hasta de 5,40 m/s.

3.3.4.4. Finca Candelaria, San Juan Alotenango, Sacatepéquez

La estación se registra con el número 030, los datos con fechas del 16 de enero de 2006 al 13 de marzo de 2008. Las velocidades promedio de viento se registran en m/s, la estación de medición es de tipo tubular a 30 metros de altura.

Tabla XVIII. **Resultados de medición en finca Candelaria**

Resultados de Finca Candelaria			
mes / año	2006	2007	2008
Enero	9,00 m/s	9,10 m/s	9,30 m/s
Febrero	8,30 m/s	6,30 m/s	5,30 m/s
Marzo	6,70 m/s	7,40 m/s	5,40 m/s
Abril	4,90 m/s	4,80 m/s	Finaliza la medición, para instalar la torre de medición en otro sitio.
Mayo	3,60 m/s	3,80 m/s	
Junio	4,00 m/s	4,00 m/s	
Julio	5,00 m/s	4,60 m/s	
Agosto	4,70 m/s	3,20 m/s	
Septiembre	3,90 m/s	3,80 m/s	
Octubre	3,80 m/s	3,80 m/s	
Noviembre	7,10 m/s	9,40 m/s	
Diciembre	8,20 m/s	7,00 m/s	
Promedio	5,77 m/s	5,60 m/s	7,30 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 5,77 m/s para el 2006, 5,60 m/s para el 2007 y 7,30 m/s para el 2008; los datos más altos para este punto de medición se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 9,30 m/s.

3.3.4.5. Aldea Samororo, Mataquescuintla, Jalapa

La estación se registró con el número 050, la medición se realizó del 23 de octubre de 2006 al 11 de diciembre de 2009. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo. La torre se desinstaló en diciembre del 2009 para continuar con la recopilación de variables en otros sitios.

Tabla XIX. Resultados de medición en aldea Samororo

Resultados de Aldea Samororo				
mes / año	2006	2007	2008	2009
Enero	Inicio de medición 23 de octubre de 2006	10,10 m/s	10,10 m/s	8,50 m/s
Febrero		6,00 m/s	6,30 m/s	10,30 m/s
Marzo		8,50 m/s	6,10 m/s	7,60 m/s
Abril		4,40 m/s	5,40 m/s	5,50 m/s
Mayo		4,50 m/s	3,80 m/s	3,60 m/s
Junio		3,90 m/s	4,70 m/s	2,80 m/s
Julio		4,70 m/s	4,00 m/s	7,50 m/s
Agosto		3,80 m/s	3,60 m/s	6,50 m/s
Septiembre		4,00 m/s	3,00 m/s	3,90 m/s
Octubre	5,50 m/s	4,90 m/s	8,40 m/s	4,30 m/s
Noviembre	7,90 m/s	11,60 m/s	9,60 m/s	7,60 m/s
Diciembre	9,30 m/s	7,80 m/s	9,10 m/s	6,00 m/s
Promedio	7,57 m/s	6,18 m/s	6,18 m/s	6,18 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 7,57 m/s para el 2006, 6,18 m/s para el 2007, 2008 y 2009; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 10,30 m/s.

3.3.4.6. Aldea El Durazno, Jutiapa, Jutiapa

La estación ubicada en Aldea El Durazno se registró con el número 060, la medición se realizó del 25 de octubre de 2006 al 11 de noviembre de 2010; las coordenadas geográficas del punto de medición son N 15°23'5,9" W 90°01'39,2" a una altura de 1850 msnm. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XX. **Resultados de medición en aldea El Durazno**

Resultados de Aldea El Durazno, Jutiapa, Jutiapa					
mes / año	2006	2007	2008	2009	2010
Enero	Inicio de medición 25 de octubre de 2006	8,60 m/s	8,50 m/s	7,30 m/s	7,70 m/s
Febrero		5,80 m/s	6,20 m/s	8,70 m/s	5,90 m/s
Marzo		7,90 m/s	6,10 m/s	7,50 m/s	5,40 m/s
Abril		4,80 m/s	5,40 m/s	5,80 m/s	4,30 m/s
Mayo		4,50 m/s	4,50 m/s	3,90 m/s	4,60 m/s
Junio		4,70 m/s	5,20 m/s	3,30 m/s	4,30 m/s
Julio		5,10 m/s	4,20 m/s	6,70 m/s	4,00 m/s
Agosto		4,40 m/s	3,80 m/s	6,40 m/s	3,30 m/s
Septiembre		4,40 m/s	3,20 m/s	4,40 m/s	4,00 m/s
Octubre	4,90 m/s	3,90 m/s	5,70 m/s	4,40 m/s	6,30 m/s
Noviembre	7,00 m/s	8,90 m/s	7,20 m/s	6,20 m/s	6,90 m/s
Diciembre	7,50 m/s	7,00 m/s	8,00 m/s	5,70 m/s	Finaliza la medición
Promedio	6,47 m/s	5,83 m/s	5,67 m/s	5,86 m/s	5,15 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 6,47 m/s para el 2006, 5,83 m/s para el 2007, 5,67 m/s para el 2008, 5,86 m/s para el 2009 y 5,15 m/s para el 2010; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 8,90 m/s.

3.3.4.7. Aldea Salamar, Moyuta, Jutiapa

La estación ubicada en Aldea Salamar se registró con el número 070, la medición se realizó del 28 de octubre de 2006 al 15 de marzo de 2009; las coordenadas geográficas del punto de medición son N 13°51'21,4" W 90°06'21,1" a una altura de 32 msnm. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXI. **Resultados de medición en aldea Salamar**

Resultados de Aldea Salamar, Moyuta, Jutiapa				
mes / año	2006	2007	2008	2009
Enero	Inicio de medición 28 de octubre de 2006	4,80 m/s	5,40 m/s	5,00 m/s
Febrero		4,10 m/s	3,40 m/s	6,90 m/s
Marzo		5,00 m/s	4,10 m/s	6,80 m/s
Abril		3,10 m/s	3,70 m/s	Finaliza la medición
Mayo		2,70 m/s	2,50 m/s	
Junio		2,70 m/s	2,70 m/s	
Julio		2,80 m/s	2,80 m/s	
Agosto		2,50 m/s	2,70 m/s	
Septiembre		2,80 m/s	2,50 m/s	
Octubre	3,80 m/s	2,70 m/s	3,30 m/s	
Noviembre	4,90 m/s	5,30 m/s	6,20 m/s	
Diciembre	4,70 m/s	4,30 m/s	5,00 m/s	
Promedio	4,47 m/s	3,57 m/s	3,69 m/s	6,23 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 4,47 m/s para el 2006, 3,57 m/s para el 2007, 3,69 m/s para el 2008 y 6,23 m/s para el 2009; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 6,90 m/s.

3.3.4.8. Aldea Guayabales, Chiquimulilla, Santa Rosa

La estación ubicada en Aldea Guayabales se registró con el número 080, la medición se realizó del 11 de diciembre de 2007 al 22 de septiembre de 2009. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXII. **Resultados de medición en aldea Guayabales**

Resultados de Aldea Guayabales		
mes / año	2008	2009
Enero	3,40 m/s	2,80 m/s
Febrero	2,10 m/s	4,80 m/s
Marzo	2,30 m/s	3,50 m/s
Abril	2,10 m/s	2,10 m/s
Mayo	1,70 m/s	1,80 m/s
Junio	1,90 m/s	1,70 m/s
Julio	2,00 m/s	2,10 m/s
Agosto	1,70 m/s	2,00 m/s
Septiembre	1,60 m/s	1,60 m/s
Octubre	2,20 m/s	Fin de la medición
Noviembre	5,00 m/s	
Diciembre	3,10 m/s	
Promedio	2,43 m/s	2,49 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 2,43 m/s para el 2008 y 2,49 m/s para el 2009; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de noviembre a febrero, obteniendo datos hasta de 5,00 m/s.

3.3.4.9. Aldea La Brea, Quezada, Jutiapa

La estación ubicada en Aldea La Brea se registró con el número 090, la medición se realizó del 13 de diciembre de 2007 al 10 de enero de 2011; las coordenadas geográficas del punto de medición son N 14°20'7,3" W 90°04'2,0" a una altura de 1318 msnm. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXIII. **Resultados de medición en aldea La Brea**

Resultados de Aldea La Brea			
mes / año	2008	2009	2010
Enero	5,00 m/s	3,50 m/s	5,00 m/s
Febrero	3,10 m/s	5,40 m/s	3,40 m/s
Marzo	2,70 m/s	3,90 m/s	3,10 m/s
Abril	2,60 m/s	2,90 m/s	2,30 m/s
Mayo	2,30 m/s	2,00 m/s	2,20 m/s
Junio	2,50 m/s	1,70 m/s	2,30 m/s
Julio	2,90 m/s	4,30 m/s	2,10 m/s
Agosto	2,20 m/s	3,70 m/s	1,80 m/s
Septiembre	1,80 m/s	2,20 m/s	1,80 m/s
Octubre	2,70 m/s	2,20 m/s	3,10 m/s
Noviembre	4,70 m/s	2,90 m/s	3,20 m/s
Diciembre	4,50 m/s	3,40 m/s	3,90 m/s
Promedio	3,08 m/s	3,18 m/s	2,85 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 3,08 m/s para el 2008, 3,18 m/s para el 2009 y 2,85 m/s para el 2010; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 5,40 m/s.

3.3.4.10. Finca Bella Vista, Morales, Izabal

La estación ubicada en Finca Bella Vista se registró con el número 100, la medición se realiza desde el 23 de julio de 2008. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXIV. **Resultados de medición en finca Bella Vista**

Resultados de Finca Bella Vista						
mes / año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero		3,80 m/s		3,60 m/s	3,50 m/s	3,70 m/s
Febrero		4,00 m/s		3,90 m/s	3,30 m/s	3,30 m/s
Marzo		4,50 m/s		3,90 m/s	3,70 m/s	4,60 m/s
Abril		4,20 m/s		4,00 m/s	3,60 m/s	3,80 m/s
Mayo		3,70 m/s		3,90 m/s	3,40 m/s	3,70 m/s
Junio		3,50 m/s		4,00 m/s	3,20 m/s	3,20 m/s
Julio	3,60 m/s	3,90 m/s		3,50 m/s	3,60 m/s	3,30 m/s
Agosto	3,50 m/s	3,70 m/s		3,50 m/s	3,40 m/s	3,30 m/s
Septiembre	3,90 m/s	3,40 m/s	4,50 m/s	3,70 m/s	3,00 m/s	3,20 m/s
Octubre	5,00 m/s	3,60 m/s	3,80 m/s	4,10 m/s	3,00 m/s	3,10 m/s
Noviembre	4,10 m/s	3,80 m/s	3,70 m/s	3,40 m/s	3,90 m/s	4,00 m/s
Diciembre	3,70 m/s	3,30 m/s	3,70 m/s	3,90 m/s	3,30 m/s	3,70 m/s
Promedio	3,97 m/s	3,78 m/s	3,93 m/s	3,78 m/s	3,41 m/s	3,58 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 3,97 m/s para el 2008, 3,78 m/s para el 2009, 3,93 m/s para el 2010, 3,78 m/s para el 2011, 3,41 m/s para el 2012 y 3,58 m/s para el 2013; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de octubre a abril, obteniendo datos hasta de 5,00 m/s.

3.3.4.11. Finca La Concha, Villacanales, Guatemala

La estación ubicada en Finca La Concha se registró con el número 110, la medición se realizó del 10 de septiembre de 2008 al 28 de septiembre de 2012. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo tubular a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXV. **Resultados de medición en aldea El Jocotillo**

Resultados de Finca La Concha, Aldea El Jocotillo					
mes / año	2008	2009	2010	2011	2012
Enero		7,90 m/s	8,20 m/s	6,40 m/s	8,80 m/s
Febrero		9,10 m/s	5,90 m/s	6,50 m/s	5,30 m/s
Marzo		7,50 m/s	5,70 m/s	6,00 m/s	6,80 m/s
Abril		5,30 m/s	4,00 m/s	3,60 m/s	4,60 m/s
Mayo		3,50 m/s	3,50 m/s	4,00 m/s	3,30 m/s
Junio		2,80 m/s	3,20 m/s	3,50 m/s	2,90 m/s
Julio		6,10 m/s	3,50 m/s	3,70 m/s	6,10 m/s
Agosto		5,80 m/s	2,60 m/s	3,50 m/s	
Septiembre	2,50 m/s	3,80 m/s	2,60 m/s	3,00 m/s	
Octubre	6,20 m/s	4,30 m/s	7,00 m/s	5,00 m/s	
Noviembre	8,90 m/s	7,10 m/s	7,00 m/s	7,90 m/s	
Diciembre	8,40 m/s	5,60 m/s	8,20 m/s	9,30 m/s	
Promedio	6,50 m/s	5,73 m/s	5,12 m/s	5,20 m/s	5,40 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 6,50 m/s para el 2008, 5,73 m/s para el 2009, 5,12 m/s para el 2010, 5,20 m/s para el 2011 y 5,40 m/s para el 2012; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de octubre a marzo, obteniendo datos hasta de 9,30 m/s.

3.3.4.12. Aldea Chacaj, Nentón, Huehuetenango

La estación ubicada en Aldea Chacaj se registró con el número 120, la medición se realizó del 16 de octubre de 2008 al 26 de abril de 2011; las coordenadas geográficas del punto de medición son N 15°54'20,6" W 91°48'37,2" a una altura de 690 msnm. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo celosía a 51 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXVI. **Resultados de medición en aldea Chacaj**

Resultados de Aldea Chacaj				
mes / año	2008	2009	2010	2011
Enero	Inicio de medición 16 de octubre de 2008	4,40 m/s	4,10 m/s	4,30 m/s
Febrero		6,60 m/s	3,50 m/s	4,80 m/s
Marzo		6,00 m/s	4,10 m/s	5,70 m/s
Abril		5,40 m/s	4,30 m/s	5,10 m/s
Mayo		3,90 m/s	4,90 m/s	Finaliza la medición
Junio		2,50 m/s	2,80 m/s	
Julio		5,40 m/s	2,60 m/s	
Agosto		5,00 m/s	1,90 m/s	
Septiembre		3,00 m/s	1,90 m/s	
Octubre	3,80 m/s	3,00 m/s	3,30 m/s	
Noviembre	4,30 m/s	2,60 m/s	3,50 m/s	
Diciembre	4,80 m/s	3,00 m/s	4,30 m/s	
Promedio	4,30 m/s	4,23 m/s	3,43 m/s	4,98 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 4,30 m/s para el 2008, 4,23 m/s para el 2009, 3,43 m/s para el 2010 y 4,98 m/s para el 2011; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de diciembre a abril, obteniendo datos hasta de 6,60 m/s.

3.3.4.13. Finca Monte María, Alotenango, Sacatepéquez

La estación ubicada en Finca Monte María se registró con el número 130, la medición se realizó del 10 de junio del 2009 al 13 de julio del 2011. Las velocidades promedio se registran en m/s a 30 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXVII. **Resultados de medición en finca Monte María**

Resultados de Finca Monte María			
mes / año	2009	2010	2011
Enero	Inicio de medición 10 de junio del 2009	7,00 m/s	5,30 m/s
Febrero		4,40 m/s	5,00 m/s
Marzo		3,90 m/s	4,50 m/s
Abril		3,20 m/s	2,60 m/s
Mayo		2,50 m/s	3,10 m/s
Junio	3,50 m/s	2,30 m/s	2,50 m/s
Julio	3,60 m/s	2,30 m/s	Finaliza la medición
Agosto	No hay datos	2,10 m/s	
Septiembre		No hay datos	
Octubre	2,60 m/s	No hay datos	
Noviembre	3,80 m/s	2,80 m/s	
Diciembre	4,30 m/s	6,40 m/s	
Promedio	3,56 m/s	3,69 m/s	3,83 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 3,56 m/s para el 2009, 3,69 m/s para el 2010 y 3,83 m/s para el 2011; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 7,00 m/s. En algunos meses no existen datos de medición por problemas en los registradores.

3.3.4.14. Finca San Antonio, Aldea La Unión, Guanagazapa, Escuintla

La estación ubicada en Finca San Antonio se registró con el número 140, la medición se realizó desde el 24 de junio de 2010 al 28 de diciembre del 2014. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo celosía a 51 metros de altura sobre el suelo. Los datos de viento se registran a 40 metros.

Tabla XXVIII. Resultados de medición en aldea La Unión

Resultados de Finca San Antonio					
mes / año	2010	2011	2012	2013	2014
Enero	Inicio de medición 24 de junio del 2010	4,00 m/s	4,70 m/s	No hay datos	4,80 m/s
Febrero		3,40 m/s	3,20 m/s		2,70 m/s
Marzo		3,70 m/s	4,10 m/s	6,70 m/s	2,60 m/s
Abril		2,30 m/s	2,90 m/s	2,60 m/s	3,40 m/s
Mayo		2,80 m/s	2,30 m/s	2,70 m/s	2,70 m/s
Junio	2,80 m/s	2,30 m/s	2,30 m/s	2,30 m/s	2,40 m/s
Julio	2,30 m/s	2,30 m/s	2,70 m/s	2,40 m/s	2,60 m/s
Agosto	2,00 m/s	2,30 m/s	2,40 m/s	2,30 m/s	2,50 m/s
Septiembre	No hay datos	2,20 m/s	2,20 m/s	2,00 m/s	2,20 m/s
Octubre	2,10 m/s	2,40 m/s	6,10 m/s	2,10 m/s	2,00 m/s
Noviembre	5,30 m/s	3,00 m/s	No hay datos	3,50 m/s	4,40 m/s
Diciembre	2,80 m/s	4,00 m/s		3,80 m/s	4,90 m/s
Promedio	2,88 m/s	2,89 m/s	3,29 m/s	3,04 m/s	3,10 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 2,88 m/s para el 2010, 2,89 m/s para el 2011, 3,29m/s para el 2012, 3,04 m/s para el 2013 y 3,10 m/s para el 2014; los promedios mensuales más altos para este punto de medición se registran de octubre a marzo, obteniendo datos hasta de 6,70 m/s.

3.3.4.15. Finca La Sabana, Santa Elena Barillas, Villacanales, Guatemala

La estación ubicada en Finca La Sabana se registró con el número 150, la medición se realiza desde el 3 de marzo de 2011. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo celosía a 51 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXIX. **Resultados de medición en finca La Sabana**

Resultados de Finca La Sabana				
mes / año	2011	2012	2013	2014
Enero	Inicio 03/03/2011	10,80 m/s	10,70 m/s	11,30 m/s
Febrero		9,20 m/s	7,50 m/s	7,70 m/s
Marzo	7,90 m/s	9,40 m/s	9,80 m/s	6,70 m/s
Abril	4,90 m/s	6,00 m/s	5,20 m/s	6,80 m/s
Mayo	5,20 m/s	4,70 m/s	5,40 m/s	6,00 m/s
Junio	5,10 m/s	4,20 m/s	5,20 m/s	4,70 m/s
Julio	5,30 m/s	8,80 m/s	6,80 m/s	9,80 m/s
Agosto	4,80 m/s	4,30 m/s	6,20 m/s	7,00 m/s
Septiembre	4,40 m/s	5,80 m/s	3,10 m/s	3,80 m/s
Octubre	7,40 m/s	7,30 m/s	5,60 m/s	6,60 m/s
Noviembre	10,40 m/s	12,80 m/s	10,10 m/s	11,70 m/s
Diciembre	12,40 m/s	9,40 m/s	10,50 m/s	11,80 m/s
Promedio	6,78 m/s	7,73 m/s	7,18 m/s	7,83 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 6,78 m/s para el 2011, 7,73 m/s para el 2012, 7,18 m/s para el 2013 y 7,83 m/s para el 2014; los promedios mensuales más altos se registran de octubre a marzo, obteniendo datos hasta de 12,40 m/s.

3.3.4.16. Finca El Sitio, aldea Los Llanos, Villa Canales, Guatemala

La estación ubicada en Finca El Sitio se registró con el número 160, la medición se realizó desde el 17 de mayo de 2011 a diciembre de 2014. Las velocidades promedio se registran en m/s, la torre es de tipo celosía a 51 metros de altura sobre el suelo.

Tabla XXX. **Resultados de medición en finca El Sitio**

Resultados de Finca El Sitio				
mes / año	2011	2012	2013	2014
Enero	Inicio de medición 7 de mayo de 2011	10,20 m/s	10,30 m/s	No hay datos
Febrero		8,50 m/s	7,10 m/s	
Marzo		8,80 m/s	10,30 m/s	
Abril		5,40 m/s	5,10 m/s	
Mayo		3,50 m/s	4,80 m/s	
Junio	3,90 m/s	3,90 m/s	4,60 m/s	9,10 m/s
Julio	4,40 m/s	7,90 m/s	6,30 m/s	
Agosto	4,10 m/s	3,90 m/s	5,20 m/s	
Septiembre	3,50 m/s	5,30 m/s	2,20 m/s	
Octubre	6,00 m/s	5,60 m/s	No hay datos	5,40 m/s
Noviembre	9,60 m/s	13,10 m/s		11,00 m/s
Diciembre	11,70 m/s	9,20 m/s		11,00 m/s
Promedio	5,84 m/s	7,13 m/s	6,21 m/s	7,65 m/s

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 5-14

En la tabla anterior se registran las velocidades promedio mensual y promedio anual, siendo los promedios anuales de 5,84 m/s para el 2011, 7,13 m/s para el 2012, 6,21 m/s para el 2013 y 7,65 m/s para el 2014; los promedios mensuales más altos se registran de noviembre a marzo, obteniendo datos hasta de 13,10 m/s.

3.4. Mapa eólico de Guatemala

3.4.1. Comportamiento estacional del viento en Guatemala

Guatemala se encuentra dominado por el patrón de los vientos alisos, que se desplazan con una componente del Norte (que puede ser NNE, NE, NNO) durante los meses de octubre a febrero. En esta época, debido al sistema de alta presión del área norteamericana, el viento penetra al territorio por el departamento de Izabal y se encañona entre las Sierras del Merendón y Las Minas. Este sistema de alta presión, por estas fechas, hace que los vientos se aceleren y registren velocidades más altas en el oriente del país.

El viento se mantiene con componente Sur durante los meses de marzo a junio, debido a la presencia de sistemas de baja presión sobre el Océano Pacífico (responsables de gobernar el flujo del viento). Cuando son lo suficientemente grandes, hacen que el viento logre rebasar los macizos montañosos del Pie del Monte y la Sierra de los Cuchumatanes, llegando hasta los departamentos de Alta Verapaz, Huehuetenango y El Quiché.

Durante los meses restantes de julio a septiembre, el viento también mantiene una componente Norte, debido a la presencia del anticiclón semipermanente en el 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, en forma transitoria.

3.4.2. Metodología para obtener el mapa eólico de Guatemala

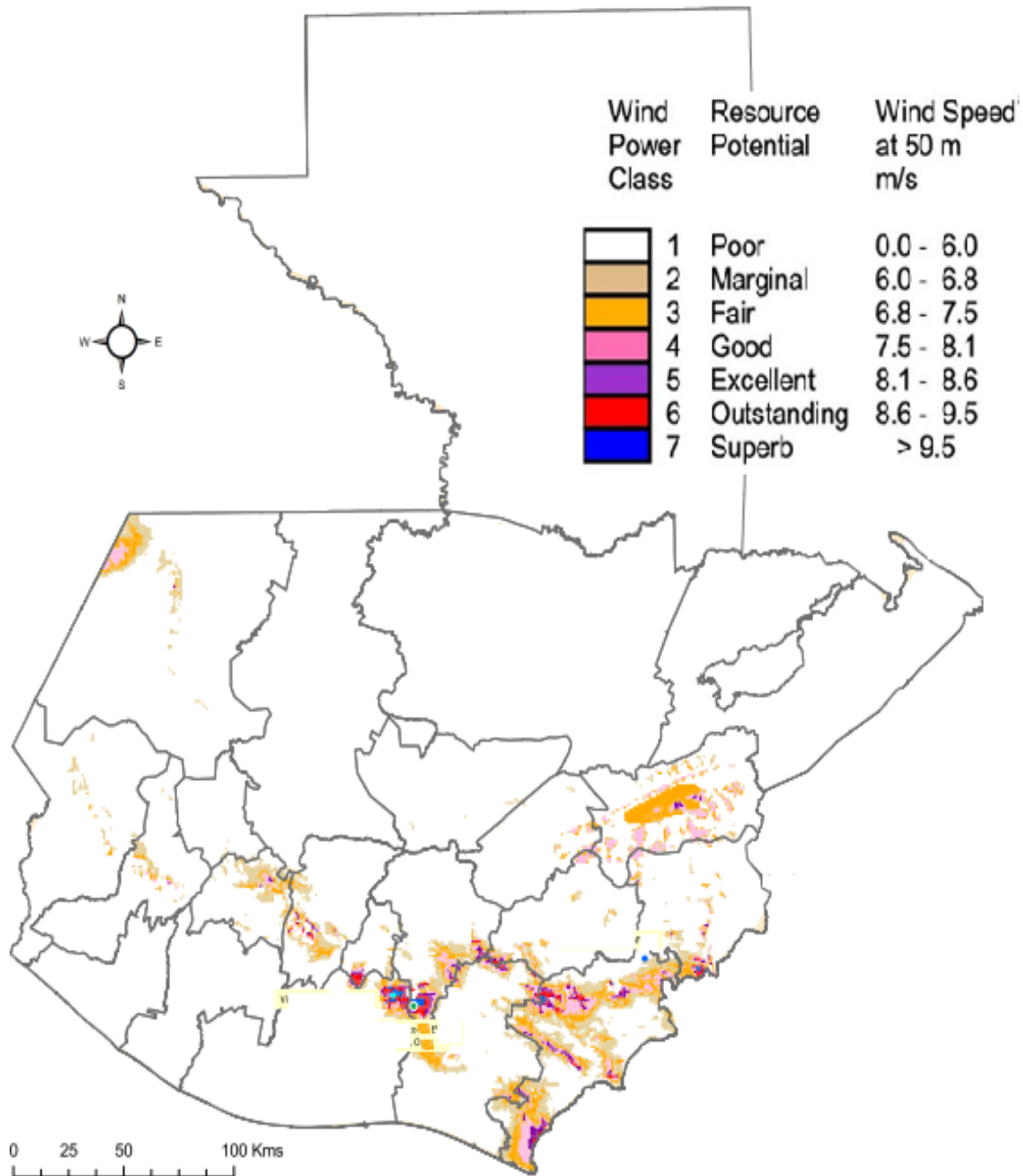
El mapa eólico de Guatemala es construido con la herramienta geoespacial *toolkit*, desarrollada por el proyecto *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA), proyecto financiado por el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente -PMUMA-, a través del Ministerio de Energía y Minas. Esta herramienta permite conocer el potencial eólico de Guatemala. Las características que se encuentran en esta son:

- Potencial eólico y solar de Guatemala.
- Permite realizar análisis básico de la selección óptima para el aprovechamiento de los recursos solar y eólico.
- Se identifican los lugares con los valores anuales promedios de velocidad de viento más altos, lo que hace sitios potenciales para el desarrollo de proyectos energéticos.
- También provee datos como elevaciones, límites municipales, áreas protegidas, líneas de transmisión, aeropuertos, carreteras, poblados, etc.

3.4.3. Mapa de potencial eólico de Guatemala

En la siguiente figura se describe el mapa de Guatemala y su potencial eólico, de acuerdo a la clasificación descrita en los apartados anteriores. Se realiza con los colores según la densidad y velocidad del viento.

Figura 30. Mapa eólico de Guatemala



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de las mediciones del viento al 2014*. p. 18

3.5. Proyectos eólicos en planificación o construcción

3.5.1. Parque eólico Las Cumbres

Según datos del Ministerio de Energía y Minas, se encuentra en planificación el parque eólico Las Cumbres, ubicado en Jutiapa, Jutiapa. Este parque tendrá una capacidad de 30 MW.

3.6. Proyectos eólicos en operación

3.6.1. Parque eólico San Antonio El Sitio

El parque eólico San Antonio El Sitio está ubicado cerca de las aldeas Los Llanos y Los Dolores, en Villacanales, Guatemala. Cuenta con una capacidad instalada de 52,8 MW, está compuesto por 16 aerogeneradores marca Vestas, modelo V112, de 3,3 MW cada uno. Produce en un año aproximadamente 130GWh de energía al sistema; inició su operación el 19 de abril del 2015. Para septiembre del 2017 es el parque eólico más grande del Sistema Nacional Interconectado.

De acuerdo con las mediciones del MEM, en este lugar el recurso de viento es de clase cuatro, con velocidades promedio anuales que oscilan entre 5,85 y 7,13 m/s . La densidad promedio del viento oscila entre 400 y 500 w/m^2 . La dirección predominante del viento para los años 2011, 2012 y 2013 estuvo en el cuadrante Noroeste. El parque eólico vende su energía a través de dos contratos de abastecimiento de energía PPA, por 15 años, con las dos distribuidoras de ENERGUATE. En la siguiente figura se aprecian los generadores del parque eólico:

Figura 31. **Parque eólico San Antonio El Sitio**



Fuente: *Parque eólico San Antonio*. <http://centransgroup.com.gt/eolico-san-antonio/.html>.

Consulta: 30 de septiembre de 2017.

3.6.2. Parque eólico Viento Blanco

El parque eólico Viento Blanco se ubica en San Vicente Pacaya, Escuintla. Inició operación comercial el 6 de diciembre del 2015, cuenta con una capacidad instalada de 21 MW al Sistema Nacional Interconectado. En este parque tiene 7 aerogeneradores marca Vestas, modelo V112, con capacidad nominal de 3 MW. La siguiente figura muestra los aerogeneradores instalados en el parque eólico Viento Blanco:

Figura 32. **Parque eólico Viento Blanco**



Fuente: *Parque eólico Viento Blanco*. <http://www.c-harbor.com.html>. Consulta: 30 de septiembre de 2017.

4. ESTUDIOS PARA DETERMINAR LA MÁXIMA PENETRACIÓN EÓLICA EN EL SNI

4.1. Criterios y consideraciones generales

4.1.1. Consideraciones generales

La generación eólica es una forma de generación renovable no convencional, con aspectos positivos para el consumidor y amigable para el medio ambiente. Su tiempo de construcción es menor y sus costos son competitivos con otras fuentes convencionales de generación, sin embargo, tiene algunas desventajas:

- La potencia eléctrica aportada es intermitente, debido a que el viento no es constante en el tiempo.
- No aporta respuesta inercial al sistema.
- Las ubicaciones geográficas de los sitios con alto recurso eólico generalmente están en lugares remotos donde no hay acceso a la red de transporte.
- Al integrar parques eólicos a gran escala, el Sistema Nacional Interconectado, los flujos de potencia y las características del sistema cambian, por lo cual se requiere realizar estudios que permitan evaluar, tanto en condiciones normales como ante situaciones de contingencia, la sobrecarga potencial de las líneas de transmisión, aspecto que debe ser calculado antes y después de integrar los parques eólicos a la red.

De acuerdo con la política energética del país, se prevé el aumento de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables (eólicas y solares) para disminuir el uso de combustibles fósiles. Ante ello es necesario crear el dimensionamiento y estrategias de control para la incorporación masiva de estas tecnologías, por lo que también es necesario evaluar hasta dónde puede integrarse en el SNI un determinado tipo de tecnología renovable.

4.1.2. Conceptualización de penetración eólica

La penetración eólica se define de tres formas, según la capacidad instalada, según la penetración de potencia y según la penetración de energía.

- Penetración de capacidad instalada: se define como la relación existente entre la capacidad total de generación eólica y la capacidad total de todo el sistema eléctrico del cual forma parte; matemáticamente se define así:

$$PCI = \frac{\text{TotaldeGeneracionEolica}}{\text{TotaldelaCapacidadInstalada}}$$

El total de generación eólica es la sumatoria (de potencia) de todos los parques eólicos que conforman un sistema eléctrico de potencia. El total de capacidad instalada es la sumatoria (de potencia) de los diferentes tipos de tecnologías (hidroeléctricas, térmicas, gas, entre otros).

- Penetración de potencia: se define como la relación entre la potencia total entregada en un instante al sistema y la demanda total del sistema en ese mismo instante:

$$PP = \frac{\text{Potencia entregada por generacion eolica en el tiempo (t)}}{\text{Demanda total del sistema en el tiempo (t)}}$$

La penetración de potencia es un dato variable para cada instante (t), con este se puede realizar una curva de la tendencia de penetración durante un día y ver los horarios de mayor influencia.

- Penetración de energía: se define como la relación entre toda la energía eléctrica suministrada por los generadores eólicos en un año y el consumo total de energía del sistema en ese mismo año:

$$PE = \frac{\text{Energía entregada por generación eólica durante un año}}{\text{Energía total consumida durante un año}}$$

4.1.3. Niveles de penetración eólica

Para poder determinar los niveles de máxima penetración eólica se utiliza la clasificación realizada por el laboratorio de Energías Renovables de los Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory*, ENREL), tanto en Guatemala como internacionalmente, no existe una normativa que regule la generación eólica. Se utiliza esta clasificación como una guía para el Sistema Nacional Interconectado.

Tabla XXXI. Niveles de penetración eólica según NREL

Nivel de penetración	PP máximo	PE
Bajo	<50 %	<20 %
Medio	50 – 100 %	20 – 50 %
Alto	100 – 400 %	50 – 150 %

Fuente: National Renewable Energy Laboratory. <http://www.nrel.gov>. Consulta 20 de octubre de 2015.

Para los porcentajes mayores a 100 % se realizan exportaciones de energía a otras áreas de control a través de las interconexiones.

4.1.4. Criterios para determinar la máxima inserción eólica

Para determinar la máxima penetración eólica en el Sistema Nacional Interconectado se realizaron estudios eléctricos, simulando parques eólicos. Esto fue posible gracias a la información de dominio público recabada en las instituciones del subsector eléctrico. Los criterios para determinar la máxima inserción son los siguientes:

- Instalación virtual de 10 parques eólicos. La ubicación se realiza de acuerdo a las estaciones de medición proporcionadas por MEM, la instalación virtual se realiza en los lugares con potencial eólico y su cercanía a las instalaciones de la red de transporte.
- El parque eólico instalado y en operación es San Antonio El Sitio, con una capacidad instalada de 52,8 MW.
- La potencia de cada parque eólico virtual es de 52MW (potencia máxima del parque en operación en el SNI), para los parques conectados en la red de 230kV, y 23MW para los conectados en 69kV. No se considera parques en 138kV por su lejanía respecto de la red.
- Se analiza la época de mayor viento en Guatemala (según los registros históricos de medición de viento, es para la época seca en demanda mínima).
- El modo de operación es el del SNI, interconectado con el SER y México; y de modo aislado.

El modo de operación interconectado o aislado del SNI se considera importante al realizar los estudios eléctricos, porque el sistema brinda diferente respuesta inercial al momento de analizar las contingencias. Para la operación interconectada se realizan estudios eléctricos con los 11 parques operando a potencia completa. Se analiza el SNI en régimen permanente y transitorio, se realizan corridas de flujo de potencia y se analizan contingencias como pérdida de generación. Para la operación aislada el sistema tiene menor inercia al incrementar la generación eólica, y se realiza la misma contingencia, pero aumentando la generación eólica. Con los resultados de los estudios se recomienda una cantidad de potencia de generación eólica que puede ser instalada en el Sistema Nacional Interconectado, sin poner en riesgo la seguridad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

4.1.5. Análisis de la información disponible

Con la información disponible sobre los registros históricos de medición se realizó la propuesta de parques eólicos, tomando en cuenta las siguientes consideraciones: el potencial eólico, cercanía a las instalaciones de la red de transporte y la capacidad de transmisión de potencia en los puntos propuestos de la red de transporte del SNI.

Los parques eólicos son instalados de forma virtual en el programa PSS®E en las subestaciones descritas en la siguiente tabla, con una potencia descrita en el apartado anterior. No se consideró el parque eólico Viento Blanco en la simulación, por la fecha de la base de datos que se utilizó (aún no se encontraba en operación). La siguiente tabla describe el nombre de cada parque eólico de acuerdo a la estación de medición, la subestación más cercana a la estación de medición, el nivel de voltaje, la distancia aproximada de la estación de medición a la subestación y la potencia asignada.

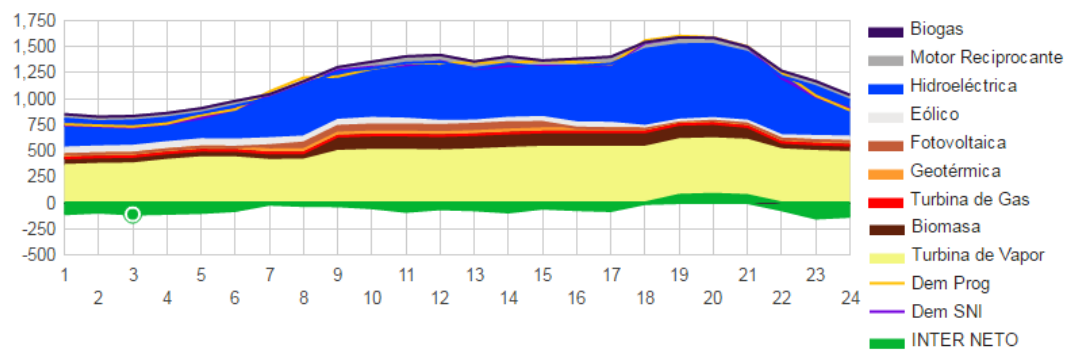
Tabla XXXII. Parques eólicos simulados para determinar la máxima penetración eólica en el SNI

Núm.	Nombre	Subestación	Voltaje kV	Distancia Km	Potencia MW
1	Parque Eólico Matazano	Panaluya	230	4,75	52,8
2	Parque Eólico El Rodeo	Malacatán	69	7,94	23,1
3	Parque Eólico Santa Catarina	Totonicapán	69	6,79	23,1
4	Parque eólico El Durazno	El Progreso	138	8,43	52,8
5	Parque Eólico Salmar	Moyuta	230	2,5	52,8
6	Parque Eólico Guayabales	Chiquimulilla	138	1,5	52,8
7	Parque Eólico La Brea	Moyuta	230	15	52,8
8	Parque Eólico Bella Vista	Morales	230	2,5	52,8
9	Parque Eólico El Jocotillo	San Antonio El Sitio	230	5,3	52,8
10	Parque Eólico Nentón	San Juan Ixcay	69	38,82	23,1
11	Parque Eólico San Antonio El Sitio	San Antonio	230	0	52,8

Fuente: elaboración propia.

La tabla anterior describe para cada parque la subestación a la que se conectará, el nivel de voltaje, la distancia (en kilómetros) y la potencia propuesta. La distancia entre el parque y la subestación es aproximada y se determinó a través de la herramienta Google Maps. Para realizar los estudios se consideró el despacho de generación del día 24 de octubre de 2016, esta fecha se escoge por ser una de las mejores para la generación eólica, la generación por tecnología estuvo integrada de acuerdo a la siguiente grafica:

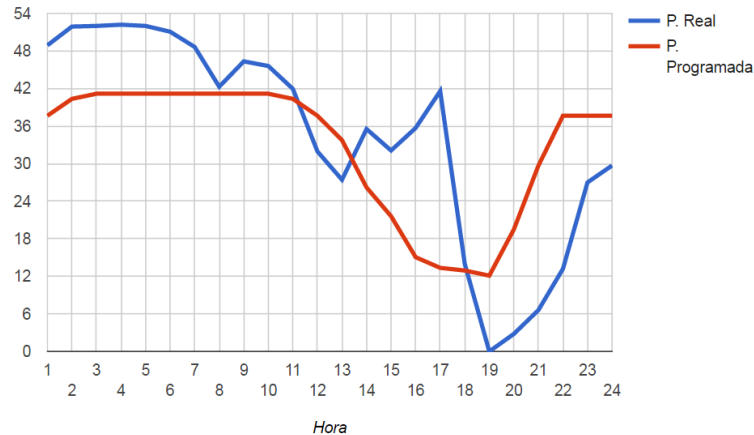
Figura 33. Despacho de generación del día 24 de octubre de 2016



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. <http://www.amm.org.gt>. Consulta: 24 de octubre de 2016.

Se utilizaron las condiciones de despacho del día 24 de octubre de 2016, por ser uno de los mejores días de aporte de la generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado. El aporte eólico para este día tiene las siguientes características:

Figura 34. **Despacho eólico para el día 24 de octubre de 2016**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. <http://www.amm.org.gt>. Consulta: 24 de octubre de 2016.

Según la gráfica anterior, la generación eólica tiene su mayor aporte en la demanda mínima comprendida de 00:01 a 06:00 horas y de 22:01 a 24:00, con un aporte promedio de 48 MW. Durante la demanda media comprendida de 06:01 a 18:00 horas el aporte eólico tiende a bajar, manteniendo una generación promedio de 30 MW. Durante la demanda máxima comprendida de 18:01 horas a 22:00 horas el aporte baja considerablemente con a un promedio de 12 MW.

4.2. Herramienta de simulación utilizada

Los estudios de simulación de flujos de potencia se realizaron con el programa computacional PSS®E de SIEMENS. Este programa es uno de los más utilizados en la industria para realizar simulación y modelación de los sistemas eléctricos de potencia. Tiene las siguientes características:

- Solución de flujos de potencia para modelos robustos de hasta 200,000 buses.
- Análisis de contingencia para estado estático, incluyendo acciones correctivas automáticas y modelación de esquemas de medidas correctivas.
- Análisis PV/QV y cálculos de índices de confiabilidad.
- Análisis de fallas simétricas y asimétricas, análisis de contingencia determinístico y probabilístico.
- Moderna interfaz gráfica con el usuario.
- Amplia biblioteca con modelos de nuevas tecnologías emergentes como dispositivos FACTS, entre otras.
- Se basa en un código escrito por el usuario.
- Construcción gráfica de los modelos de controladores definidos por el usuario.

El modelo y base de datos que se utilizó para este programa fue proporcionado por el AMM, es información de dominio público, tal como lo dictan los artículos 7 y 10 de la *Norma de estudios de acceso al Sistema de Transporte*.

4.2.1. Criterios para análisis de simulación

Para realizar los estudios eléctricos para las instalaciones del Sistema Nacional Interconectado con los parques eólicos instalados se toman las siguientes consideraciones:

- A los parques eólicos conectados a 230 kV se les asigna 52,8 MW y a los conectados a 69 kV se les asigna 23 MW, esto por experiencia de otros países al realizar este tipo de estudios; se asigna el valor de potencia del parque eólico más grande en operación.
- Para tener similares condiciones de viento se dividen en regiones los parques eólicos, quedando de la siguiente manera:
 - Región occidental: Parque Eólico El Rodeo, Parque Eólico Santa Catarina y Parque Eólico Nentón.
 - Región central: Parque Eólico San Antonio El Sitio y Parque Eólico El Jocotillo.
 - Región oriental: Parque Eólico El Matazano, Parque Eólico El Durazno, Parque Eólico Salamar, Parque Eólico Guayabales, Parque Eólico La Brea y Parque Eólico Bella Vista.
- Según los registros históricos de medición de viento para Guatemala, los mejores meses son de octubre a marzo, siendo noviembre el de mayores registros en todas las estaciones de medición, por lo que se utiliza la base de datos de época seca, que contiene los meses de octubre a mayo para realizar los estudios.
- Se utilizan los escenarios de simulación más apegados a la realidad de la operación actual del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de obtener resultados más certeros.
- Se considera que la estabilidad de frecuencia no se ve afectada por las variaciones de viento, porque los cambios en la potencia son pronunciados y pueden ser corregidos por los servicios complementarios o el actuar de los centros de control, por lo que, para los estudios de simulaciones dinámicas, se supone que la velocidad del viento se mantendrá constante y por ende su potencia entregada al sistema.

- Se considera la “frecuencia nominal del SNI de 60 Hz, para condiciones normales entre 59,9 Hz y 60,1 Hz, en condiciones de emergencia entre 59,8 Hz y 60,2 Hz”³.
- Se consideran voltajes nominales del SNI 230 kV, 69 kV y 34,5Kv. Para condiciones normales de operación, los valores comprendidos entre el ± 5 %, fuera de ellos se considera valores en condición de emergencia.
- Se consideran apagados los esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia, para ver el comportamiento de las gráficas y la respuesta inercial del sistema frente a las contingencias estudiadas.

Los criterios para la simulación de las fallas y perturbaciones en el sistema de transporte son los siguientes:

En condición estable:

- En condiciones normales, es decir aquellas en que el sistema de transmisión cuenta con todos sus equipos en servicio:
 - Deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del sistema de transporte de conformidad en lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
 - El aporte de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del área de sobreexcitación de la curva de capacidad de la unidad generadora.

³ Resolución 157-15. *Norma de Coordinación Operativa No. 4*. Artículo 1. p. 4

- La potencia transportada por las interconexiones deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión, además, deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipo correspondiente.
- En condiciones normales posteriores a una falla, los niveles de tensión de todos los nodos del sistema de transporte de alta tensión no deberán ser superiores a 1,1pu ni inferiores a 0,85 pu.

En condición dinámica:

- El sistema de transmisión en alta tensión, en condiciones normales y frente a fallas simples, deberá mantenerse transitoriamente estable para cualquier estado de carga obtenida.

4.3. Análisis de escenarios de simulación

El escenario apegado a la realidad para realizar los estudios eléctricos para determinar la alta penetración eólica es la época seca, porque esta época es considerada como la de mayor aporte eólico durante el año (según los resultados de medición). La época seca es la comprendida por los meses de octubre a mayo de cada año estacional, también conocido como verano. Esta época tiene la característica de tener poca oferta hidráulica y las condiciones de despacho tienden a despachar, en su mayoría, unidades térmicas para el abastecimiento de la demanda nacional. Los siguientes escenarios de simulación se realizan para la condición de operación interconectada con México y el SER, además, se realizan en condición de operación aislada, por ser la condición más crítica.

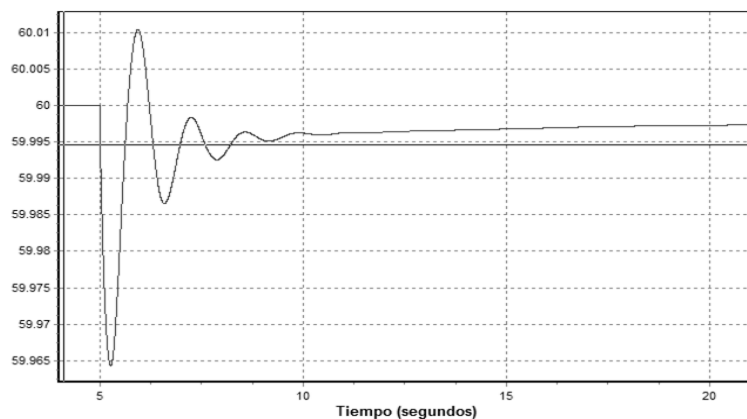
4.3.1. Demanda mínima en operación interconectada

Se considera demanda mínima a la comprendida en los siguientes períodos horarios: de 00:00 a 06:00 horas y de 22:00 a 23:59 horas. Para el día que se tomó como referencia, la generación eólica tiene registrado uno de los mayores aportes, teniendo un máximo de 52 MW de 2:00 a 6:00 horas. Se analizaron los siguientes casos:

4.3.1.1. Disparo de Parque Eólico San Antonio

Se realiza la simulación del Parque Eólico San Antonio, siendo el parque instalado y en operación de mayor tamaño en el SNI. La simulación contempla el parque operando a potencia completa, posterior al disparo se analiza el comportamiento de las variables eléctricas del sistema. Con una demanda aproximada de 721,3 MW en el Sistema Nacional Interconectado, se simula el disparo del Parque Eólico San Antonio con una potencia de 52,5 MW; el parque representa el 7,32 % de la generación del sistema en época seca para la fecha de interés para este estudio, este caso no representa condiciones de riesgo para el sistema eléctrico. En la siguiente figura se observa el comportamiento de la frecuencia en la subestación Guatemala Sur:

Figura 35. **Frecuencia en GSUR por disparo de SNT**



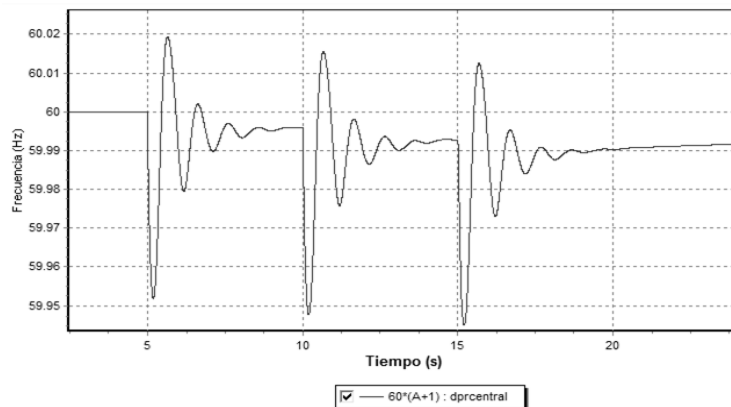
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

La frecuencia del SNI para este caso alcanza un valor mínimo de 59,965 Hz, y como valor máximo 60,01 Hz. Los valores máximos y mínimos alcanzados por la oscilación del disparo no representan riesgo para el SNI, para este caso de simulación no fue necesaria la actuación de esquemas de desconexión automática de carga. Por ser considerado un evento nocivo para el sistema, el déficit de generación en la operación en tiempo real puede ser cubierto por los servicios complementarios. No existen en la red principal de transporte líneas con sobrecarga. También se analizaron los voltajes; se consideran estos límites de voltajes: como máximo 1,050 pu y como mínimo 0,950 pu. Se obtuvieron resultados postfalla dentro de los valores mencionados anteriormente, por lo que el disparo no representa riesgos de colapso o de altos voltajes para el SNI.

4.3.1.2. Disparo de los parques eólicos de la región central

Se realiza la simulación de los parques eólicos instalados en la región central, los cuales son el Parque San Antonio, con 52,8MW, el Parque La Concha y el Parque El Jocotillo, con 52,8 MW. Los parques operan a potencia completa, posterior al disparo se analiza el comportamiento de las variables eléctricas del sistema. Con una demanda de 721,3 MW en el Sistema Nacional Interconectado, se simula el disparo de ambos parques con 5 segundos de diferencia entre ambos. Los parques suman en total 158,4MW, representando 21,96 % de la generación del sistema. La siguiente figura observa el comportamiento de la frecuencia en la subestación Guatemala Sur:

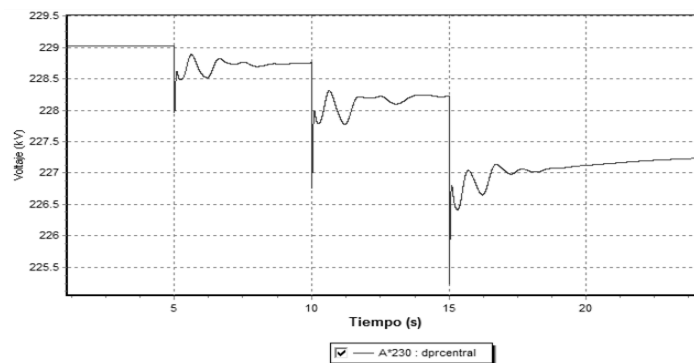
Figura 36. Frecuencia GSUR por disparo de los parques eólicos de la región central



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior, la contingencia provoca oscilaciones amortiguadas de la frecuencia, se alcanza un valor máximo de 60,02 Hz y como valor mínimo 59,95 Hz. Los valores no representan riesgos para el sistema, no actúa ninguna etapa de desconexión automática de carga, el déficit de generación en la operación en tiempo real puede ser cubierto por los servicios complementarios. No existen en la red principal de transporte líneas con sobrecarga, excepto la interconexión con México, que tiene un aumento en el flujo de potencia. El comportamiento del voltaje en la subestación Guatemala Sur se da de la siguiente manera:

Figura 37. Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de parques eólicos de la región central



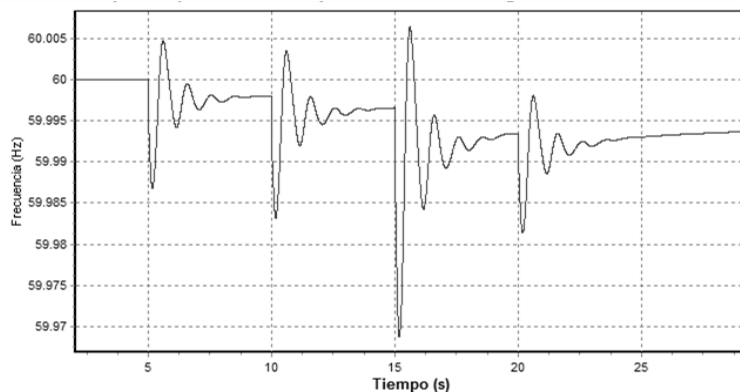
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

El voltaje de la zona central tiende a deprimirse aproximadamente hasta 227 kV, tal como se representa en la gráfica anterior. Este valor no representa riesgo de colapso de tensión, se encuentra dentro de los rangos establecidos en los niveles de calidad de suministro. Para los demás nodos del sistema en 230kV y en 69kV no hay valores fuera de rango, por lo que este disparo no representa riesgo para el sistema.

4.3.1.3. Disparo de parques eólicos de la región occidental

Se realiza la simulación de los parques eólicos instalados en la región occidental, los cuales son el Parque Eólico El Rodeo, con 26,4MW, Parque Eólico Santa Catarina, con 26,4MW, Parque Eólico Nentón, con 26,4MW, y Parque Eólico Huehuetenango, con 52,8MW. Los parques eólicos operan a potencia completa, posterior al disparo se analiza el comportamiento de las variables eléctricas del sistema. Con una demanda de 721,3 MW en el Sistema Nacional Interconectado se simula el disparo de los parques eólicos de la región occidental, cada uno con cinco segundos de diferencia, los parques suman en total 132MW, representando el 18,3 % de la generación del sistema. La siguiente figura muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema:

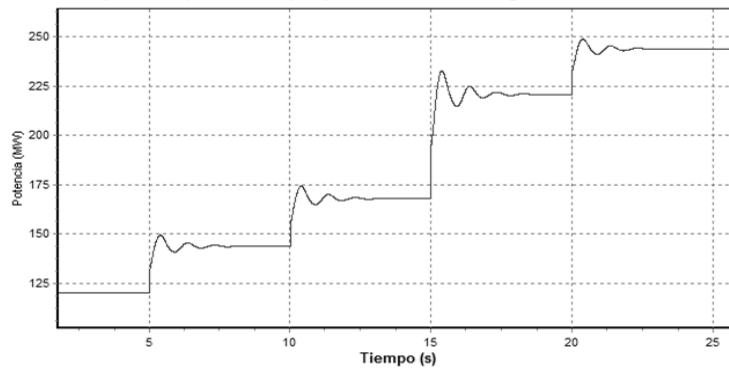
Figura 38. Frecuencia por disparo de los parques eólicos de la región occidental



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior los disparos provocan pequeñas oscilaciones amortiguadas, alcanzando un valor máximo de 60,005Hz y como valor mínimo 59,97Hz. Estos valores no representan riesgos para el Sistema Nacional Interconectado, porque no actúa ningún esquema de desconexión automática de carga. En la operación en tiempo real en esta contingencia el déficit de generación puede ser cubierto por los servicios complementarios. No existen en la red principal de transporte líneas con sobrecarga, únicamente en la interconexión con México, debido a que aumenta el flujo de potencia en la línea Los Brillantes-Tapachula en 400kV, tal como se muestra a continuación:

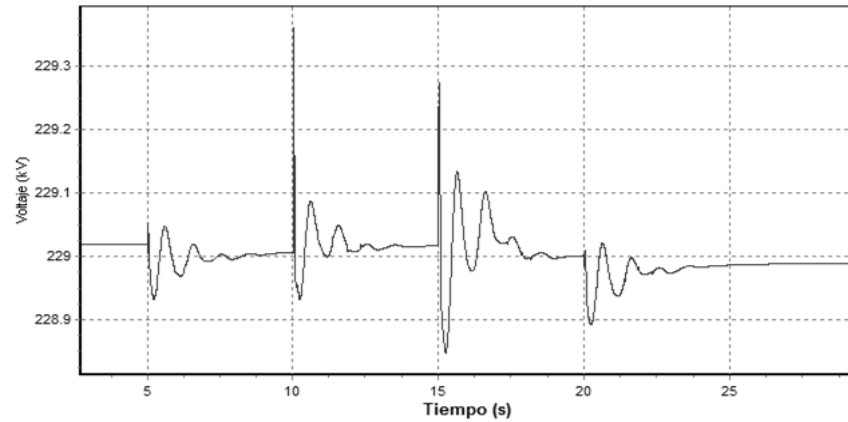
Figura 39. Comportamiento del flujo de potencia de la interconexión Gua-Mex por disparo de los parques eólicos de la región occidental



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

La figura anterior muestra el comportamiento de la interconexión Guatemala-México, el flujo de potencia con un intercambio programado de 120 MW aumenta a 240 MW aproximadamente; esta contingencia no representa riesgo de disparo de la línea. El comportamiento del voltaje en la subestación Guatemala Sur es de la siguiente manera:

Figura 40. **Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de los parques eólicos de la región occidental**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

El voltaje de la región central posterior a los disparos tiende a deprimirse hasta 220 kV, tal como lo representa la gráfica anterior. Este valor no representa riesgo para el sistema, se encuentra en los rangos establecidos en los niveles de calidad del suministro.

Figura 41. **Comportamiento de los voltajes en el SNI por el disparo de los parques eólicos de la región occidental**

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
SAT, NOV 26 2016 3:00
BASE DE DATOS OPERATIVA
DEMANDA MÍNIMA, OCTUBRE 26,2016

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
1442 POP-69      69.000    1 1.0511 72.529
1495 PET-69      69.000    1 1.0664 73.579
1767 LLB-691     69.000    1 1.0717 73.945
1768 LLB-69      69.000    1 1.0736 74.081

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
* NONE *
```

Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

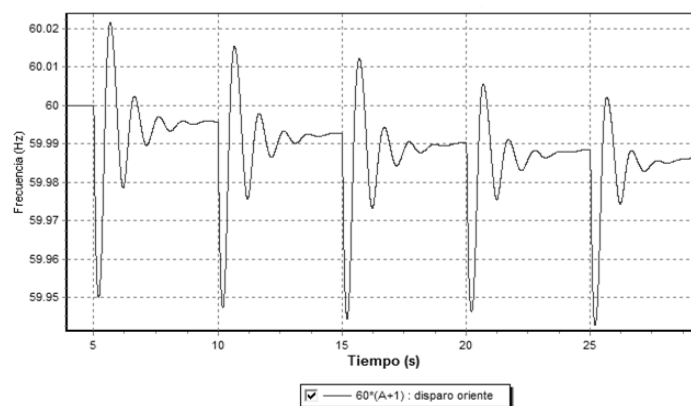
La figura anterior muestra voltajes fuera de rango en 69kV, existen valores arriba de 72,5 kV en los nodos Petén, Poptún y La Libertad, en Petén, estos son nodos de alto voltaje por su lejanía, su condición radial y por la poca demanda en el horario de la simulación, aun así, las líneas no disparan durante la simulación, por lo que esta contingencia no representa riesgo para un colapso de voltaje en el SNI.

4.3.1.4. Disparo de parques eólicos de la región oriental

Se realiza la simulación de los parques eólicos instalados en la región oriental, los cuales son Parque Eólico El Matazano, con 52,8 MW, Parque Eólico El Durazno, con 52,8 MW, Parque Eólico Guayabales, con 52,8 MW, Parque Eólico La Brea, con 52,8 MW, y Parque Eólico Bella Vista, con 52,8 MW.

Con una demanda de 721,3 MW en el Sistema Nacional Interconectado, se simula el disparo de los parques eólicos de la región oriental, cada uno con cinco segundos de diferencia, los parques suman un total de 264 MW, representando el 36,60 % de la generación del sistema. La siguiente figura muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema:

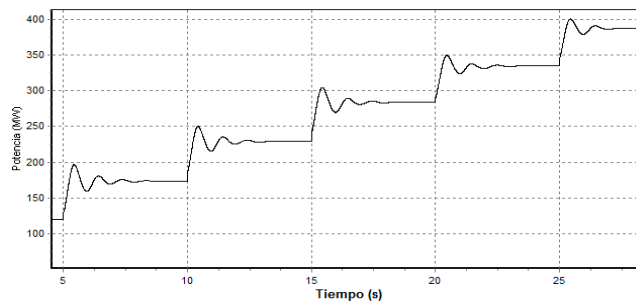
Figura 42. Frecuencia por disparo de los parques eólicos de la región oriental



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior los disparos provocan pequeñas oscilaciones amortiguadas, alcanzando un valor máximo de 60,02 Hz y como valor mínimo 59,94 Hz. Estos valores representan riesgos para el Sistema Nacional Interconectado, pero no actúa ningún esquema de desconexión automática de carga, el déficit de generación en tiempo real puede ser cubierto por los servicios complementarios, no existen en la red principal de transporte líneas con sobrecarga, pero en la interconexión con México aumenta el flujo de potencia de la línea Los Brillantes-Tapachula en 400 kV, tal como se muestra a continuación:

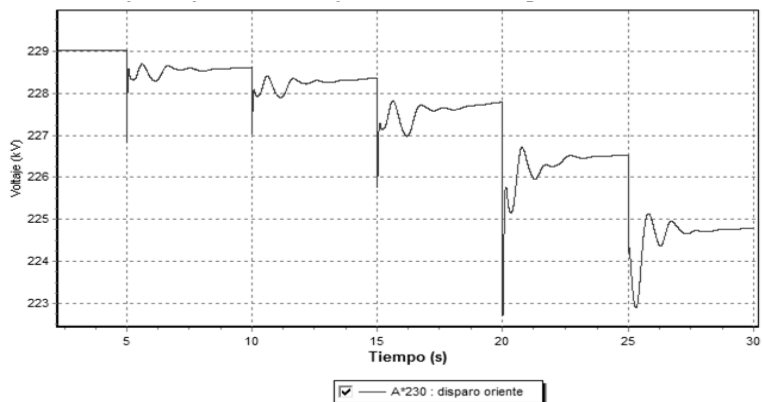
Figura 43. Comportamiento del flujo de potencia de la interconexión Gua-Mex por disparo de los parques eólicos de la región oriental



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

La figura anterior muestra el comportamiento de la interconexión Guatemala-México durante el disparo de los parques eólicos instalados en la región oriental, el flujo de potencia con un intercambio programado de 120 MW aumenta a 375 MW aproximadamente, esta contingencia representa riesgo de disparo de la interconexión. El disparo de la interconexión representa el riesgo de actuación de los esquemas EDACBF. El comportamiento del voltaje es de la siguiente manera:

Figura 44. **Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de los parques eólicos de la región oriental**



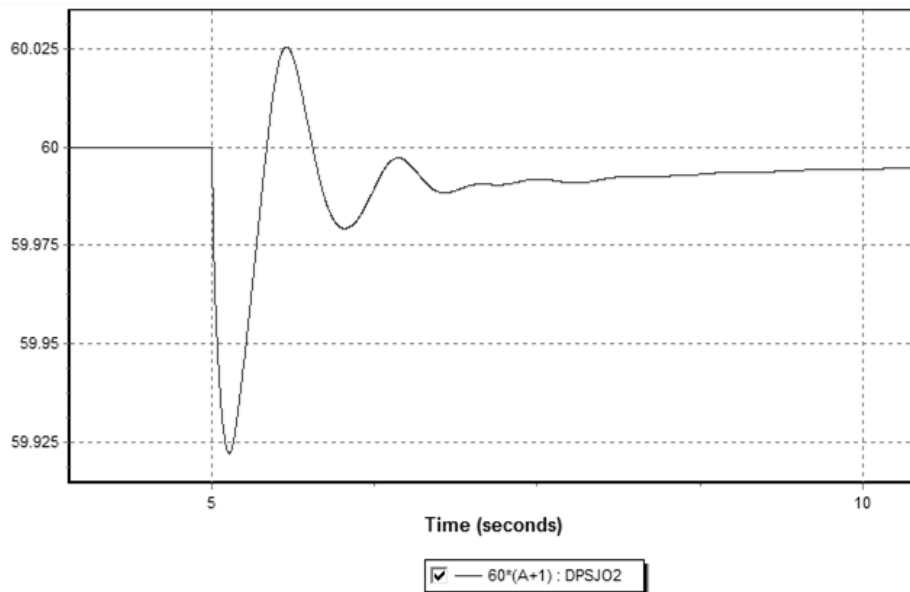
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

El voltaje de la región central posterior a los disparos tiende a deprimirse hasta 223kV, se observan pequeñas oscilaciones amortiguadas y se estabilizan en 224,9 kV. Este valor aún se encuentra dentro de los rangos establecidos en los niveles de calidad del suministro.

4.3.1.5. Disparo de la unidad más grande en servicio

Se realiza la simulación de la unidad más grande, para estas condiciones es la planta San José, con una demanda en el Sistema Nacional Interconectado de 721,3 MW, se realiza el disparo de 134,1 MW. En la siguiente figura se muestra el comportamiento de la frecuencia ante esta contingencia:

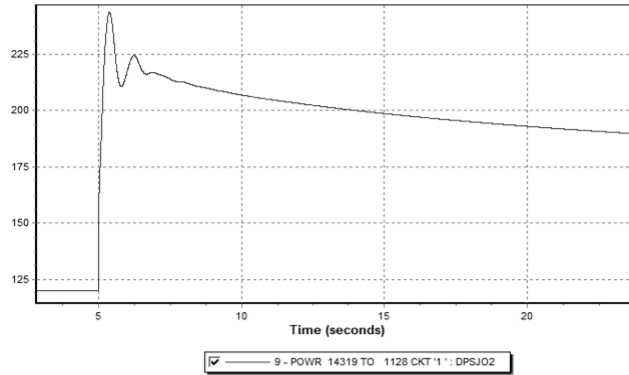
Figura 45. **Frecuencia en GSUR por disparo de SJO**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior el disparo provoca una oscilación amortiguada en la frecuencia del sistema, se alcanza un valor máximo de 60,025 Hz y como valor mínimo 59,925. Estos valores no representan riesgo para el SNI, el déficit de generación en tiempo real puede ser cubierto por los servicios complementarios. El flujo de potencia en la interconexión Gua-Mex tiene un incremento, tal como se muestra a continuación:

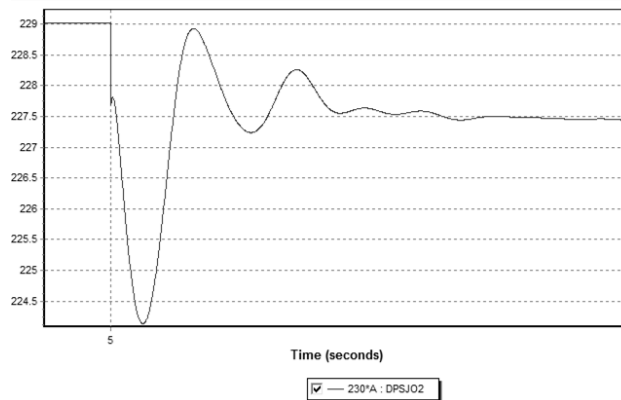
Figura 46. **Comportamiento del flujo de potencia de la interconexión Gua-Mex por disparo de SJO**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

El intercambio programado antes del disparo es de 120 MW, posterior al disparo se alcanza un valor máximo aproximado de 225 MW. Esta contingencia no representa riesgo de disparo de la interconexión. El comportamiento del voltaje es de la siguiente manera:

Figura 47. **Comportamiento del voltaje en GSUR por disparo de SJO**



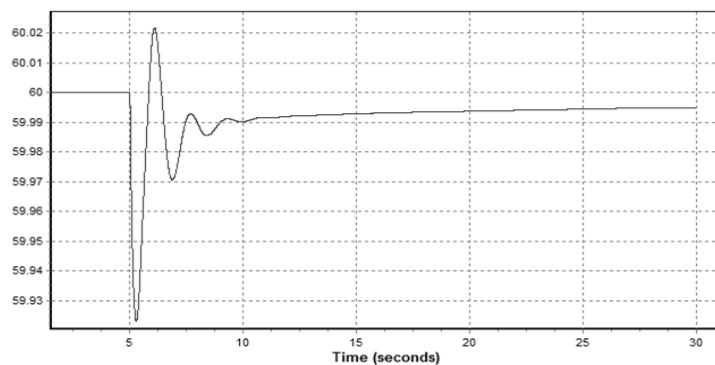
Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

El voltaje en el nodo GSUR experimenta una oscilación amortiguada y tiende a deprimirse de 229 kV a 227,5 kV, este valor se encuentra dentro de los rangos establecidos en los niveles de calidad del suministro. Existen nodos con altos voltajes en 69 kV en los nodos Petén, Poptún y La Libertad, Petén, estos son nodos de alto voltaje por su lejanía, su condición radial y por la poca demanda en el horario de la simulación, aun así, no existe riesgo de disparo, por lo que esta contingencia no representa riesgo para un colapso de voltaje en el SNI.

4.3.1.6. Disparo de la interconexión Gua-Mex

Se realiza la simulación de la contingencia de disparo de la interconexión Guatemala-México con un intercambio de potencia programado de 120 MW, con una demanda de 721 MW; el aporte de la interconexión representa el 16,64 % de la generación para el abastecimiento del SNI. La siguiente figura muestra el comportamiento de la frecuencia del SNI durante el disparo de la interconexión:

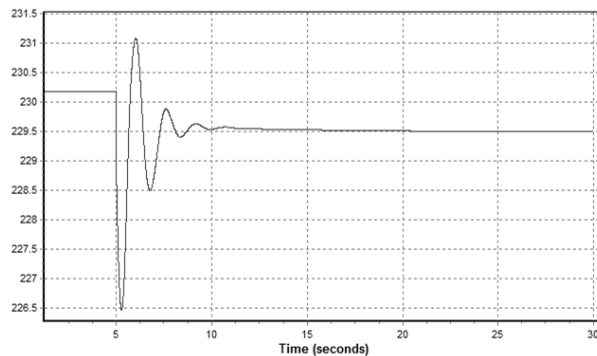
Figura 48. **Frecuencia GSUR por disparo de la interconexión Gua-Mex**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior el disparo provoca una oscilación amortiguada, alcanzando un valor máximo de 60,02 Hz y un valor mínimo de 59,925 Hz. Estos valores no representan riesgo para el SNI, porque no actúa ninguna etapa del esquema EDACBF. El comportamiento del voltaje es de la siguiente manera:

Figura 49. Voltaje GSUR por disparo de la interconexión Gua-Mex



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior antes de la contingencia el voltaje tenía un valor estable de 230,3 kV, durante el disparo la potencia experimenta una oscilación amortiguada alcanzando un valor máximo de 231 kV y un valor mínimo de 226,5 kV, posterior a la contingencia el valor de voltaje se deprime y estabiliza en 229,5 kV. Los voltajes en el resto de nodos del SNI alcanzan los siguientes valores:

Figura 50. Voltajes en el SNI por disparo de la interconexión Gua-Mex

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
BASE DE DATOS OPERATIVA
DEMANDA MÍNIMA, OCTUBRE 26,2016

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
1442 POP-69      69.000   1 1.0509 72.514
1495 PET-69      69.000   1 1.0661 73.564
1767 LLB-691     69.000   1 1.0714 73.929
1768 LLB-69      69.000   1 1.0734 74.065

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
* NONE *
```

Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

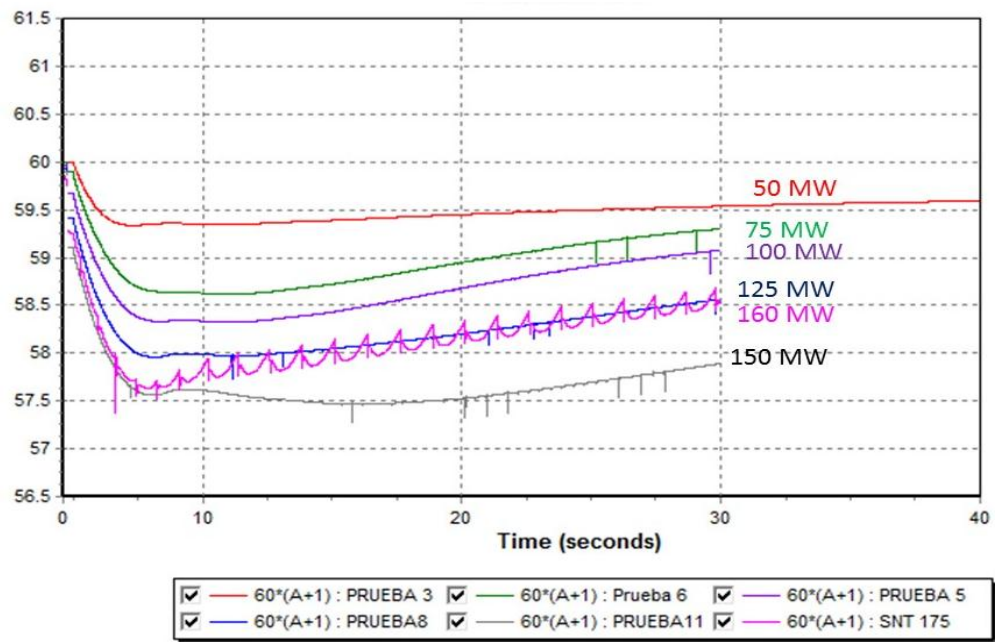
Tomando en cuenta los criterios mínimos de calidad del suministro, la figura anterior muestra los voltajes que se encuentran fuera de estos rangos. En el nivel de voltaje de 69 kV, en los valores arriba de 72,45 kV se encuentran los nodos Poptún, Peten y La Libertad, Petén, estos son nodos de alto voltaje por su lejanía, su condición radial y por la poca demanda en el horario de la simulación; las líneas tienen riesgo de disparo por alto voltaje. Para valores por debajo de 65,55 kV no hay nodos en el sistema. Se concluye que esta contingencia no representa riesgo para un colapso de voltaje para el SNI.

4.3.2. Demanda mínima en operación aislada

La operación del SNI de forma aislada se considera la condición más crítica para obtener el índice de máxima penetración de energía eólica. El siguiente estudio tiene como objetivo analizar el comportamiento de la inercia del sistema ante la misma contingencia, pero incrementando la energía eólica.

Se realiza la simulación de la contingencia con una demanda aproximadamente de 700 MW, se dispara la unidad más grande en operación, siendo la planta San José, con 133,1 MW durante el período de demanda mínima. Se realiza la misma contingencia incrementando la generación eólica para el Sistema Nacional Interconectado. La siguiente gráfica representa el comportamiento inercial del sistema frente a la contingencia:

Figura 51. Disparo SJO con diferente cantidad de generación eólica SNI



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior el disparo provoca un desbalance carga-generación, la energía eólica no aporta inercia al sistema, y mientras más energía eólica hay en el sistema la respuesta inercial es menor. Con 50MW la frecuencia se deprime hasta 59,5 Hz, con 75 MW se deprime hasta 58,5Hz, con 100 MW se deprime hasta 58,4 Hz, con 125MW se deprime hasta 58 MW, con 150 MW se deprime hasta 57,5 Hz y con 160 MW el sistema pierde estabilidad y se observan pequeñas oscilaciones.

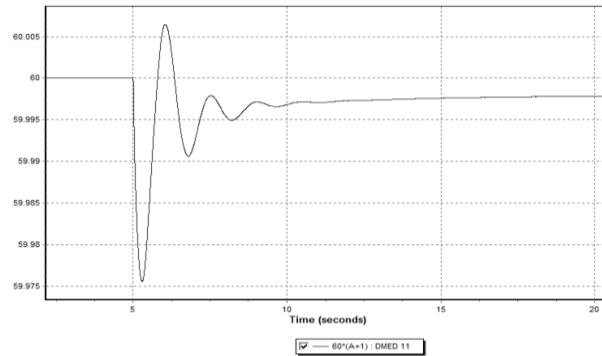
4.3.3. Demanda media

Se considera demanda media a la comprendida en los siguientes períodos horarios de 06:01 horas a 18:00 horas. Para el día que se tomó como referencia, la generación eólica tiene registrada una generación máxima de 42 MW y mínima de 12 MW. El aporte eólico es bajo para esta franja horaria, por lo que se tomó la decisión de analizar la contingencia del disparo del parque eólico más grande en operación.

4.3.3.1. Disparo de San Antonio en demanda media

Se realiza la simulación de la contingencia de disparo del Parque Eólico San Antonio, con una demanda en el Sistema Nacional Interconectado de 1287,53 MW; el aporte del parque eólico es de 52,8 MW, representando el 4,1 % de la generación. La siguiente figura muestra el comportamiento de la frecuencia:

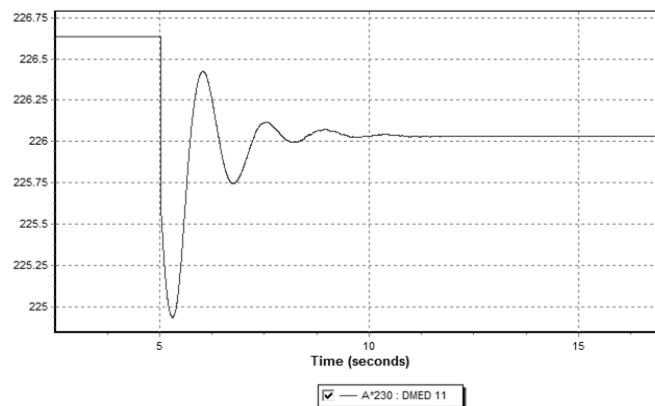
Figura 52. **Frecuencia GSUR por disparo de SNT en demanda media**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior el disparo provoca una pequeña oscilación amortiguada, alcanzando un valor máximo de 60,005 Hz y un valor mínimo de 59,975 Hz, estos valores no representan riesgos para el sistema. El comportamiento del voltaje se representa en la siguiente figura:

Figura 53. **Voltaje por disparo SNT en demanda media**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior antes de la contingencia el voltaje tenía un valor estable de 226,60 kV, durante el disparo el voltaje experimenta una oscilación amortiguada, alcanzando un valor máximo de 226,25 kV y un valor mínimo de 225,00 kV, posterior a la contingencia el voltaje se deprime y estabiliza a 226,00 kV; en el resto del sistema no hay nodos con valores fuera de los rangos establecidos, por lo que esta contingencia no representa riesgo para el SNI.

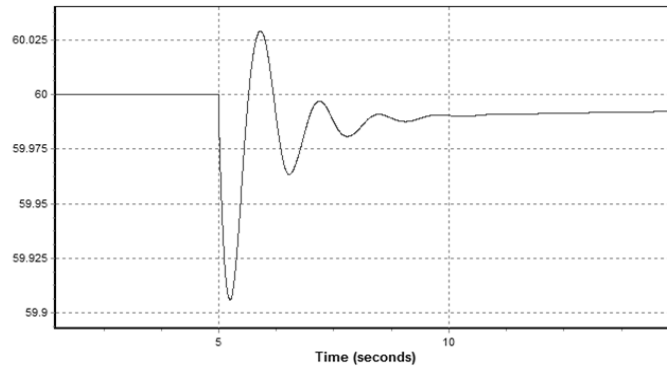
4.3.4. Demanda máxima

Se considera demanda máxima a la comprendida en los siguientes períodos horarios: de 18:01 horas a 22:00 horas. Para el día que se tomó como referencia, la generación eólica tiene registrada una generación máxima de 12 MW y mínima de 0 MW. Debido al bajo aporte eólico para este período horario la única simulación que se realizó fue el disparo de la planta más grande en operación.

4.3.4.1. Disparo de SJO en demanda máxima

Se realiza la simulación de la unidad más grande en operación durante el período de demanda máxima y se analizan las variables del sistema. Con una demanda de 1522,06 MW, la generación de la planta San José, con 134,1 MW, representa el 8,1 % de la generación del SNI. En la siguiente figura se muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema:

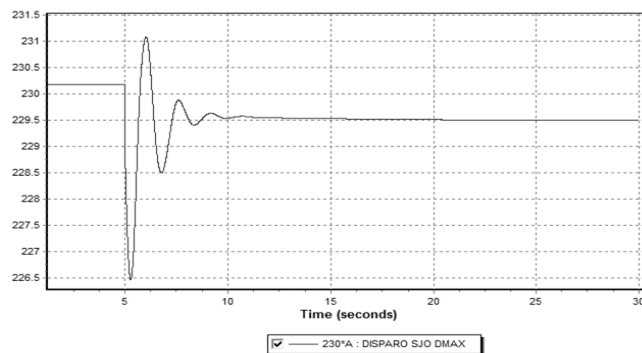
Figura 54. **Frecuencia por disparo de SJO**



Fuente: elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica el disparo provoca una oscilación amortiguada, alcanzando un valor máximo de 60,025Hz y un valor mínimo de 59,90Hz. Estos valores obtenidos no representan riesgo para el SNI. El comportamiento del voltaje en el nodo Guate-Sur es de la siguiente manera:

Figura 55. **Voltaje en GSUR por disparo de SJO en demanda máxima**



Fuente; elaboración propia, empleando PSS®E.

Según la gráfica anterior, antes de la contingencia el voltaje tenía un valor estable de 230,5 kV, durante el disparo el voltaje experimenta una oscilación amortiguada, alcanzando un valor máximo de 231,1 kV y un valor mínimo de 226,5 kV, posterior a la contingencia el valor de voltaje se deprime y estabiliza a 229,5 kV. Los nodos del SNI con voltajes fuera de rango en el nivel de voltaje de 69 kV, con valores arriba de 72,45, son los nodos de Petén y La Libertad, Petén. Estos son nodos de alto voltaje por su lejanía y por su condición radial; esta contingencia no representa riesgo para un colapso de voltaje para el SNI.

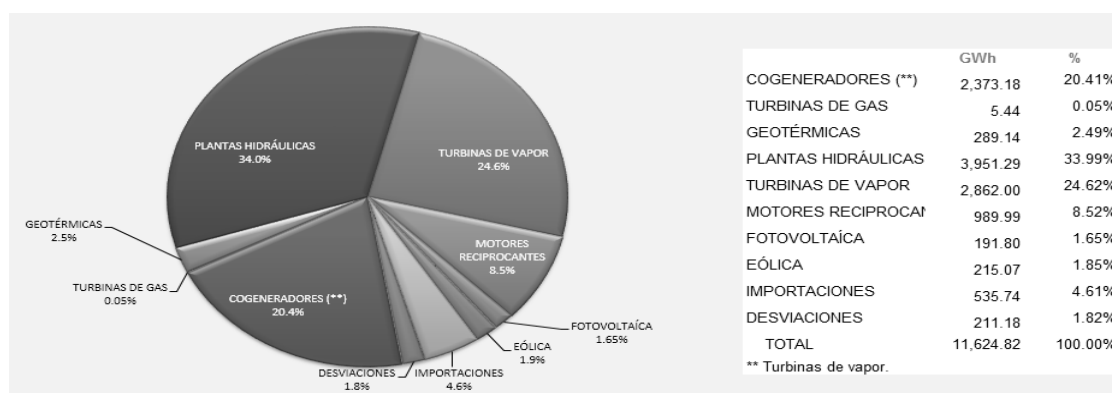
4.4. Análisis del despacho por alta penetración eólica

4.4.1. Análisis del impacto de los desvíos en el despacho

Con una integración masiva de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado habrá desvíos en el despacho diario por la intermitencia del viento. Al agotarse la Reserva Rodante Operativa para la regulación secundaria de frecuencia, se procederá al ingreso de unidades más caras para el abastecimiento de la demanda. Las centrales generadoras que cubren estas desviaciones deben tener la característica de ingresar a línea en menos de 20 minutos, por lo general son motores reciprocantes. Esta tecnología tiene un costo mayor al de la generación eólica. Cuando exista sobreoferta eólica se deberá desconectar parcialmente los parques o cambiar la inclinación de las aspas de los aerogeneradores para que dejen de girar. Actualmente en Guatemala no existe una normativa o metodología que regule este tipo de condiciones (para sobreoferta eólica).

La intermitencia del viento afecta la oferta firme de las centrales eólicas, porque se considera como indisponibilidad forzada la pérdida de generación por variación de viento no prevista en la programación diaria. Con ello participa en las transacciones de desvíos de potencia. A continuación se muestra la participación en producción de energía por el tipo de tecnología para el año 2016:

Figura 56. Participación en producción de energía por tipo de tecnología para el 2016



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. <http://www.amm.org.gt>. Consulta 20 de marzo de 2017.

La matriz energética de Guatemala es muy diversa y cambiante para la época lluviosa/seca. Para la época de interés, al tener una integración eólica masiva, también cambiará la participación de energía por participante productor, esto hará que sea un mercado eléctrico dinámico y competitivo.

4.4.2. Análisis del impacto en la reserva

Las plantas eólicas no proveen respuesta inercial, al existir una alta integración eólica la inercia total del sistema será reducida. Como consecuencia, habrá grandes desviaciones en la frecuencia instantánea debido a las variaciones de la demanda. Las centrales eólicas no participan en brindar el servicio complementario de Reserva Rodante Regulante, al existir una alta penetración eólica las demás tecnologías serán desplazadas, por lo tanto se reducirá la Reserva Rodante Regulante total para el SNI, existiendo un impacto negativo en la regulación primaria de frecuencia. Como ejemplo, al existir un déficit de generación en el SNI, la frecuencia se deprimirá, y esto conlleva otros problemas como desconexión automática de carga y colapso de voltaje.

Las centrales eólicas no participan en brindar el servicio complementario de Reserva Rodante Operativa (RRO), esto se debe a que no disponen de energía primaria almacenada. En un sistema con alta penetración eólica, al existir variaciones en el viento, la RRO operará cerca de los límites establecidos, por tanto, el Control Automático de Generación (AGC) tardará en restablecer la frecuencia a su valor nominal y, si esto no pasara, los operadores del sistema deberán ingresar a centrales de rápido ingreso.

4.4.3. Máxima potencia admisible

De acuerdo a los resultados de los estudios eléctricos realizados anteriormente, el análisis de flujo de carga, con la instalación de 11 parques eólicos, no reveló ningún problema en alguno de los escenarios estudiados, las cargas de las líneas de transmisión en los niveles de voltajes de 230 kV, 138 kV y 69 kV se mantienen por debajo de su capacidad nominal, ninguna supera el 100 % de su capacidad. Tampoco el rango de voltaje permitido, de acuerdo a las normas técnicas de calidad de suministro, se viola en ninguno de los escenarios investigados, exceptuando algunas líneas de transmisión, como lo son los nodos de Petén, Poptún y La Libertad, Peten. Estas, en 69 kV, por su lejanía y condición radial tienden a presentar valores fuera de rango.

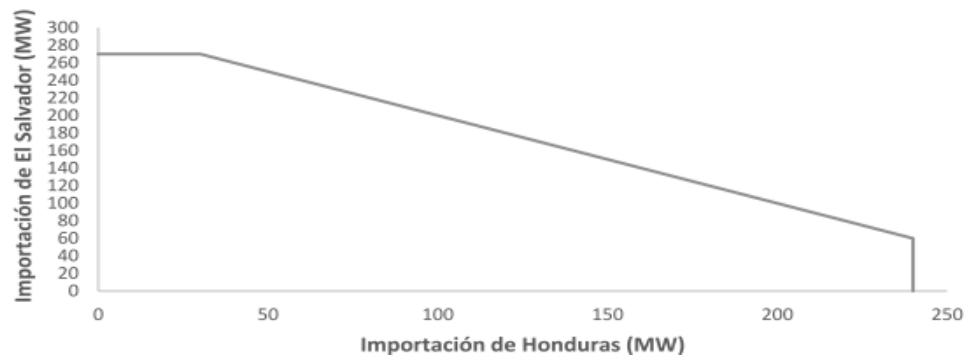
En las contingencias se estudió el disparo de los parques eólicos por regiones y el disparo de la máquina más grande conectada en el Sistema Nacional Interconectado. Dado que el sistema de transmisión posee redundancia no se obtuvieron resultados que comprometan la seguridad del suministro eléctrico. El Sistema Nacional Interconectado es más vulnerable a salidas espontáneas de servicio de un generador si opera de forma aislada del SER y del Sistema Eléctrico Mexicano. Actualmente las interconexiones no se abren de forma simultánea, lo que quiere decir que hacen más robusto el sistema y capaz de compensar pérdidas de generación durante contingencias, siempre y cuando no existan incumplimientos en la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

Para poder dar un porcentaje de potencia admisible en el Sistema Nacional Interconectado es importante considerar que se debe aumentar la cantidad de generación flexible, que sea capaz de adaptarse a los cambios bruscos de la generación eólica y solar, aunque por las características de viento del país existe poca relación en la operación simultánea a potencias completas para estos tipos de tecnologías, sin embargo, es importante tomarlo en cuenta.

Insertar más generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado representa un reto importante para el sistema. Se necesitan más reservas necesarias para el control altamente fiable de frecuencia. Con la capacidad instalada actualmente los límites relacionados con el estado estacionario y de estabilidad dinámica todavía no se alcanzan. Ante ello, la provisión de reserva secundaria es el principal factor crítico que limita un mayor incremento de energía eólica.

Se recomienda realizar estudios para el dimensionamiento de las reservas secundarias y cuando las capacidades disponibles para el suministro de reserva secundaria se puedan aumentar más allá de los límites disponibles actualmente. Para una operación interconectada la máxima potencia admisible de generación eólica también está restringida por la máxima transferencia de potencia de exportación hacia el SER. La siguiente gráfica describe los valores simultáneos de exportación entre Honduras y El Salvador:

Figura 57. Límites de máximas capacidades de transferencias de exportación de Guatemala hacia el SER para demanda mínima



Fuente: Ente Operador Regional. <http://www.enteoperador.org>. Consulta 1 de agosto de 2017.

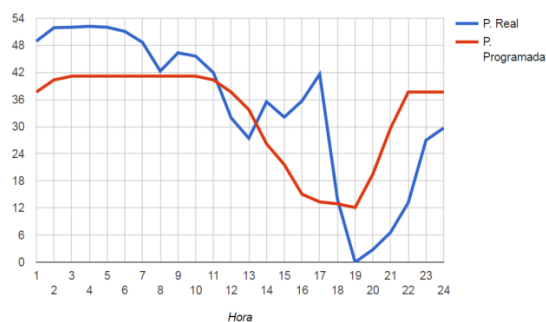
Según la gráfica anterior la máxima capacidad de transferencia es 300 MW, estos márgenes deben mantenerse para condiciones normales de operación, pueden variar de acuerdo al tipo de contingencia que exista en el SNI o en el SER. Para la interconexión con México la potencia admisible en condiciones normales de operación es 120 MW y 360 MW en condiciones de emergencia. Para una operación aislada, según los resultados obtenidos con 160 MW de generación eólica instalada, el SNI pierde inercia y existen pequeñas oscilaciones; para estas condiciones el sistema se encuentra en riesgo y con alta probabilidad de colapso. De acuerdo a las consideraciones anteriores y estudios realizados, se recomienda como máxima potencia admisible en el SNI para la condición de operación interconectados 500 MW y para la condición de operación aislada 150 MW.

4.4.4. Análisis del impacto en los costos marginales

Una integración masiva de generación eólica en el SNI desplazará a las unidades térmicas, desde el punto de vista económico, por la operación al mínimo costo del despacho de centrales generadoras. Debido a la variabilidad del recurso del viento, las centrales eólicas no pueden ser despachadas como se despacha una central térmica o hidroeléctrica (con embalse de regulación diaria).

Los costos marginales se ven impactados al momento de existir variabilidad de viento, cuando existe poco viento los operadores de sistema se ven obligados a ingresar centrales eléctricas con costos mayores, logrando así el aumento del costo marginal. Todo lo contrario al existir viento en abundancia. A continuación se detalla el comportamiento del pronóstico eólico versus el aporte real y las consecuencias que tiene en el mercado de oportunidad.

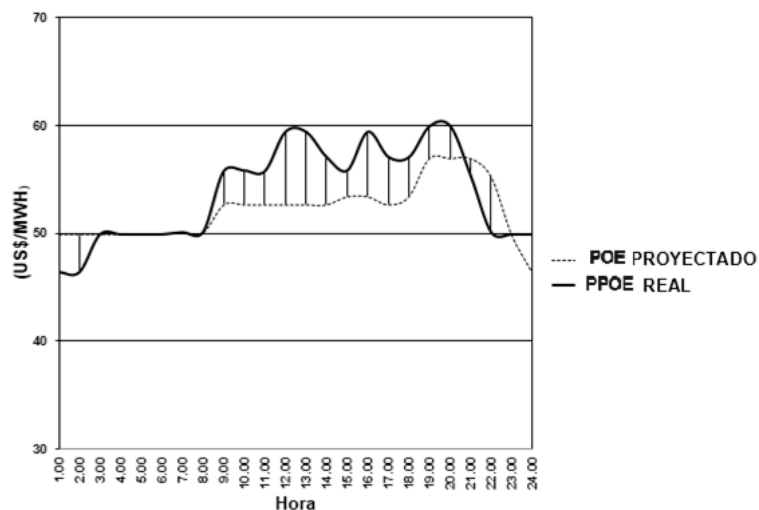
Figura 58. **Potencia eólica programada contra la potencia real**



Fuente: elaboración propia, con base en información del AMM.

La gráfica anterior muestra la incongruencia total entre la potencia programada contra el valor real de potencia obtenida de generación eólica. Para poder mitigar estos errores es necesario mejorar los métodos de estimación de viento. A continuación se analiza la gráfica del Precio de Oportunidad de la Energía -POE- contra la gráfica de la Proyección del Precio de Oportunidad de la Energía -PPOE-:

Figura 59. **POE contra PPOE**



Fuente: elaboración propia, con base en información del AMM.

La gráfica anterior muestra las desviaciones durante el día entre el POE y el PPOE, es importante recalcar que no se deben únicamente a las incongruencias en la estimación de potencia del viento, son varios los factores que intervienen, como la mala proyección hidrológica, la mala proyección solar e incluso la mala proyección de la demanda. Si el despacho estuviera sumamente penetrado con generación eólica, la intermitencia del viento tenderá a encarecer o bajar considerablemente el precio del mercado de oportunidad de la energía.

4.5. Mejoras para reducir los impactos negativos de la alta integración eólica

4.5.1. Mejoras en los servicios complementarios

Se deben realizar estudios para el dimensionamiento de las reservas operativas, esto con el objetivo de mejorar la eficiencia del mercado de los servicios complementarios. Para la Reserva Rodante Regulante se deben realizar estudios para el dimensionamiento, actualmente todas las unidades generadoras sincronizadas con el SNI están obligadas a dar el 3 % de su capacidad, la que no está asignada a la producción de energía. Al aumentar capacidad de regulación primaria de frecuencia se tendrá mayor capacidad para tomar las variaciones de potencia producidas por las intermitencias de viento, sumando esto también por desviaciones en la tecnología de generación solar.

Por experiencia de otros países se recomienda la implementación de una reserva terciaria, esta debe ser generación flexible y disponible, de uso exclusivo para corregir las desviaciones que producen las tecnologías de generación intermitente.

4.5.2. Distribución especial de las plantas eólicas

Con los estudios realizados se determinó lo importante que es tener distribuidas las plantas eólicas en esta región, esto con el objetivo de tener diferentes condiciones de viento, para tener mayor confiabilidad y reducir el riesgo de tener grandes pérdidas de generación provocadas por la variabilidad del viento. Los estudios del Sistema Nacional Interconectado se dividieron en regiones, siendo estas occidente, oriente y central. Al distribuir geográficamente las plantas eólicas las variaciones de viento en corto plazo no estarán relacionadas y se balancearán unas con otras, en consecuencia existirá mayor confiabilidad del suministro, menor intervención de servicios complementarios y de los operadores de control. A una mayor distribución geográfica, donde las plantas eólicas se encuentren instaladas, entran en juego otros factores como realizar refuerzos en la red de transmisión y otros aspectos técnicos que se deben estudiar con mayor detalle.

4.5.3. Explotación de tecnologías de punta

Las condiciones de operación y crecimiento del Sistema Nacional Interconectado están limitadas por requerimientos de demanda, competitividad, calidad de servicio, sustentabilidad y respeto al medio ambiente. Cada día es más complejo, por lo que es necesario el uso y explotación de equipos de tecnología de punta para tener mayor versatilidad en el control y velocidad de respuesta ante perturbaciones. Se recomienda el uso de las siguientes tecnologías:

- Utilizar el sistema de transporte en corriente continua de alta tensión HDVC (*high voltage direct current*), para el transporte de energía eléctrica para grandes distancias.

- Utilizar sistemas FACTS (*flexible AC transmissions systems*), estos equipos tienen como objetivo mejorar y flexibilizar la operación del sistema eléctrico, son sistemas con tecnología de punta en electrónica de potencia y de microelectrónica. Estos dispositivos ayudarán a proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia, controlando las tensiones en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas; ayudarán a permitir el incremento de cargabilidad en las líneas de transmisión a niveles cercanos a los límites térmicos y permitirán la disminución de oscilaciones.
- Utilizar dispositivos STATCOM (*static compensator*) para mejorar las condiciones de voltaje en puntos críticos, estos dispositivos tienen la habilidad de consumir o aportar potencia reactiva según sea requerida.
- Los dispositivos y tipos de tecnologías descritos anteriormente deben satisfacer las necesidades técnicas, económicas y ambientales, además, tienen como objetivo la operación segura y confiable de SNI.

4.5.4. *Smart grids*

Otra de las mejoras para reducir el impacto negativo de la alta integración de energía eólica en el Sistema Nacional Interconectado es el uso de las redes inteligentes, también conocidas como *smart grids*. La transición hacia redes inteligentes cambiará varios aspectos del mercado eléctrico actual en Guatemala, además, cambiará la relación entre los agentes pertenecientes al mismo.

Se define como red inteligente: “la integración en ingeniería eléctrica de los avances en las tecnologías de la información y comunicación, dentro del mercado eléctrico; permitiendo que las áreas de coordinación de protecciones, control, instrumentación, medida, calidad y administración de energía sean concatenadas en un solo sistema de gestión con el objetivo primordial de realizar un uso eficiente y racional de la energía”⁴.

Las redes inteligentes usan equipos y servicios innovadores, junto con nuevas tecnologías de información, control, monitorización y autodiagnóstico, que ayudarán a conseguir los siguientes objetivos:

- Automatizar y darle mayor robustez a la red de transporte, mejorando la operación de la red.
- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable.
- Mejorar la integración de generación intermitente, como eólica y solares.
- Cambiar el modelo de mercado eléctrico actual, posibilitando nuevas funciones y servicios a los agentes participantes.
- Gestión activa y seguimiento de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.

Al implementar este tipo de redes inteligentes también hay ciertas barreras, tanto la influencia de la regulación, como la legislación y los costos de inversión.

⁴ Red Eléctrica Inteligente. www.wikipedia.org/red_electrica_inteligente. Consulta: 11 de marzo de 2016.

4.6. Índice de máxima penetración eólica

Luego de analizar los diferentes escenarios con los once parques eólicos instalados en el Sistema Nacional interconectado sumando 491.70 MW entre ellos, se concluye que el índice de máxima inserción de generación eólica es cambiante a través de las diversas épocas estacionales del año, además de la operación de las interconexiones internacionales.

Esta investigación analiza el escenario más crítico y real que pueda suceder, por las condiciones del mercado, las limitaciones de los servicios complementarios y la información disponible. Así, se recomienda tener un nivel medio de penetración eólica. El escenario más crítico y real es la época seca durante la demanda mínima, según los registros históricos, por lo que se recomienda tener una penetración de potencia máxima del 70 % de la demanda del sistema al estar interconectado con México y el SER. Para una operación completamente aislada (situación que no se ha dado desde hace varios años) se recomienda una penetración máxima del 20 % de la demanda del sistema.

CONCLUSIONES

1. El índice de máxima inserción de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado es cambiante a través de las diversas épocas estacionales del año, además de la condición de operación de las interconexiones internacionales.
2. Según los registros históricos de medición, los mejores vientos para el país suceden en la época seca y durante la demanda mínima. La máxima inserción recomendada al estar interconectado es del 70 % y para una operación aislada es del 20 % de la demanda nacional. Estos valores, para una demanda de 700MW, son 491,70 MW de generación eólica al estar interconectados, y 150 MW de generación eólica al estar aislados.
3. Insertar más generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado reduce la inercia, esto representa un reto importante, se necesitan más reservas necesarias para el control altamente fiable de frecuencia para condiciones normales y de emergencia.
4. Con la capacidad instalada actualmente los límites relacionados con el estado estacionario y de estabilidad dinámica todavía no se alcanzan. Ante ello, la provisión de reserva secundaria es el principal factor crítico que limita un mayor incremento de energía eólica.

5. Debido a la robustez del Sistema Nacional Interconectado las contingencias estudiadas no presentaron grandes inconvenientes que comprometan la seguridad del suministro eléctrico.
6. Las mejoras para reducir los impactos negativos de la alta integración eólica conllevan una renovación del mercado eléctrico con nuevas estrategias de control y métodos de predicción.

RECOMENDACIONES

1. Realizar estudios para el dimensionamiento de las reservas secundarias cuando las capacidades disponibles para el suministro de reserva secundaria se puedan aumentar más allá de los límites disponibles actualmente, con lo que se pueden lograr penetraciones más altas que las actuales.
2. Al tener una alta integración eólica es útil aumentar la cantidad de generación flexible, para que sea capaz de adaptarse a las intermitencias de viento e irradiación solar.
3. Mejorar las proyecciones de estimación de las tecnologías de generación intermitentes, para tener escenarios más certeros y óptimos para el despacho y con ello lograr una operación confiable para el SNI.
4. Ante la variabilidad del recurso eólico se recomienda la implementación de nuevos modelos de mercado eléctrico que mejoren, remuneren y garanticen la disponibilidad de generación flexible.
5. Mantener la matriz energética con diversas tecnologías de generación, para garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

6. Distribuir pequeños parques eólicos en todo el país según el mapa eólico, en lugar de la instalación de grandes parques, con el fin de hacer uso de efectos de suavizado del aire a través de la distribución parcial. Además, con esto se reduce la probabilidad de contingencias con grandes cantidades de generación.

BIBLIOGRAFÍA

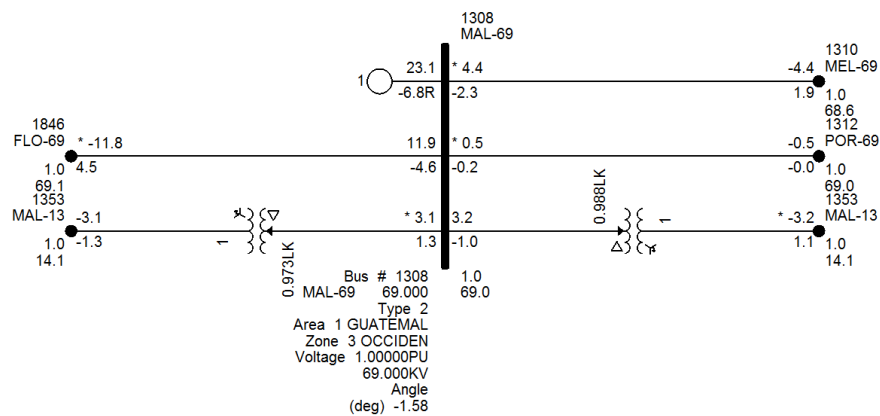
1. Administrador del Mercado Mayorista. *Norma de Coordinación Comercial*. Guatemala: AMM, 2007. 500 p.
2. _____. *Norma de Coordinación Operativa*. Guatemala: AMM, 2007. 56 p.
3. ARENAS, Adiela. *Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia con generación renovable*. Ecuador: OLADE, 2013. 69 p.
4. BROWN BOVERI, Asea. *Plantas eólicas, cuaderno de aplicaciones técnicas no. 12*. España: ABB, 2012. 119 p.
5. Decreto No. 93-96. *Ley General de Electricidad*. Congreso de la República de Guatemala, publicado en el Diario Oficial de Centro América el 15 de noviembre de 1996. 27 p.
6. GALLARDO QUINGATUÑA, Carlos Fabián. *Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica*. Trabajo de graduación doctoral. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, Universidad Carlos III de Madrid, 2009. 205 p.
7. Ministerio de Energía y Minas. *Resultado de mediciones de viento a partir del año 2006 hasta el año 2015*. Guatemala: MEM, 2015. 29 p.

8. POLANCO PERDOMO, Pablo. *Lineamientos para el desarrollo de parques eólicos en Guatemala*. Trabajo de graduación de Ingeniería Civil. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2012. 156 p.
9. WATT ARNAUD, Keith. *Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC*. Trabajo de graduación de Ingeniería Civil-Electricista. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2008. 190 p.

APÉNDICE

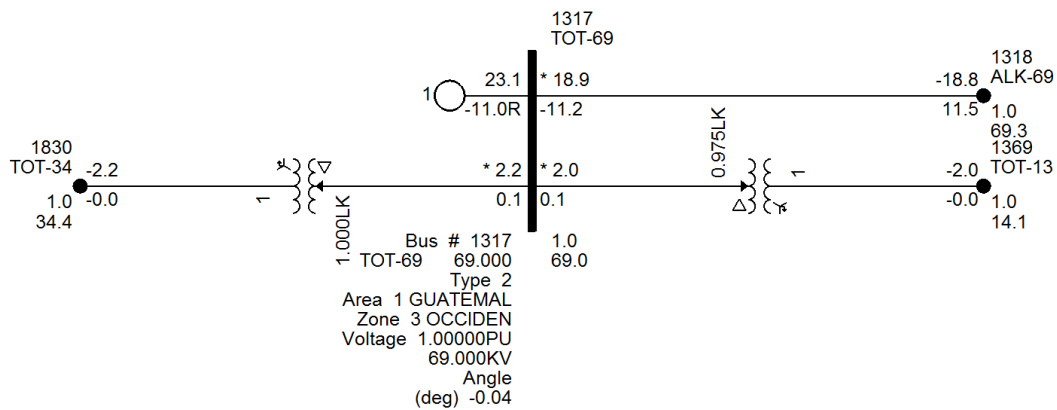
Apéndice 1. Diagramas de parques eólicos simulados

A continuación, se encuentran los diagramas de los parques eólicos simulados para este trabajo de graduación. El nombre se les asignó de acuerdo al nombre de ubicación del punto de medición. Para la región occidental se encuentran los parques eólicos El Rodeo, Santa Catarina, San Juan Ixcoy y Huehuetenango II. El Parque Eólico El Rodeo se instaló en la subestación Malcatán en 60 Kv y tiene una capacidad de 26,4 MW.

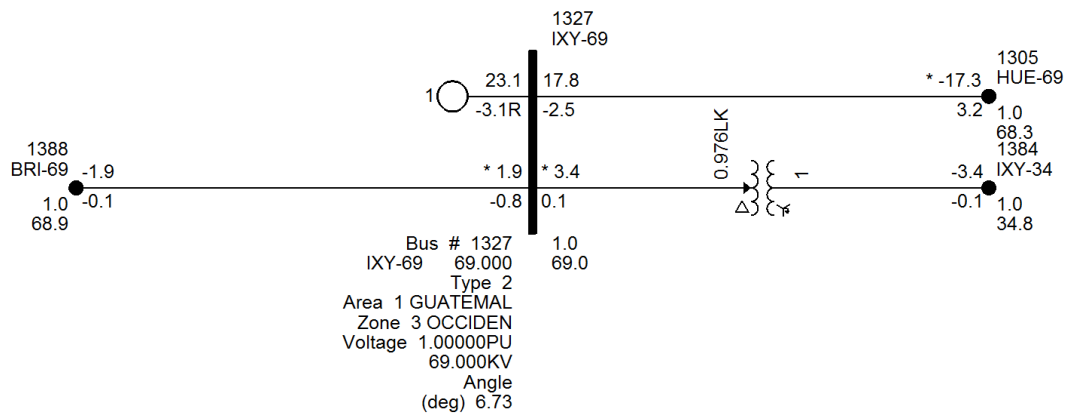


Continuación apéndice 1.

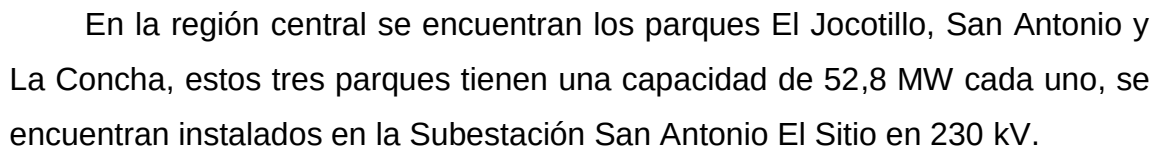
El Parque Eólico Santa Catarina se instaló en la subestación Totonicapán en 69 Kv y tiene una capacidad de 26,4 MW.



El Parque Eólico San Juan Ixcoy se instaló en la subestación San Juan Ixcoy en 69 Kv y tiene una capacidad de 26,4 MW.

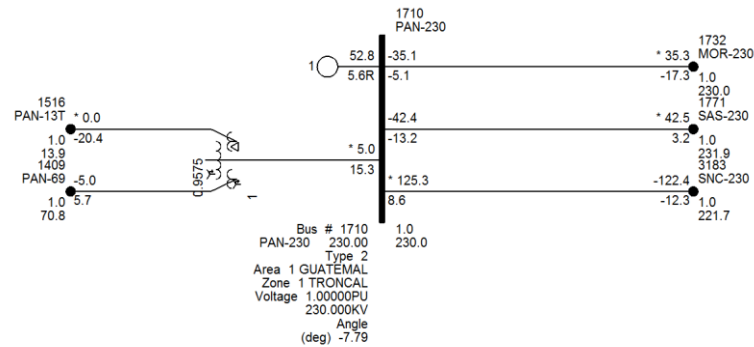


El Parque Eólico Huehuetenango se instaló en la subestación Huehuetenango II y tiene una capacidad de 52,8 MW.

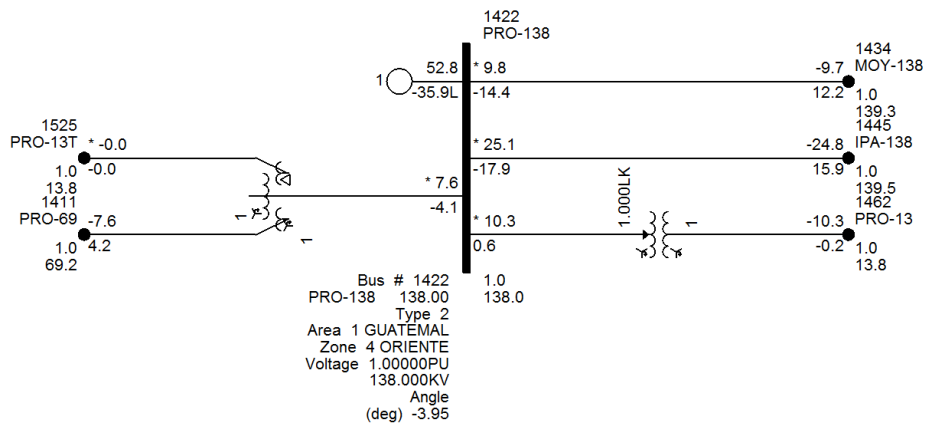


Continuación apéndice 1.

En la región oriental se instalaron lo parques El Durazno, El Matazano, El Salamar, Guayabales y La Brea. El Parque Eólico El Matazano se instaló en la subestación Panaluya en 230 kV y tiene una capacidad de 52,8 MW.

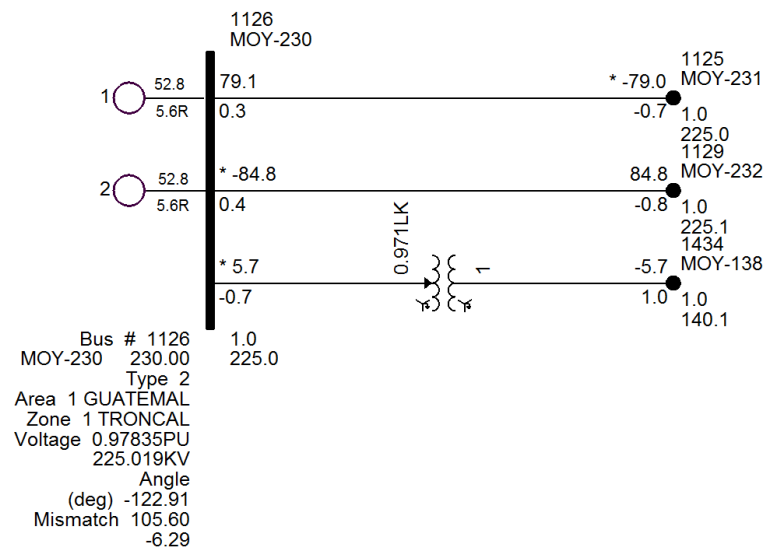


El Parque Eólico El Durazno se instaló en la subestación Panaluya en 138Kv y tiene una capacidad de 52,8 MW.

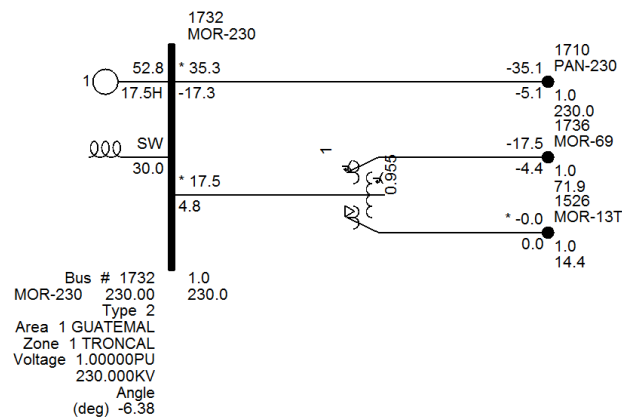


Continuación apéndice 1.

Los parques eólicos Salamar y La Brea se instalaron en la subestación Moyuta en 230 Kv y tienen una capacidad de 52,8 MW.



El Parque Eólico Bella Vista se instaló en la subestación Morales en 230Kv y tiene una capacidad de 52,8 MW.



Fuente: elaboración propia usando PSS®E.

