



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercado Eléctricos Regulados

**IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO
CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO**

Ing. Byron Isauro Quelex Simaj

Asesorado por el MSc. Ing. Julio Cesar Suy Yucuté

Guatemala, octubre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO
CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ING. BYRON ISAURO QUELEX SIMAJ

ASESORADO POR EL MSC. ING. JULIO CESAR SUY YUCUTÉ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
DIRECTOR	Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Ing. Josué Miguel Ramírez Lemus
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:

IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO

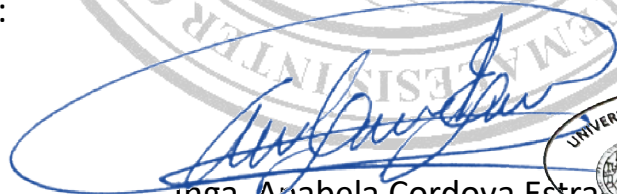
Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postrados de la Facultad de Ingeniería, con fecha 20 de julio de 2020.

Ing. Byron Isauro Quelex Simaj


DTG. 485.2021.

La Decana 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 Estudios de Postgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO**, presentado por el Ingeniero: **Byron Isauro Quelex Simaj**, estudiante de la **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



ing. Anabela Cordova Estrada
Decana



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DECANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
★

Guatemala, octubre de 2021.

AACE/asga



Guatemala, octubre de 2021

LNG.EEP.OI.018.2021

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO”

presentado por **Byron Isauro Quelex Simaj** quien se identifica con carné **200818857** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados**; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director



Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 05 de marzo de 2021.

M.Sc. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

M.Sc. Ingeniero Álvarez Cotí:

Por este medio informo que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL** de trabajo de graduación titulado: **“IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO”** del estudiante **Byron Isauro Quelex Simaj** quien se identifica con número de carné 200818857 del programa de **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados**.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el **Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014**. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.

Atentamente,

M.Sc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Área de Desarrollo Socio Ambiental y Energético
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería USAC



Guatemala, 29 de octubre de 2020

Ingeniero M.Sc.
Edgar Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería USAC
Ciudad Universitaria, Zona 12

Distinguido Ingeniero Álvarez:

Atentamente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que como asesor de trabajo de graduación del estudiante Byron Isauro Quelex Simaj, Carné número 200818857, cuyo título es **"IMPACTO AL INCREMENTAR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO"**, para optar al grado académico de Maestro en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados, he procedido a la revisión del mismo.

En tal sentido, en calidad de asesor doy mi anuencia y aprobación para que el estudiante Quelex Simaj, continúe con los trámites correspondientes.

Sin otro particular, me es grato suscribirme de usted.

Atentamente,



Ing. Julio César Suy Yucufé
M.Sc. Ingeniería en Mantenimiento

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Supremo creador, bueno y misericordioso; por permitirme culminar con éxito otro grado académico.
Virgen María	A su inmaculado corazón, que arde de amor divino, por su intención y compañía.
Mis padres	Rafael Quelex y Prisila Simaj, por su amor, esfuerzo y buen ejemplo.
Mis hermanos	Marlon, Evelyn y Helen Quelex Simaj, por su apoyo incondicional. Que este triunfo más les sirva de ejemplo.
Mis abuelos	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.
Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería	Por abrir nuevos programas de formación referentes a los mercados eléctricos.
Mi asesor	M.Sc. Ing. Julio Cesar Suy Yucuté, por su colaboración y dirección en mi trabajo de graduación.
Primera Cohorte	Por ser un grupo unido y el ejemplo de las siguientes generaciones.
Grupo de maestría	Edson Raymundo, Rafael Ávila, Dennys Carmaja y Mauro Santizo; por su amistad y apoyo incondicional durante el proceso de formación.
Ingenieros AMM/CDC	Por su colaboración, comprensión y cambios de turno durante mi proceso de formación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
OBJETIVOS.....	XXI
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXV
1. MARCO REFERENCIAL.....	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Energía eólica.....	5
2.1.1. Naturaleza y causas del viento	6
2.1.2. Clasificación de los tipos de aerogeneradores	7
2.1.2.1. Rotores de eje horizontal.....	7
2.1.2.2. Rotores de eje vertical	7
2.1.3. Componentes básicos de un aerogenerador	8
2.1.4. Principio básico de funcionamiento de un aerogenerador	8
2.1.5. Control de potencia de en los aerogeneradores	9
2.1.6. Métodos de estimación de potencia para la generación eólica.....	9
2.2. Energía solar fotovoltaica	11

2.2.1.	Naturaleza y casusas de la generación fotovoltaica	11
2.2.2.	Tipos de paneles fotovoltaicos	12
2.2.3.	Componentes básicos de una central con paneles fotovoltaicos	13
2.2.4.	Métodos de estimación de potencia para la generación solar fotovoltaica.....	15
2.3.	Mercados eléctricos y su regulación	17
2.3.1.	Modelos de mercados eléctricos	18
2.3.1.1.	Modelo tradicional	18
2.3.1.2.	Modelo tradicional con productores independientes	19
2.3.1.3.	Competencia mayorista.....	20
2.3.1.4.	Competencia mayorista y minorista	21
2.3.2.	Regulación de un mercado eléctrico	22
2.3.2.1.	Antecedentes y objeto.....	22
2.3.2.2.	Principio de la regulación	23
2.3.2.3.	Regulador.....	24
2.3.2.4.	Sujetos de la regulación	25
2.3.3.	Monopolio natural.....	26
2.4.	Impacto al incrementar energías renovables no convencionales a un sistema eléctrico de potencia	26
2.4.1.	Evolución del mercado hacia energías renovables no convencionales.....	28
2.4.2.	Efecto del orden de mérito	29
2.4.3.	Conceptualización de la máxima inserción de energías renovables no convencionales	30

2.4.4.	Mitigación de los impactos negativos debido a una alta integración de energías renovables no convencionales	31
2.4.4.1.	Redes inteligentes	32
2.4.4.2.	Flexibilidad de generación	33
2.4.4.3.	Gestión de demanda	34
2.4.4.4.	Tecnologías de almacenamiento de energía	35
3.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	37
3.1.	Revisión documental, gestión y recolección de la información	41
3.2.	Impacto en el mercado eléctrico	43
3.3.	Causas y efectos al incrementar generación no convencional debido a la variabilidad del recurso	46
3.4.	Impacto en la matriz energética.....	47
3.5.	Estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ante un escenario con alta integración de ERNC	48
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	49
4.1.	Impactos la incrementar generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco.....	49
4.2.	Causas de la generación no convencional debido a su variabilidad y sus efectos al incrementarla	58
4.3.	Impacto en la matriz energética al incrementar generación eléctrica no convencional	63
4.4.	Estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ante un escenario con alta integración	67

5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	71
5.1.	Causas de la generación no convencional debido a su variabilidad y sus efectos al incrementarla.....	71
5.2.	Impactos en la matriz energética al incrementar generación eléctrica no convencional	73
5.3.	Estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ..	74
5.4.	Impactos al incrementar generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco	75
	CONCLUSIONES.....	81
	RECOMENDACIONES	83
	REFERENCIAS	85

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Estimación de potencia total para centrales eólicas y solares	51
2.	Demanda de electricidad estimada	52
3.	Generación y cubrimiento de la demanda para época lluviosa	53
4.	Generación y cubrimiento de la demanda para época seca	53
5.	Generación y cubrimiento de la demanda para alto aporte eólico y solar.....	54
6.	Generación y cubrimiento de la demanda para un bajo aporte eólico y solar.....	54
7.	Comparación del Precio de la Oportunidad de la Energía	58
8.	Aporte de potencia de energías renovables para un día con buen recurso.	59
9.	Variabilidad horaria registrada para un día con buen recurso primario	60
10.	Variabilidad horaria esperada para un día con buen recurso primario, al incrementar generación no convencional	60
11.	Variabilidad histórica anual de la energía solar fotovoltaica	61
12.	Variabilidad anual de la energía eólica.....	61
13.	Variabilidad promedio total de ERNC de octubre a marzo	62
14.	Variabilidad promedio total de ERNC de abril a septiembre	62
15.	Matriz de generación optimizada para el despacho 2019 con buen aporte eólico y solar	64
16.	Matriz de generación simulada para el despacho para época lluviosa.....	64

17.	Matriz de generación simulada para el despacho para época seca	65
18.	Matriz de generación simulada para el despacho para un alto aporte eólico y solar	65
19.	Matriz de generación simulada para el despacho para un bajo aporte eólico y solar	66

TABLAS

I.	Variables estudiadas.....	40
II.	Operacionalización de las variables.....	40
III.	Generación eólica y solar estimada para el año 2030	50
IV.	Reserva rodante operativa.....	68
V.	Reserva rápida.....	68

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
I	Corriente eléctrica
\$	Dólar estadounidense
E	Energía
f	Frecuencia eléctrica
GWh	Gigavatio por hora
Hz	Hertz
Z	Impedancia
kV	Kilo voltios
MW	Megavatios
Ω	Ohmio
P	Potencia eléctrica
R	Resistencia eléctrica
s	Segundos
<i>t</i>	Tiempo
pu	Valor por unidad
<i>v</i>	Velocidad
V	Voltaje

GLOSARIO

Aerogenerador	Generador de energía eléctrica que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica.
AGC	Control de error de área.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Año estacional	Es un periodo de doce meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del siguiente, definido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CA	Corriente Alterna.
CFE	Comisión Federal de Electricidad (México).
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Demanda máxima	Es la potencia máxima del Sistema Nacional Interconectado, registrada por el Administrador del Mercado Mayorista durante el año calendario.
Despacho de generación	Es la programación de la generación para cubrir una demanda esperada.

Despacho económico	Es el despacho de las unidades de generación optimizado al mínimo costo para garantizar el abastecimiento de la demanda del Sistema Nacional.
Distribuidor	Persona, individual o jurídica, titular o poseedor de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
Efecto fotoeléctrico	Consiste en la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética.
EOR	Ente Operador Regional.
ERNC	Energías Renovables No Convencionales.
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.
Generador	Poseedor de una central de generación de energía eléctrica que produce electricidad.
Grandes Usuarios	Es el usuario que participa en el mercado mayorista cuya demanda de potencia excede al límite de 100 kW.

Importación	Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o servicios complementarios al Mercado Mayorista, desde el Mercado eléctrico Regional o desde cualquier otro mercado eléctrico.
Mercado eléctrico regional	Es el mercado eléctrico creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
Monopsonio	Es un tipo de mercado en el que existe un comprador único.
Operador del sistema	Organismo encargado de garantizar la correcta operación y coordinación del sistema de generación y transporte de electricidad, con la finalidad de asegurar la calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.
Potencia máxima	Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.
Precio de la oportunidad de la energía	Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, o en el periodo, es establecido por el Administrador del Mercado Mayorista como resultado del despacho.

PSS	Estabilizadores de sistemas de potencia.
Redespacho	Modificación de la programación efectuada en el despacho diario, debido a los cambios en las condiciones de los cuales se programó.
Regulador	Ente técnico con independencia funcional responsable de cumplir y hacer cumplir la ley general de electricidad, que define tarifas, dirime controversias, emite normas y disposiciones.
RRA	Reserva Rápida.
RRO	Reserva Rodante Operativa.
RRR	Reserva Rodante Regulante.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
Servicios complementarios	Son los servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con el nivel de calidad y margen de confiabilidad, de acuerdo con lo establecido en las normas técnicas.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.

Transportista

Persona individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

RESUMEN

El incremento de las energías renovables no convencionales en el mundo y Guatemala es inminente. Se encamina a la desvinculación de combustibles fósiles e incorporación de energías amigables con el medio ambiente, de mayor aceptación y de menor conflictividad social. Su aumento es de los retos que afronta el mercado eléctrico guatemalteco.

El objetivo de esta investigación fue identificar el impacto que tendrá para el año dos mil treinta el incremento de las energías solares y eólicas. Para ello, se recreó un escenario de despacho por medio de la herramienta de programación de la operación a corto plazo -NCP-, con la recopilación de información histórica de los parques en operación y las inserciones para los próximos años, de acuerdo con los planes de expansión de generación del Ministerio de Energía y Minas.

Los resultados identificaron los impactos en el despacho de las centrales generadoras, el impacto en el orden de mérito, impacto en la matriz de generación, el impacto en el precio de la oportunidad de la energía, impacto en los servicios complementarios, las estrategias operacionales para reducir los efectos adversos debido a su integración, las causas de la variabilidad de potencia y los posibles efectos al incrementarse. Por lo cual, aumentar la generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco conlleva múltiples impactos, en la forma en despachar las centrales, en los servicios complementarios, en la variabilidad de la generación por su estacionalidad y en los precios de oportunidad de la energía; así mismo, abre nuevas oportunidades de negocio y nuevos escenarios regulatorios.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

- Contexto general

“En las últimas décadas las energías renovables han tomado un impulso mundial con un desarrollo sustentable de las naciones” (Recalde, 2015, p1), Guatemala no ha sido la excepción, nuestra dinámica económica y el crecimiento poblacional a mediano plazo requerirá mayor capacidad instalada de energía eléctrica y, además, están existiendo efectos mundiales como “la disminución de emisiones de efecto invernadero, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y la migración hacia tecnologías más amigables con el medio ambiente” (Batlle, 2014, p.8).

- Descripción del problema

El crecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado, el cambio climático, la desvinculación de combustibles fósiles y la conflictividad social en el subsector eléctrico, han incentivado el aumento y la renovación de la matriz energética de Guatemala. Ante ello, se contempla la integración de energías renovables no convencionales. Estas son amigables con el medio ambiente, de mayor aceptación social y de menores costos de producción.

En Guatemala, existe un marco jurídico que incentiva la incorporación de este tipo de tecnologías y su incorporación al mercado eléctrico es un rol creciente, pero según Avendaño (2014) “existen ciertas restricciones técnicas, operativas, económicas y prácticas al implementar tecnologías de generación no convencional, derivado de su no aportación de inercia al sistema y su disponibilidad de energía” (p.2).

“El factor clave es que estas tecnologías es que no aportan inercia, están conectadas a la red a través de dispositivos electrónicos y al existir una falla severa provocan oscilaciones electromecánicas y la inestabilidad de la red, que puede llevar al colapso del sistema eléctrico de potencia” (Ledema, 2017, p.1)

De acuerdo con las primeras experiencias adquiridas de los primeros parques de generación no convencional que operan en el mercado eléctrico guatemalteco se han definido sus características especiales como su incontrolable energía primaria, su estacionalidad, su imprevisibilidad y su intermitencia “el aumentar su inserción según países desarrollados ha generado un paradigma para operar y planificar los sistemas eléctricos.” (Batlle, 2014, p.9). Existe a nivel mundial numerosos esfuerzos de investigación y desarrollo para poder mitigar sus efectos adversos. Hasta la fecha han identificado las posibles soluciones como crear tecnología para el almacenamiento de energía a bajo costo y la gestión para obtener respuesta de la demanda de los consumidores, creando nuevos hábitos de consumo.

La integración de energías renovables no convencionales de forma masiva conlleva nuevos desafíos para el mercado eléctrico guatemalteco en los temas operativos (previsibilidad, variabilidad, temporalidad y flexibilidad), técnicos (seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico) y de mercado

(dimensionamiento de servicios complementarios, reducción de precios marginales, fluctuación de precios mayoristas y desplazamiento de las tecnologías con combustibles fósiles). Para el mayor aprovechamiento de estos recursos es importante analizar el impacto y minimizar los efectos adversos, al mismo tiempo los beneficios del lado económico y ambientales.

- Formulación del problema

- Pregunta central

- ¿Cuál es el impacto al incrementar la generación eléctrica no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco?

- Preguntas auxiliares

- ¿Cuáles son las causas de la variabilidad de la generación eléctrica no convencional y los efectos al incrementarse?

- ¿Cuál es el impacto al incrementar la generación eléctrica no convencional en la matriz energética?

- ¿Cuáles son los cambios que se deben realizar en el Sistema Nacional Interconectado para reducir los efectos adversos ante un escenario con alta integración de energías renovables no convencionales?

- Delimitación del problema

- La investigación se realizó en el mercado eléctrico guatemalteco, considerando el parque de generación actual y escenarios de inserción de

generación eléctrica no convencional para siguientes diez años, considerando que las energías renovables no convencionales van creciendo en el mercado eléctrico guatemalteco. Su operación provoca impactos técnicos, económicos y sociales, debido a su variabilidad y flexibilidad, por lo cual, es importante identificarlos y mitigar sus efectos adversos.

OBJETIVOS

General

Determinar el impacto al incrementar generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco

Específicos

1. Identificar las causas de la variabilidad de la generación eléctrica no convencional y sus efectos al incrementarla.
2. Analizar el impacto en la matriz energética al incrementar generación eléctrica no convencional.
3. Identificar estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ante un escenario con alta integración de energías renovables no convencionales.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El enfoque del estudio fue mixto. El primer enfoque fue cuantitativo porque se determinó la cantidad a incorporar de generación y demanda, y se recrearon escenarios de despacho con la herramienta NCP. El segundo enfoque fue cualitativo porque en base a experiencias operativas de otros países con similares condiciones a Guatemala se identificaron estrategias operacionales para reducir los efectos adversos.

La investigación tuvo un alcance de tipo exploratorio porque actualmente la incorporación de energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico es de reciente incorporación y se encuentra en crecimiento; el impacto que causaran se evaluó a través del estudio de sus variables como la tecnología de generación, su variabilidad, estacionalidad y por su tipo de energía primaria.

El diseño de la investigación fue no experimental porque no se tuvo el control sobre las variables, la incorporación de estas tecnologías ya ocurrió. El tipo de investigación fue por periodo, se realizó un estudio longitudinal (o diacrónico) que da inicio en el año dos mil veinte y finaliza en el año dos mil treinta, específicamente sobre la incorporación de las energías renovables eólica y solar en el mercado eléctrico.

Se analizó el mercado eléctrico de Guatemala, de la cual su matriz energética es diversificada, investigando el incremento las energías renovables eólicas y solares (muestreo no probabilístico seleccionado por el investigador a juicio subjetivo) y el comportamiento del mercado eléctrico guatemalteco.

Las variables e indicadores fueron numéricas, observables con una escala de medición: de razón, nominal e intervalo; entre ellas se resumen: variabilidad de potencia, tecnología de generación, matriz energética y potencia eléctrica.

La investigación se desarrolló en seis fases de estudio cada una con diferentes métodos y técnicas, siendo ellas: La fase 1 abarcó la revisión documental que contempló consultar fuentes de información. La fase 2 incluyó la gestión y recolección de información. Se realizó por medio del método de la observación, se recolectó información de dominio público en las principales instituciones del subsector eléctrico, entre la información obtenida destacó la inyección de potencia histórica de las energías renovables eólicas y solares, y los planes de expansión de generación.

La fase 3 comprendió el análisis de la información y su impacto en el mercado eléctrico guatemalteco. Se realizó con el método de observación y analítico. Se evaluaron las condiciones actuales y con los planes de expansión se identificó la cantidad de generación no convencional y demanda estimada para el año 2030. Se identificaron los aportes históricos para las diferentes épocas del año y, con la técnica de proporcionalidad, se proyectó el despacho para simular diversos escenarios. La fase cuatro identificó las causas de la variabilidad de generación y sus posibles efectos al incrementarlas. Con la aplicación del método analítico se identificó su incidencia operativa sobre la RRO. La fase cinco comprendió el análisis del impacto en la matriz energética al incrementar generación no convencional. En esta fase se aplicó el método analítico, observación y con el programa NCP se identificó el desplazamiento en el orden de mérito de las centrales de generación. La fase seis se realizó con la técnica de investigación documental, a través del método analítico y de observación se comparó la experiencia de otros países y se identificaron las experiencias operacionales para mitigar los efectos adversos.

INTRODUCCIÓN

En el ámbito mundial el crecimiento de la demanda de electricidad, el cambio climático, la conflictividad social y la desvinculación de los combustibles fósiles han incentivado al incremento de las energías renovables no convencionales por sus bondades ambientales y económicas. En este contexto, el mercado eléctrico guatemalteco no es la excepción, pero la integración de estas tecnologías presenta desafíos operativos, técnicos y de mercado. Por ello, identificar los impactos conlleva, en el futuro, minimizar los efectos adversos y maximizar el aprovechamiento del recurso primario.

La investigación recreó un escenario del despacho de generación para el año dos mil treinta identificando los impactos técnicos y económicos, alimentado con información histórica de los parques en operación y con proyecciones de los planes de expansión de generación del Ministerio de Energía y Minas. Identificó las causas debido a su variabilidad, el impacto en la matriz energética y las estrategias operacionales para reducir los efectos adversos.

El informe final está compuesto por cinco capítulos: el primero abarca el marco referencial del estado del arte sobre las energías renovables no convencionales. El segundo capítulo presenta el sustento teórico. El tercer capítulo aborda el desarrollo de la investigación definiendo el tipo de estudio, paradigma de la investigación, enfoque, fases del estudio, técnicas utilizadas y unidades de análisis. El cuarto capítulo muestra los resultados de la investigación. El quinto capítulo realiza el análisis de los resultados obtenidos e identifica los impactos en el mercado eléctrico guatemalteco.

1. MARCO REFERENCIAL

Alrededor del mundo se han realizado diversas investigaciones para determinar los efectos de las energías renovables no convencionales sobre un sistema eléctrico de potencia, derivado a que “en las últimas décadas las energías renovables han tomado un impulso mundial con un desarrollo sustentable de las naciones” (Recalde, 2015, p1); Guatemala no ha sido la excepción y ha incentivado el crecimiento de estas.

Muchos estudios consideran únicamente los aspectos técnicos que tienen incidencia sobre la red, pero, dejan fuera otros como los impactos que son de importancia. Según Soler (2013) “es importante evaluar todas las consecuencias a producirse en un sistema eléctrico de potencia por el ingreso de grandes bloques de generación renovable no convencional”. (p.2).

La investigación de Soler tiene un apartado sobre los efectos económicos describiendo el impacto en el descenso en los costos marginales y demandas grandes como la minería. En el mercado eléctrico guatemalteco se han visto estos efectos económicos a pesar de que su capacidad instalada no supera el 10 % de la demanda nacional, derivado a sus bajos costos de producción y a que forman parte de la generación base para el cubrimiento de la demanda.

Según menciona Irrázaval (2019) “considerando las energías renovables no convencionales desde una perspectiva económica, considerando costos y beneficios de una política que sea proclive a las mismas, donde analizan los principales incentivos”. (p.2)

Tanto en otros países como en Guatemala se han desarrollado políticas públicas que favorecen la inserción de este tipo de tecnologías, pero la mayoría son abordadas desde el punto de vista ambiental, y dejan a un lado la magnitud de los impactos técnicos, políticos, sociales y económicos que conlleva tener una alta inserción. Para Guatemala principalmente son incentivos fiscales.

En Guatemala también existen estudios técnicos que detallan los impactos de las energías renovables no convencionales sobre la red, uno de ellos es un “análisis técnico para determinar la máxima inserción de generación eólica en el Sistema Nacional Interconectado” (Quelex, 2017, p.2), donde desarrolla una metodología para determinar la misma. La metodología empleada es un facsímil de estudios realizados en otros países, pero únicamente está delimitada para generación eólica y se deja fuera a la energía solar que se considera otro principal actor; aunque para las condiciones operativas de ambas tecnologías para Guatemala no operan de forma simultánea, la eólica con mayores aportes de 00:00 a 06:00 horas y de 17:00 a 23:59 horas mientras que la solar de 05:30 a 18:00 horas, dependiendo de la época estacional del año; por lo que, será un estudio de referencia para la investigación.

También existen metodologías como las de Lodesma (2017) “restricción óptima de la generación renovable no sincronizada teniendo en cuenta las limitaciones del estado estacionario y transitorio de estabilidad” (p.1). La investigación desarrolla una metodología que estudia la estabilidad transitoria mientras se desplaza la generación sincrónica, aplicables únicamente al operar un sistema eléctrico de potencia en condición aislada. Para Guatemala ya no se da porque cuenta con cuatro interconexiones extraterritoriales cerradas las 24 horas del día, pero aportaría buenas bases para desarrollar la investigación logrando condiciones óptimas y técnicamente factibles de operación.

Según menciona Morris (2017) “existen modelos de negocio para sistemas de almacenamiento ante un escenario con alta penetración de energías renovables no convencionales” (p.2). La investigación realiza una revisión de los modelos de negocio y regulación, cuenta de una limitada flexibilidad regulatoria del mercado chileno; la investigación de Morris ayudará a emplear y proyectar los sistemas de almacenamiento para poder mitigar y reducir los efectos adversos de estas tecnologías.

Según Saavedra (2005) es “importante estimar el impacto ambiental y económico de la incorporación de la energía eólica y solar en un sistema eléctrico de potencia” (p.1). Para ellos desarrolla una metodología que comprende diversos escenarios, comprendidos a un lejano horizonte de tiempo y teniendo como base la información histórica de la generación. La investigación desarrolla muy buenos escenarios de simulación que son apegados a la realidad y de lado ambiental logra cuantificar el porcentaje de reducción de dióxido de carbono derivado del proceso de desvinculación de los combustibles fósiles.

2. MARCO TEÓRICO

A continuación, se presenta el fundamento teórico del trabajo de investigación; “se consideran como energías renovables no convencionales a las tecnologías de generación eólica y solar” (Klimstra, 2015, p.30). En la primera sección se detalla la energía eólica y aspectos generales; en la segunda la energía solar y sus aspectos teóricos generales; en la tercera sección se desarrollan los fundamentos de regulación de un mercado eléctrico, desde sus inicios y principios filosóficos; en la cuarta sección se presentan los fundamentos teóricos de la inserción de las energías renovables no convencionales a un sistema eléctrico de potencia.

2.1. Energía eólica

La energía eólica es considerada una fuente de energía eléctrica no convencional, además, es renovable porque son recursos que continuamente se están regenerando a una velocidad similar a la de su consumo por el hombre y constituye una de las fuentes con mayor potencial de desarrollo. (Klimstra, 2015, p.31)

Proviene del movimiento de masas de aire y se considera una forma indirecta de la energía solar, puesto que el sol calienta masas de aire que produce un incremento de la presión atmosférica y con ello se logra el desplazamiento de masas a zonas de menor presión como resultado nacen las corrientes de viento. (Villarrubia López, 2004, p.65)

Según Rodríguez y Burgos Díaz (2003) “la conversión electromecánica de energía se realiza a través de la maquina eléctrica denominada aerogenerador, esta aprovecha las corrientes de viento (energía cinética) para convertirla en energía eléctrica gracias a una serie de componentes” (p.32).

2.1.1. Naturaleza y causas del viento

Según Moragues y Rampallini (2004) “el calentamiento de la superficie terrestre por acción de la radiación solar es el principal causante de los vientos” (p.22). Según Moragues y Rampallini (2004) el viento se genera a partir del calentamiento desigual que sufre la tierra, este es más intenso durante las horas del día, es decir “que las zonas más calientes se mueven sobre la superficie de la tierra en su movimiento de rotación” (p. 2)

De acuerdo con Stoft (2000) “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” (p.90). Se considera que “a lo largo del año las variaciones estacionales de la radiación solar incidente provocan variaciones en la intensidad y dirección de los vientos dominantes en cada uno de los puntos de la corteza terrestre” (Moragues y Rampallini 2004, p. 2)

El viento geostrófico, según se cita a continuación:

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. (Muñoz Jiménez, 2014, p.43).

2.1.2. Clasificación de los tipos de aerogeneradores

De acuerdo con Moragues y Rampallini (2004) “existen diferentes tipos de formas para poder clasificar a las turbinas eólicas, por su disposición física, por su construcción, por sus condiciones aerodinámicas, entre otras” (p.22). A continuación, se clasifica según el tipo de rotor y la disposición del eje de giro.

2.1.2.1. Rotores de eje horizontal

Los rotores de eje horizontal “giran en dirección perpendicular al viento incidente (eje de rotación paralelo al suelo)” (Moragues y Rampallini, 2004). Estos son los más utilizados 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. Las turbinas de eje horizontal se clasifican en turbinas con rotor multipala o aeroturbinas lentas y rotor tipo hélice o aeroturbinas rápidas”. (Moragues y Rampallini, 2004, p.23).

2.1.2.2. 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. (Rodríguez y Burgos Díaz, 2003, p.24)

2.1.3. Componentes básicos de un aerogenerador

Según Rodríguez y Burgos Díaz (2003) “los rotores de eje horizontal tienen una configuración básica que ofrece la mayoría de los fabricantes, no todas las tecnologías disponen en su totalidad de estos sistemas, algunos fabricantes han apostado por máquinas robustas y muy sencillas de concepto” (p.32).

Indica Villarrubia López (2004) que: “se denomina aerogenerador al sistema completo, incluyendo la torre; la turbina eólica es en realidad únicamente la parte aerodinámica del aerogenerador y la turbina eólica se identifica como el sistema motriz del generador eléctrico” (p.32). Rodríguez y Burgos Díaz (2003) identifica los siguientes componentes básicos en un aerogenerador “base, torre, sistema de orientación, góndola, generador eléctrico, equipo de medición de viento, equipo multiplicador, buje y palas del rotor” (p.33).

2.1.4. Principio básico de funcionamiento de un aerogenerador

Según Nuno Carvalho y Pereira da Silva (2019) “cuando el viento impacta sobre un aerogenerador, aumentan las fuerzas sobre las palas, estas fuerzas desarrollan un par mecánico y esfuerzos sobre los elementos” (p. 40). Así mismo, Rodríguez y Burgos Díaz (2003) indica que “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” (p.34). Rodríguez y Burgos Díaz (2003) también señalan que “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” (p.35).

2.1.5. Control de potencia de en los aerogeneradores

Moragues y Rampallini (2004) indican que para obtener el factor de potencia que se desee “los 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” (p.42).

Rodríguez y Burgos Díaz (2003) manifiestan lo siguiente:

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.

Los principales métodos para el control de potencia son: por cambio de ángulo de paso en donde se cambia el área efectiva por donde pasa el viento, por pérdida aerodinámica y por control de orientación cuando el aerogenerador no se encuentra de forma directa al viento. (p.23)

2.1.6. Métodos de estimación de potencia para la generación eólica

“Conocer los regímenes de los vientos es de vital importancia para el desarrollo de proyecto de energía eólica para lo cual es indispensable contar con series de tiempo de registro de velocidades de viento”. (Serrano Rico, 2013, p. 2).

En consecuencia, según Stoff (2000) “las predicciones de viento son importantes porque a través de las variables obtenidas se determina la factibilidad y viabilidad de un proyecto eólico” (p.123).

Moragues y Rampallini (2004) indican que “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” (p.75). Confirma Serrano Rico (2013) que “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” (p.142).

Hodge (2016) considera que:

Los operadores de sistema utilizan pronósticos de largo plazo estos se caracterizan por ser menores a una semana, pronósticos de día en adelante y pronósticos de hora en adelante; con el objetivo de identificar los recursos disponibles y contar con datos que puedan usarse en las decisiones de planificación del despacho y el mercado (p.12).

Como expresa José Andrade y Ricardo Bessa (2017) existen métodos de pronósticos: físicos (determinísticos en base a modelos numéricos de tiempo con ecuaciones que describen la dinámica y termodinámica terrestre), ensambles (que se basan en reducir las incertidumbres meteorológicas de corto y mediano rango), métodos estadísticos (series de tiempo), técnicas de inteligencia artificial y modelos híbridos (sistemas de inteligencia artificial de redes neuronales artificiales) (p. 1).

2.2. Energía solar fotovoltaica

Según Romero Tous (2010) “la energía solar fotovoltaica es considerada una energía de generación no convencional, se produce mediante el efecto fotovoltaico y es una fuente inagotable no contaminante para producir electricidad” (p.34).

Describe Yinghao (2011) que

La energía fotovoltaica consiste en la conversión de la radiación solar en electricidad a través de materiales semiconductores, para ello se utilizan paneles solares formados de un alto número de células solares que contienen un material fotovoltaico. Los materiales más usados son silicio mono cristalino, silicio policristalino, silicio amorfo, telurio de cadmio, seleniuro de cobre, indio y galio (p.13).

2.2.1. Naturaleza y causas de la generación fotovoltaica

Según Romero Tous (2010), se debe considerar

La naturaleza y causa de la generación solar fotovoltaica proviene del espectro electromagnético que produce la luz del sol, son ondas electromagnéticas que se desplazan por el espacio en diversas direcciones y alcanza la tierra en un tiempo aproximado de ocho minutos (p.22).

De acuerdo con Saldías y Ulloa (2008) “la energía solar proviene directamente de la radiación solar, es energía generalmente obtenida mediante paneles solares para su empleo en generación eléctrica”. (p. 31). La cantidad de radiación solar emitida sobre el planeta tierra es constante, pero no así la que es finalmente recibida a lo largo de su superficie.

2.2.2. Tipos de paneles fotovoltaicos

Romero Tous (2010) afirma que “existen diferentes formas de clasificar los tipos de paneles fotovoltaicos entre ellas están por su tamaño, nivel de voltaje, disposición de células (serie o paralelo) y por sus tipos de materiales de construcción” (p.13).

La investigación y desarrollo ha permitido a través de los años desarrollar paneles fotovoltaicos con materiales más eficientes y de menores costos de producción.

La clasificación según Noguera Salas, Alonso, y Villarreal Pdilla (2018) Su tipo de materiales de construcción es de las más importantes, como lo indican existen varios tipos de celdas, por ejemplo, las celdas monocristalinas, las cuales son abundantes, donde cada célula es cortada con un fino espesor de silicio, igualmente, están las células tipo policristalino, las cuales cuentan con diferentes cortes de silicio, una más eficiente que la otra en condiciones ideales de iluminación. En los últimos años se han venido realizando una serie de investigaciones para descubrir materiales que tengan propiedades fotovoltaicas y utilizarlos en la creación de nuevas celdas solares, entre los materiales encontrados destacan el dióxido de titanio, cobre y perovskita. (p.132).

Los principales parámetros para evaluar estos materiales son su flexibilidad, toxicidad, temperatura y conductividad. Se espera que los nuevos materiales que son analizados permitan la fabricación de paneles fotovoltaicos con niveles más altos de eficiencia.

2.2.3. Componentes básicos de una central con paneles fotovoltaicos

A continuación, se detallan los principales componentes de una central solar fotovoltaica, estos pueden variar de acuerdo con el diseño de cada central.

Los paneles fotovoltaicos como lo expresa Picasso (2017)

Se considera al dispositivo que genera electricidad a través del efecto fotoeléctrico, un panel o modulo consiste en un conjunto de células que se encuentran encapsuladas en dos capas de etileno vinilo acetato, entre una lámina al frontal y una tapa posterior. (p.13).

Generalmente, “es un polímero termoplástico, además, con frecuencia son se encuentran enmarcados en aluminio anodizado con el objetivo de darle mayor consistencia mecánica y facilitar su anclaje al momento de instalarlo” (Romero Tous, 2010, p.12).

De acuerdo con Romero Tous (2010) “los paneles más utilizados en la actualidad son de silicio y se pueden clasificar en: células de silicio monocristalino, de silicio policristalino y de silicio amorfo” (p.74).

También los inversores que según Klimstra (2015)

Es un dispositivo capaz de transformar corriente continua en corriente alterna, los paneles fotovoltaicos producen corriente continua este dispositivo es lo transforma a corriente alterna; debido a que la corriente más utilizada es la corriente alterna, posterior a su transformación puede utilizarse para el consumo o para venderlo a la red de distribución. (p.22).

De acuerdo con Klimstra (2015):

La investigación y desarrollo ha permitido contar con inversores de diferente potencia, voltaje y capacidad de corriente, así mismo, de ellos se puede obtener una serie de parámetros eléctricos para darle seguimiento/análisis a la demanda y proporcionar potencia reactiva a la red e incluso aportar estabilidad a la red. (p.23).

Según Romero Tous (2010):

También forma parte el sistema de orientación que es un sistema electromecánico en que el panel solar fotovoltaico se encuentra instalado y es capaz de darle seguimiento al recorrido solar; el objetivo del dispositivo es aumentar la producción solar, existen de diferentes tipos y materiales. Destacan más los de dos ejes, ejes polares, eje azimutal, y eje horizontal. (p.52).

Como indica Yinghao (2011):

El cableado son conductores eléctricos encargados del transporte de la energía eléctrica entre los diferentes módulos y bloques del sistema solar fotovoltaico, su resistencia debe ser casi nula para evitar las pérdidas por efecto joule, dentro de la gama de materiales de construcción existente sobresalen los conductores de cobre por su conductividad, baja resistencia y bajo costo. (p.52)

Según Morris Carmona (2017)

Otro de los componentes principales dependiendo son las baterías o acumuladores de acuerdo con se utilizan de acuerdo con la finalidad y uso de la central solar fotovoltaica, con mayor frecuencia se utilizan para sistemas aislados que permiten el almacenamiento de la energía eléctrica producida por los paneles solares durante el día y utilizar la energía

almacenada durante la noche. El dimensionamiento depende de cada aplicación, para los sistemas solares generalmente deben ser de ciclos de descarga profunda, bajos en mantenimiento y de larga vida útil. (p.74).

2.2.4. Métodos de estimación de potencia para la generación solar fotovoltaica

Según Yinghao (2011)

La estimación de la irradiación solar durante un día constituye un aporte crítico para predecir la producción de energía eléctrica de un parque solar fotovoltaico, estas proporcionan a los operadores utilidades y datos sobre las cuales se toman decisiones durante el despacho de generación; pueden ser pronósticos puntuales (a un único sistema) y pronósticos de área (a varios sistemas fotovoltaicos instalados en un área). (p.73).

Según Picasso (2017)

Los métodos de predicción solar pueden ser, generalmente, físicos o estadísticos; los enfoques físicos modelan explícitamente fenómeno atmosférico como parte de la predicción de irradiación utilizando la predicción numérica de tiempo modelos o imágenes del cielo, mientras que los estadísticos predicen la irradiación de la formación y los valores estadísticamente derivados”. (p. 32).

Bajo este fundamento se puede decir que “un enfoque físico realiza pronóstico basado en vectores de nubes en desarrollo a través de las últimas imágenes registradas del cielo y un enfoque estadístico utiliza datos históricos y actuales (procesos estocásticos) para predecir la producción futura” (Klimstra, 2015, p.52).

Según Picasso (2017)

Los resultados de los modelos de predicción numérica también se pueden introducir en los modelos estadísticos para mejorar el pronóstico, lo más habitual es que los modelos de predicción numérica se tengan que desarrollar y ejecutar con resoluciones espaciales y temporales superiores a los modelos generales. (p.63).

Según Muñoz Jiménez (2014)

Todos los modelos numéricos de la atmosfera se basan el mismo grupo de ecuaciones que gobiernan la atmosfera y las cuales son escritas en términos matemáticos (de advección, de conservación de la masa o de continuidad, hidrostáticas, termodinámicas, de estado, de vapor de agua). Los modelos numéricos difieren entre sí en las aproximaciones y suposiciones hechas en la aplicación de estas ecuaciones y en como ellas son resueltas para la representación de diferentes procesos físicos. A través del tiempo se han desarrollado diversos modelos, los atmosféricos se diferencian principalmente de la resolución espacial y temporal; cuando es mayor la resolución espacial es mejor su alcance temporal (plazo de validez de los pronósticos), los modelos atmosféricos clasificados como macro escala son los que tienen una resolución espacial menor. (p.63).

Como dice Muñoz Jiménez (2014)

Los modelos atmosféricos globales son conocidos como de macro escala que ofrecen pronósticos meteorológicos de mayor alcance, poseen resoluciones de doscientos kilómetros y su objetivo es identificar el comportamiento de la atmosfera para una determinada zona” y existen diversos modelos desarrollados con diferentes características de resolución espacial. (p.52).

Como expresa José R y Ricardo J (2017)

Los modelos atmosféricos locales que son modelos que abarcan su análisis en zonas específicas, son modelos que se consiguen interpolando los valores de salida de un modelo atmosférico global, su principal ventaja es que necesitan el menor esfuerzo computacional para su ejecución por estar limitados espacialmente. (p.24).

También existen diversos y algunos de acceso público.

2.3. Mercados eléctricos y su regulación

El negocio de la electricidad “ha experimentado a través de los años una serie de cambios, han surgido modelos económicos de acuerdo con las necesidades de cada época, el aumento de las economías de escala en la generación, transmisión y distribución con llevan varios factores económicos, técnicos y políticos” (Perez, 2002, p.4). Esta sección abarca la regulación eléctrica desde sus orígenes “partiendo en los años setenta por distintos motivos, las posibilidades técnicas, las filosofías políticas, el desencanto y la crisis financiera del sector público y el endeudamiento externo que cobra particular importancia en América Latina” (Solanes, 1999, p.1).

A partir de aquí “nacen figuras como los reguladores y los monopolios naturales, estos tienen a la regulación como un instrumento de intervención administrativa en un panorama de liberalización de los servicios económicos esenciales, en especial el sector eléctrico” (Olivares Gallardo, 2014, p.1).

Esta sección identifica los objetivos generales que la regulación integra al modelo energético para lograr el funcionamiento del sistema eléctrico, el funcionamiento del mercado, la defensa del consumidor y la defensa de la libre

competencia. “Los procesos de liberación y desregulación han creado una nueva clase de mercados eléctricos, donde cada uno tiene su propia identidad por las particularidades de la oferta, demanda y la regulación” (Bastidas Orrego, Montoya, y Vásquez Henao, 2009, p.1)

2.3.1. Modelos de mercados eléctricos

De acuerdo con Stoft (2000) “en el mundo el desarrollo de los sectores eléctricos se ha caracterizado por su dinamismo, su estructura ha evolucionado desde los mercados monopólicos tradicionales hacia los mercados desregulados y liberalizados, caracterizados por la libre competencia entre los agentes” (p.32). Latinoamérica no ha sido la excepción y los cambios se han realizado de acuerdo con las necesidades económicas, de demanda, oferta e hitos políticos. A continuación, se detallan los modelos más comunes de los mercados eléctricos;

2.3.1.1. Modelo tradicional

Según Fernández (2018):

Se le denomina modelo de empresa única integrada verticalmente, es el modelo de mercado eléctrico donde existe un único agente de mercado que se encarga de realizar las actividades de generación, transmisión y distribución; esta figura es poseedora de los derechos de todos los activos, así mismo funge el papel de operador y regulador del sistema eléctrico. Este modelo se considera un monopolio legal y ha sido utilizado desde los inicios del sector eléctrico. Generalmente, el papel de único agente ha sido fungido por el gobierno. Las razones aducidas para justificar la integración vertical son dos: los costes de transacción y monopolio natural, los consumidores solo reciben un comprobante con el importe del precio de la electricidad

como todo unificado. En este modelo las tarifas pueden ser escogidas bajo criterios técnicos, aunque prevalecen los criterios políticos. (párr. 5).

La Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Economico y Social (2005), plantea:

Se considera un monopolio legal de suministro de electricidad sobre un territorio donde se prestan los servicios, los consumidores no tienen elección para comprar a otra empresa y las funciones de operación de centrales de generación, líneas de transmisión y la facturación del servicio. (p.2)

Esto según Gordillo (2003) “la realiza únicamente una empresa” (p.456). En este modelo se limita a los consumidores que compran electricidad. Bajo este modelo los precios se regulan con el objetivo de brindar protección al consumidor, pero la muchas veces la fijación de precios son bajo injerencias políticos.

2.3.1.2. Modelo tradicional con productores independientes

Gordillo (2003) expresa

Este modelo de mercado eléctrico centra sus actividades bajo un monopsonio, en el existe un único comprador o demandante, este mercado posee una competencia imperfecta, el precio es determinado por el demandante lo que permite obtener mayor valor de la transacción de los que obtendría en un mercado competitivo. (p.457).

En este modelo surge una pequeña apertura del modelo tradicional. En él se segrega la generación de electricidad jugando el papel de comprador único la empresa o estado que posee el monopolio legal.

De acuerdo con este modelo, según Fernández (2018)

Los generadores privados, sabiendo que se encuentran en un monopsonio evitan hacer cualquier tipo de inversión a no ser que se les garantice una estabilidad en el precio durante el periodo de inversión, siendo otro motivo la competencia desleal que los obligue a buscar contratos de largo plazo, derivado a que el monopolio legal cuenta todavía con generadores. (párr. 6)

2.3.1.3. Competencia mayorista

La Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social (2005) lo considera “un modelo más sólido hacia la competencia de los mercados eléctricos, en él se disuelven los modelos de integración vertical y aparecen más agentes del mercado (generadores, distribuidores, comercializadores, grandes usuarios y transportistas), en el aparecen nuevas figuras como los operadores de sistema, operadores de mercado y los reguladores” (p.4). En este modelo nace la competencia regulada.

En este modelo se rompe el monopolio legal, las inversiones privadas en generación se pueden empezar a dar sin necesidad de que tengan que ser organizadas con contratos a largo plazo por parte del monopolio legal y los precios de las compañías de distribución pueden cargar a los pequeños usuarios están controlados por la legislación. (Fernández, 2018, párr. 7)

Bajo este modelo los clientes que forman parte del mercado minorista (distribución) están protegidos por un monopolio natural que tiene como objetivo regular los precios de los consumidores finales.

También, en este modelo, nace la figura de operador del sistema. Es la entidad que realiza las actividades necesarias para garantizar la continuidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico; Fernández (2018) “bajo la correcta coordinación entre las centrales generadoras y la red de transporte, asegurando así que la energía generada por cada central sea transportada hasta las redes de distribución bajo las condiciones de calidad exigibles según el conjunto de normas vigentes” (párr. 8)

Asimismo, Gordillo (2003) indica que “nace la figura del regulador del sistema que es una entidad (en su mayoría estatales) independiente encargada de la vigilancia y la supervisión del mercado eléctrico, además, tiene capacidad de emitir regulación que rige dicha actividad” (p.456). Dentro de sus funciones tiene las siguientes: “velar por el cumplimiento de sus adjudicatarios y concesionarios, define tarifas de transmisión y distribución (según sea el caso), dirime controversias entre sus agentes, emite normativas y disposiciones” (Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social, 2005, p.5).

2.3.1.4. Competencia mayorista y minorista

Como dice Fernández (2018) “en este modelo de mercado eléctrico se eliminan las barreras entre los participantes, los minoristas (consumidores) pueden acceder a realizar compras al mercado mayorista, generalmente lo realizan a través de un comercializador de energía” (párr. 17). Apareen los vendedores minoristas, que son una empresa de las distribuidoras que atienden a los consumidores y a otras empresas minoristas, nacen los servicios de pago

de peaje a las distribuidoras para poder usar su red, las interacciones entre el mercado conducen al descubrimiento de precios económicamente eficientes, el consumidor elige donde y con quien comprar energía; es un mercado sumamente competitivo el precio de venta al público ya no es regulado.

2.3.2. Regulación de un mercado eléctrico

A continuación, se detallan los antecedentes, objeto y el principio de la regulación de un mercado eléctrico.

2.3.2.1. Antecedentes y objeto

La regulación nace en la doctrina francesa según Gordillo (2003) “con el surgimiento de los servicios públicos, la noción del servicio público se caracterizaba como una actividad que era realizada por la administración (Estado) y fue el concepto que surgió para la construcción del antiguo derecho administrativo” (p.478). De acuerdo con Hauriou (1919) “las nociones más antiguas, un servicio técnico prestado al público de una manera regular y continua para la satisfacción de una necesidad pública y por una organización pública” (p.44).

Como lo plantea Gordillo (2003) “la doctrina y jurisprudencia definen las facultades del regulador para reglamentar un servicio público modificando incluso las condiciones para la prestación del servicio con el fin de adecuarlo a las circunstancias, necesidades económicas y sociales dentro del marco de la ley de la entidad respectiva” (p.534). El objeto de los servicios públicos es satisfacer una necesidad pública.

Según la Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social, (2005):

Los entes reguladores tienen su origen en la evolución moderna del derecho anglosajón y significaron apartarse del estricto principio de separación de poderes, una de las bases fundamentales del constitucionalismo moderno, del que países de dicho sistema jurídico fueron pioneros y principales promotores, siguiendo las ideas de algunos más destacados pensadores políticos, como John Locke y Thomas Jefferson. (p.6).

Por lo anterior, los principales reguladores nacieron en Estados Unidos a finales del siglo XIX, bajo el nombre de agencias federales.

2.3.2.2. Principio de la regulación

Según la Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social (2005) “los principios fundamentales de la actividad reguladora son la participación, transparencia y previsibilidad; responde a la idea que es necesaria una moderada dosis de intervención del Estado en los sectores que se regulan, que no señala límites precisos de la misma” (p.6). Según Gordillo (2003) “la regulación pretende olvidar los entes administrativos descentralizados, sometidos al control del Estado (en su mayoría), y enfatizar que se requieren autoridades administrativas independientes al poder central” (p.524).

Asimismo, otro de los principios según la Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social (2005) “el que concede no debe controlar, en este caso el que concede un monopolio no debe ser el que ejerza control sobre él” (p.7). “Los reguladores deben tener independencia y estabilidad, la independencia de sus funciones es decisiva, no debe estar sometida al poder

político para fijar sus metas y objetivos, por lo cual, son indispensables las garantías como la inamovilidad de los cargos o puestos del ente regulador” (Gordillo, 2003, p.527).

2.3.2.3. Regulador

De acuerdo con Gordillo (2003) “un ente regulador es como una oficina estatal independiente encargada de la vigilancia y supervisión de una actividad de interés estatal, aunque ejercida por los particulares, y con la capacidad de emitir la regulación que rige dicha actividad” (p.525). También otras fuentes lo definen como el órgano o centro encargado que regula en forma continua y suficiente.

De acuerdo con (Hauriou, 1919) “los reguladores resultan como una respuesta a las características de operación del sector eléctrico que implican económicas de escala, alcance restringido (monopolios naturales), de consumo masivo e inversiones de capital de altos costos”. Y según Gordillo (2003) “una de las características del regulador es que llevan una dosis moderada del intervencionismo estatal en los sectores que se regulan, aunque no puedan señalarse las barreras o límites de esta; así mismo se espera determinante la despolitización de las actividades reguladas” (p.524).

Las funciones que atribuyen doctrinalmente a los reguladores son:

La regulación del sector que cae en su competencia; la vigilancia del cumplimiento de las normas del sector, tanto las emitidas por el poder legislativo como por el ente mismo; sancionar, como controlador estatal de la actividad es también la primera instancia quien penaliza el incumplimiento de las normas que vigila; resolutora de conflictos, entre los prestadores de los servicios regulados entre sí o entre estos y los consumidores de los

servicios. (Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Economico y Social, 2005, p.6)

Según Gordillo (2003) “las finalidades del regulador son: reglamentar el servicio público, adecuar las condiciones de su prestación, atraer la inversión, mejorar la eficiencia del sector (competencia), separar roles y funciones, mitigar la interferencia política” (p.527); también se fundamenta en “establecer libre competencia en la prestación del servicio, en la desintegración-segregación de las distintas actividades y tener el libre acceso a las redes (trasmisión y distribución)” (Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Economico y Social, 2005, p.6).

2.3.2.4. Sujetos de la regulación

Según Gordillo (2003) “luego de la segregación de las funciones y establecer libre competencia en la prestación de los servicios, se consideran como sujetos de la regulación a los agentes de un mercado eléctrico siendo ellos” (p.527).

- Distribuidor
- Transportista
- Generador
- Grandes Usuarios
- Comercializador

También queda sujeto de la regulación el operador de mercado y el operador del sistema.

2.3.3. Monopolio natural

Según un economista que estudió los monopolios regulados como los servicios de agua potable, la electricidad y el sistema telefónico; Posner (2000) “un monopolio natural es permitido cuando la demanda es satisfecha de forma económica y eficiente por un solo productor, cuando la competencia resulta ser duplicidad las inversiones son desaprovechadas y como consecuencia falla en operar como mecanismo regulador” (p.25), en síntesis según Gordillo (2003) “existe un monopolio natural cuando hay ausencia total de competencia, debido a que un proveedor puede abastecer al mercado a un costo menor, con mayor calidad si existiese competencia” (p.529).

De acuerdo con Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social (2005) “para el sector eléctrico el servicio de distribución de electricidad se considera un monopolio natural, por sus altos costos de inversión que se necesitarían para tener duplicidad en la competencia” (p.8). Considerando que el mundo está en constante desarrollo y el sector eléctrico se encuentra en constante dinamismo, para poder romper el monopolio natural de la distribución es necesario tener un modelo de mercado con competencia mayorista y minorista de en la compraventa de electricidad.

2.4. Impacto al incrementar energías renovables no convencionales a un sistema eléctrico de potencia

Según Recalde (2015) “el contexto actual propone estimular e incentivar la migración hacia energías renovables dado a que hay abundancias zonas que se pueden explotar y al mismo tiempo ser sustentables con el objetivo de reducir las emisiones de bióxido de carbono y así cumplir con los compromisos internacionales produciendo energía limpia” (p.3). De acuerdo con Batlle (2014)

“las nuevas fuentes como el sol o el viento presentan una serie de características, como la variabilidad temporal y geográfica, que plantean retos importantes (en cuanto a temas operativos, técnicos y de mercado)” (p.8). La integración masiva de estas tecnologías conlleva según Shyam y Kanakasabapathy (2018) “una serie de efectos económicos por su menor costo operativo ocurre el desplazamiento del orden de mérito, por su variabilidad conduce a ser muy flexible y requiere soluciones a la red” (p.57).

El desarrollo de estas tecnologías requiere “infraestructuras de generación de redes inteligentes que logren flujos de energía multidireccionales y tecnologías de almacenamiento” (Gómez, 2018, p.2) para el mayor aprovechamiento de estos recursos es importante analizar el impacto y minimizar los efectos adversos, al mismo tiempo los beneficios del lado económico y ambientales. Se considera que el efecto en el mercado es el requerimiento del dimensionamiento de los servicios complementarios, reducción de precios marginales, fluctuación de precios mayoristas y desplazamiento de las tecnologías con combustibles fósiles.

Otra de las soluciones para mitigar los efectos de los efectos adversos de las energías renovables no convencionales es la gestión de la demanda, que consiste en “la planificación de actividades diseñadas para influir en el uso de la energía eléctrica de los consumidores, de manera que produzca el efecto deseado en la curva de consumo, esto es, efectos en el patrón de tiempo y en la magnitud del consumo” (Tejada, 2010, p.12), asimismo, “la implementación de redes inteligentes que deben ser integradas con el fin de producir un sistema benéfico tanto para los proveedores del servicio como para los usuarios, abriendo así nuevos mercados y generando nuevos modelos de negocio” (Andrade, 2011, p.2).

2.4.1. Evolución del mercado hacia energías renovables no convencionales

El mercado eléctrico “está marcando tendencia hacia las energías renovables no convencionales, siendo los máximos exponentes la tecnología de generación solar y eólica” (Klimstra, 2015, p.63); son diversas las razones y motivos para esta migración, las principales son:

- El cambio climático
- La desvinculación de combustibles fósiles
- La conflictividad social

Asimismo, son diversos actores que promueven la evolución del mercado, entre ellos, países de primer mundo que se encuentran en constante investigación desarrollando sistemas de generación más eficientes, rentables y económicos.

Según Díaz Andrade (2011) “las energías renovables no convencionales presentan una serie de características, como la variabilidad, temporalidad y estacionalidad; esto plantea retos importantes para la operación del sistema eléctrico al momento de convertirse en una opción para suplir la demanda de electricidad” (p.36). Estas características requieren mayores reservas para suplir los desbalances, esto con el “objetivo de garantizar la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro; estas tecnologías requieren nuevos modelos de mercado” (Klimstra, 2015, p.64).

La economía está construida en gran medida sobre el suministro fiable de electricidad barata, el desafío es poder mantener un sistema de suministro fiable y asequible con rápida expansión de las fuentes de energías

renovables intermitentes; no basta con crear el nuevo sistema sobre la base del antiguo para poder llevar a cabo la integración correctamente y garantizar la prosperidad en el futuro, se requieren nuevas condiciones de mercado y soluciones técnicas innovadoras. (Klimstra, 2015, p.65)

2.4.2. Efecto del orden de mérito

De acuerdo con Ulbing y Göran (2015) “el aumento de las fuentes de energías renovables no convencionales por su bajo costo de operación ha contribuido a reducir los precios mayoristas de electricidad, han provocado un cambio en el orden de mérito sustituyendo la generación convencional con mayores costos de operación” (p.64).

La clasificación de las centrales eléctricas según el orden de mérito clasifica en orden ascendente según su costo marginal de operación, la matriz de generación convencional generalmente empieza con centrales de carbón y nucleares; al introducir energías renovables no convencionales con costos marginales muy bajos desplazará a las centrales convencionales con costos altos, a esto se denomina efecto del orden de mérito. Esto significa que la demanda se puede satisfacer con una combinación de generadores con un menor costo marginal, esto reducirá los costos mayoristas de electricidad.

Las características operativas de las centrales no convencionales por su flexibilidad, estacionalidad y temporalidad; “conducen a tener un orden de mérito flexible, por lo que, se requieren tecnologías de generación que sean capaces de adaptarse a esos cambios, así mismo, el modelo de mercado eléctrico que remunere de forma eficiente esos costos” (Perez, 2002, p.53).

En un modelo ideal, el correcto funcionamiento del mercado desplazará a las tecnologías ineficientes, con costos altos y las sustituiría por nuevas tecnologías, más limpias y económicas; sin embargo, la intermitencia de las energías renovables no convencionales requiere un sistema eléctrico apoyado por fuentes controlables y necesariamente con mayores costos marginales. (Nuno Carvalho y Pereira da Silva, 2019, p. 1)

2.4.3. Conceptualización de la máxima inserción de energías renovables no convencionales

La penetración energías renovables no convenciones se “define de tres formas, según la capacidad instalada, según la penetración de potencia y según la penetración de energía” (ENEL X, 2019, p.1).

- “Penetración de capacidad instalada: se define como la relación existente entre la capacidad total de generación no convencional y la capacidad total de todo el sistema eléctrico del cual forma parte” (Klimstra, 2015, p.12)

$$PCI = \frac{\text{TotaldeGeneracionNoConvencional}}{\text{Totalde la Capacidad Instalada}} \quad \text{Ecuación I}$$

Según ENEL X (2019) “el total de generación no convencional es la sumatoria (de potencia) de todos los parques eólicos y solares 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)” (p.2).

- 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” (Klimstra, 2015, p.13):

$$PP = \frac{\text{Potencia entregada por generacion no convencional en el tiempo (t)}}{\text{Demanda total del sistema en el tiempo (t)}}$$

Ecuación II

“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” (Klimstra, 2015, p.13).

- Penetración de energía: se define “como la relación entre toda la energía eléctrica suministrada por los generadores no convencionales en un año y el consumo total de energía del sistema en ese mismo año” (Ulbing y Göran, 2015, p.35):

$$PE = \frac{\text{Energia entregada por generacion no convencional en un año}}{\text{Energia total consumida durante un año}}$$

Ecuación III

Según Klimstra (2015)

Para poder determinar los niveles de máxima penetración eólica y solar se utiliza la clasificación realizada por el laboratorio de Energías Renovables de los Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory*, ENREL), quien clasifica en bajo, medio y alto. Para los porcentajes mayores a 100 % se realizan exportaciones de energía a otras áreas de control a través de las interconexiones. (p.55)

2.4.4. Mitigación de los impactos negativos debido a una alta integración de energías renovables no convencionales

A continuación, se detallan las metodologías y herramientas para mitigar los impactos negativos debido a una alta integración de energías renovables no convencionales.

2.4.4.1. Redes inteligentes

El concepto general de redes inteligentes hace referencia a una red de energía avanzada acorde con los adelantos y tendencias del siglo XXI, que incorpora servicios y beneficios de las tecnologías de información digital a una infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica, asimismo, se debe aprovechar la integración de las fuentes renovables que surjan y ayudar a mitigar sus efectos. (Díaz Andrade, 2011, p.2)

También Red Eléctrica de España (2020) 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. (p.34)

Según Stoft (2000)

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. (p.35)

De acuerdo con Guacaneme, Velasco, y Trujillo (2014)

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. Asimismo, es relevante que las redes inteligentes son integradas con el fin de producir un sistema que sea de beneficio tanto para los distribuidores como para los usuarios, abriendo así nuevas oportunidades de negocio. (p.242)

2.4.4.2. Flexibilidad de generación

Según Stoft (2000) “se define la flexibilidad de generación a la capacidad de respuesta de una central generadora para subir y bajar generación de forma rápida, esta capacidad puede ser aprovechable para las desviaciones de generación provocadas por las ERNC” (p.35).

Según Ulbing y Göran (2015)

Se define la flexibilidad operativa como una propiedad importante de los sistemas de energía eléctrica y desempeña un papel crucial para la transición de los sistemas de energía actuales, muchos de ellos basados en combustibles fósiles, hacia sistemas de energía que pueden acomodar eficientemente altas partes de fuentes variables de energías renovables. (p.24)

Para sistemas eléctricos de potencia con alta integración de energías renovables no convencionales “la disponibilidad de suficiente flexibilidad operativa es un requisito previo necesario para la integración efectiva de la red de grandes proporciones de alimentación de energías renovables no convencionales” (Ulbing y Göran, 2015, p.25). Las centrales eléctricas que cuentan con capacidad de aportar generación flexible son los motores

reciprocantes, turbinas de gas e hidroeléctricas; estas tienen la capacidad contar con rampas de ascenso y descenso en tiempos menores a diez minutos, pero estas tecnologías se están desplazando por su alto costo variable (efecto del orden de mérito).

Rojo Olea (2018) comenta:

Se puede contar con flexibilidad para cada elemento del sistema de potencia siendo estos: flexibilidad de generación, flexibilidad de transmisión, flexibilidad de demanda y contar con estrategias operacionales. Contar con flexibilidad de generación en un sistema eléctrico de potencia genera un costo económico, depende del tipo de mercado este puede ser remunerado o no. Es posible contar con índices para comparar y evaluar de manera objetiva la flexibilidad de un sistema eléctrico de potencia, según las siguientes formas: de acuerdo con el porcentaje de capacidad instalada por tipo de generación relativo a la demanda; según la capacidad de rampa; según la diversificación de la matriz energética y la expectativa de la demanda no suministrada como índice operacional. (p.74)

2.4.4.3. Gestión de demanda

Según Rojo Olea (2018) define la gestión de demanda como “un conjunto de acciones dirigidas para gestionar de forma eficiente el consumo eléctrico de un lugar, para reducir los costos de suministro eléctrico, de las tarifas de acceso a la red y del sistema, incluidos los cargos por impuestos” (p.75). Las acciones tienen como objetivo modificar el consumo por bandas horarias, consumir energía eléctrica en los horarios cuando los costos marginales son más bajos y dejar de consumir cuando los costos marginales son altos.

También Tejada Alfonso (2010) comenta que “la gestión de demanda incluye la planificación e implementación de actividades diseñadas por la distribuidora eléctrica para influir en el uso eléctrico de los consumidores, de manera que se produzca el efecto deseado en la curva de demanda, esto es, efectos en el patrón de tiempo y en la magnitud del consumo” (p.73). Esto indica que existen diferentes actividades para incidir en el comportamiento de la demanda, entre ellas se pueden mencionar:

- Reducir los consumos eléctricos de los clientes
- Generación distribuida
- Gestión de la carga
- Implementar equipos con mayor eficiencia energética

2.4.4.4. Tecnologías de almacenamiento de energía

Según Shyam y Kanakasabapathy (2018) “la participación de energías renovables no convencionales está aumentando, esto afecta la estabilidad de la red y los sistemas de almacenamiento de energía son una solución prometedora, y de mucha importancia en los sistemas eléctricos de potencia modernos” (p.63), el almacenamiento de energía eléctrica “puede mejorar la estabilidad de la red, actualmente países como Japón, USA y Alemania ha desarrollado sistemas de almacenamiento a gran escala con el objetivo de ir desvinculando los combustibles fósiles como las principales tecnologías para mitigar las variaciones de la energías renovables no convencionales” (Guacaneme, Velasco, y Trujillo, 2014, p.95).

Como lo indica Morris Carmona, (2017)

Los sistemas de almacenamiento pueden jugar un rol importante para una alta inserción de energías renovables no convencionales, dada sus

diferentes aplicaciones de energía y potencia, sin embargo, los actuales esquemas regulatorios y de mercado provocan que los sistemas de almacenamiento tengan diferentes barreras. (p.74)

Para aprovechar mejor las energías renovables sin tener problemas con la flexibilidad de su aporte, se deben diseñar sistemas de almacenamiento que sean robustos, que permitan ser competitivos a nivel técnico y económico.

Según Guacaneme, Velasco, y Trujillo (2014)

En la actualidad existen diversas tecnologías que permiten el almacenamiento de energía eléctrica, como las baterías, volantes de inercia, condensadores electroquímicos. El almacenamiento de aire comprimido, el almacenamiento térmico, son usualmente grandes con importantes requerimientos de instalación, y los super conductores magnéticos son dispositivos de almacenamiento utilizados especialmente en aplicaciones de calidad y de potencia. (p.84)

Las baterías son, según Morris Carmona (2017):

Los sistemas de almacenamiento de energía más utilizados en las micro redes, estas permiten recargarse de forma fácil a raves del proceso electroquímico, para conectarse a la red generalmente se realiza a través de bancos provisto de sistemas de control, mientras que la compensación de potencia reactiva se realiza a través de capacitores. (p.89).

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación surge como consecuencia del rol creciente de las energías renovables no convencionales en la matriz energética de Guatemala por los beneficios que aportan. Entre ellos están: son amigables con el medio ambiente, tienen mayor aceptación de la población, tienen menores costos de producción y contribuyen al cumplimiento de las políticas ambientales del país. Tuvo un alcance de tiempo exploratorio de diez años y contribuyó a identificar impactos técnicos, operativos y de mercado. Su identificación minimizará, en un futuro, los efectos adversos y fortalecerán las estrategias operacionales.

Así mismo, se desarrolló una investigación no experimental y, de acuerdo con el papel que juega en el tiempo la investigación, se realizó por periodo y se llevó a cabo un estudio longitudinal o diacrónico, se observó el comportamiento de la integración de las energías renovables a la matriz eléctrica desde el primer parque instalado hasta los que ingresarán durante los próximos diez años de acuerdo con los planes indicativos de expansión de generación del Ministerio de Energía y Minas. Se observó el comportamiento de integración y se analizó para obtener información útil.

El enfoque del estudio fue mixto (cualitativo y cuantitativo) para utilizar las fortalezas de ambos tipos, combinándolas y tratando de minimizar sus debilidades potenciales. Tuvo un primer lugar un enfoque cuantitativo ya que se recolectaron y analizaron datos del comportamiento del crecimiento de las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico guatemalteco, con estos valores se analizaron los impactos provocados por su variabilidad; el segundo enfoque fue cualitativo porque recolectó información y se analizó, para

desarrollar una propuesta operativa para reducir los efectos adversos provocados por la intermitencia de las energías renovables no convencionales.

Además, la investigación tuvo un proceso exploratorio porque actualmente la incorporación de energías renovables no convencionales al mercado eléctrico es de reciente incorporación y se encuentra en crecimiento. El impacto que causarán en el mercado se evaluó a través del estudio de sus variables como la tecnología de generación, su variabilidad al aportar potencia, su flexibilidad, su temporalidad, su tipo de energía primaria y el tipo de matriz energética.

Para lograr los objetivos de la investigación se realizaron varias fases en las cuales se recolectaron datos teóricos, información de dominio público en las empresas del sector eléctrico, se analizó y sintetizó; se proyectó un escenario para el año dos mil treinta, tomando en cuenta los escenarios de integración de los planes de expansión de generación, se definieron sus impactos, sus efectos adversos y se generaron las posibles soluciones para poderlas mitigar.

La investigación tuvo un alcance exploratorio porque las energías renovables no convencionales se encuentran aún en desarrollo, son poco estudiadas y novedosas, por su reciente incorporación en el mercado eléctrico guatemalteco. Se exploró la posibilidad un escenario del mercado eléctrico de Guatemala con alta integración de energías renovables no convencionales, principalmente energía eólica y solar; así mismo, se indagó problemas que puedan surgir bajo esa condición y sugerir propuestas para mitigarlos.

Con los proyectos de energías renovables no convencionales que se encuentran en operación, en ejecución y en planificación, se creó una tendencia y generó un escenario para el año dos mil treinta; se analizaron los problemas por su variabilidad y estacionalidad; también se identificaron las estrategias

operacionales que pueden ayudar a realizar propuestas y sugerir cambios operativos para reducir los efectos adversos.

Se analizó el mercado eléctrico de Guatemala, su matriz energética se encuentra compuesta por tecnologías de generación convencional y no convencional. Se investigaron las energías renovables no convencionales (a través de muestreo no probabilístico) y su comportamiento ante una alta integración.

Las variables que se estudiaron y se operacionalizaron fueron:

- Variabilidad de generación: es el cambio de potencia eléctrica (MW) que se aporta al sistema de un horario a otro, se estudió la variabilidad horaria histórica de las energías renovables eólica y solar; que se obtuvieron a través de postdespachos del AMM.
- Tecnología de generación: según el combustible que utilizan para generar energía eléctrica, se obtuvo a través de los programas de despacho diario del AMM.
- Matriz energética: combinación de tecnologías de generación que se utilizan en Guatemala, se obtuvo a través de los informes estadísticos del AMM.

Las variables se clasificaron en:

Tabla I. **Variables estudiadas**

Criterio	Categórica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de Medición
	Dicotómica	Policotómica	Discreta	Continua			
Variable							
Variabilidad de generación eléctrica				x		x	Razón
Tecnología de generación				x		x	Nominal
Matriz energética				x		x	Nominal

Fuente: elaboración propia.

Las variables se operacionalizaron de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla II. **Operacionalización de las variables**

Criterio	Operacionalización	Dimensión	Indicador
Variable			
Variabilidad de generación eléctrica	Clasificación	Única	Potencia de Energía Solar Potencia de Energía Eólica
Matriz energética	Clasificación	Solar Eólica Hidroeléctrica Geotérmica Carbón Biomasa Motores Reciprocantes	Porcentaje de participación de tecnología.

Fuente: elaboración propia.

Las técnicas de análisis de la información utilizadas fueron: el método analítico, método de observación, método comparativo, promedio,

proporcionalidad y para las simulaciones una tolerancia de convergencia definida por en base a la experiencia y recomendación del fabricante. La utilización de cada una se detalla en las fases de la investigación.

La investigación se realizó durante la pandemia mundial COVID19. Esta condición no afectó el desarrollo de la investigación porque la mayoría de información se recopiló por medio de los portales electrónicos de las empresas del subsector eléctrico, videollamadas, y correos electrónicos.

3.1. Revisión documental, gestión y recolección de la información

Para la revisión documental se consultaron fuentes de información como: libros, artículos científicos, revistas reconocidas, estudios eléctricos, reglamentos, leyes internacionales, entre otros; relacionados con energías renovables y su incorporación a sistemas eléctricos de potencia, esta búsqueda permitió conocer el sustento teórico para desarrollar la investigación.

Se obtuvieron datos de dominio público de las principales empresas del subsector eléctrico de Guatemala, entre ellos destacan:

Ministerio de Energía y Minas: de esta entidad se obtuvo la siguiente información:

- Planes indicativos de Generación
- Planes indicativos de Transmisión
- Autorizaciones de nuevas centrales
- Autorizaciones de proyectos en operación
- Autorizaciones de proyectos en planificación
- Resoluciones

Comisión Nacional de Energía Eléctrica: de esta entidad se obtuvo la siguiente información:

- Informe estadístico de la gerencia de planificación y vigilancia de mercados eléctricos.
- Comportamiento de la matriz energética.
- Resoluciones.
- Ley general de electricidad.
- Normas de coordinación comercial y operativa.
- Reglamentos.
- Licitaciones.

Administrador del Mercado Mayorista: de esta entidad se obtuvo la siguiente información:

- Capacidad instalada a septiembre del año 2020
- Estadísticas del Mercado Mayorista
- Generación Mensual por planta del año 2015 al 2020
- Precios spot anuales
- Informes estadísticos anuales del año 2015 al año 2019
- Oferta firme eficiente
- Gráficos del spot de enero del año 2019
- Agentes habilitados
- Postdespachos mensual de enero del año 2019
- Postdespacho diario del día 16 de enero del 2019
- Programa de despacho diario del día 16 de enero del 2019

Con la información recopilada, utilizando el método analítico y observación, se identificó en los planes de expansión de generación la cantidad en megavatios de energías renovables no convencionales proyectados para ingresar al sistema en un horizonte de diez años. En el informe estadístico de año 2019 se identificó el mes y el día con mayor aporte de energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico guatemalteco, con la ayuda de los postdespachos se obtuvieron los aportes horarios para cada central de generación que operó durante dicho día. Además, se realizó la comparación entre el programa de despacho diario y el postdespacho para el día de mayor aporte, identificando variables de interés específicamente desviaciones positivas y negativas.

Considerando que las proporciones de viento y sol son las mismas en el territorio nacional, por los patrones de generación de los parques en operación según el histórico de los últimos cinco años. Se identificó la curva de generación horaria para cada tecnología durante el día de mayor aporte del dos mil diecinueve, se le agregaron de forma proporcional la cantidad de generación a insertarse en un horizonte de diez años, obteniendo así, una curva de generación eólica y solar aproximada para el año dos mil treinta. Además, se identifica en los planes de expansión la demanda máxima proyectada para el año dos mil treinta.

3.2. Impacto en el mercado eléctrico

Para determinar el impacto que tendrá la inserción de generación eólica y solar para el año dos mil treinta se simularon escenarios de despacho con la herramienta de programación de la operación a corto plazo NCP, organizando la información de entrada así:

- Generación eólica proyectada por el MEM.
- Generación solar proyectada por el MEM.

- Demanda estimada para el año 2030 por el MEM.
- Base de datos del 2019 para un día lluvioso (02/11/2019).
- Base de datos del 2019 para un día seco (25/04/2019).
- Base de datos del 2019 para el día de mayor aporte de energía solar y eólico (16/01/2019).
- Base de datos del 2019 para el día de menor aporte de energía solar y eólico (16/10/2019).

Con la técnica de proporcionalidad (entre el histórico de aporte eólico/solar del año 2,019 y la potencia máxima para el año 2,030) se obtuvo la curva de generación estimada para las centrales eólicas y solares; con la información anterior y con la ayuda del programa de programación de la operación a corto plazo NCP se recrearon los siguientes escenarios:

- Época seca
- Época lluviosa
- Día de mayor aporte de energía eólico y solar
- Día de menor aporte de energía eólico y solar

Estos escenarios fueron recreados de acuerdo con el impacto que tienen la estacionalidad seca y lluviosa en el mercado eléctrico guatemalteco por la disponibilidad de energía de los recursos primarios de generación; y el día de mayor y menor aporte de energía eólica y solar de acuerdo con el impacto que estas causaran en el despacho de generación.

Se simuló la operación con un despacho hidrotérmico, sin ninguna restricción de transmisión (operando con todas las líneas actuales), considerando toda la capacidad instalada actual del parque hídrico, térmico y los montos estimados a insertar de generación eólica y solar. La herramienta minimiza los

costos de producción, incluyendo el consumo de combustibles (costo variable de producción y arranque), costo de déficit, penalidades de restricciones operativas, entre otros aspectos.

El modelo empleado por el programa de simulación contó con las siguientes características:

- Ecuación de balance de la demanda horaria para cada barra, incluyendo las pérdidas nodales de la red de transmisión.
- El modelo de flujo de potencia lineal, que incluye las restricciones de capacidad en los circuitos para el caso base y contingencias.
- Ecuación de balance hídrico para plantas en cascadas (para hidroeléctricas en el Río Cahabón y Michatoya) considerando el tiempo de viaje del agua y la propagación de la onda.
- Restricciones de potencia máxima y mínima para cada central, considerando las decisiones de *unit commitment* (minimizar el costo total de la generación en un periodo específico).
- Restricciones sobre caudales máximos y mínimos aguas abajo y restricciones sobre la tasa de las variaciones de estos caudales.
- Para centrales con embalse de regulación anual y mensual; generación meta, volumen meta y lectura en función de costo futuro.
- Restricciones de centrales térmicas: tiempo mínimo de operación y detención, rampas de potencia, disponibilidad de combustible y número de arranques.
- Restricciones de seguridad (reserva primaria y secundaria, restricciones de suma de flujos en circuitos, restricciones genéricas de generación).

La solución al programa de despacho diario se alcanzó con el programa NCP utilizando técnicas avanzadas de programación mixta lineal-entera, como

técnica de investigación se utilizó una tolerancia de convergencia (para analizar la información) de 1 kUS\$ y 1 %, el modelo convergió cuando la diferencia entre la mejor solución encontrada y el límite superior es mejor a la tolerancia definida.

Por medio de la simulación se obtuvo la programación del despacho para cada central generadora, centrales generadoras que brindaran el servicio complementario de reserva rodante operativa, el precio de oportunidad de la energía previsto. Con estos indicadores y a través del método analítico se describen los impactos en el despacho de generación con la inserción de generación eólica y solar.

A través de las técnicas de la información analítica y de observación se analizaron e identificaron los impactos en: el despacho de las centrales de generación, comportamiento de los servicios complementarios, desplazamiento de las contrales no despachadas.

3.3. Causas y efectos al incrementar generación no convencional debido a la variabilidad del recurso

Con la información recolectada en los 365 postdespachos entre los años 2,019 y 2,020 se obtuvo el aporte de generación para cada hora para las centrales eólicas y solares en operación. Se sumó el aporte total de potencia de estas tecnologías para cada hora y se calculó la variabilidad horaria, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Variabilidad hora } n = \text{abs}(\text{Potencia hora } n - \text{Potencia hora } m)$$

Ecuación IV

La potencia de hora n fue el horario de interés y la hora m la potencia de la 1 hora anterior registrada. Con esta ecuación se obtuvieron 8,760 datos de variabilidad, registrados cada hora durante octubre de 2019 y octubre de 2020, posteriormente se promedió obteniendo datos de variabilidad para cada hora durante el mes.

Para estudios posteriores y con mayor resolución se sugiere utilizar datos en orden de segundos, la información utilizada fue la disponible de dominio público.

A través del método analítico, de observación y comparativo, se analizó la variabilidad mensual identificando el comportamiento para meses con buen recurso, meses con mal recurso y transiciones estacionales. Posteriormente se comparó con los valores promedios de reserva rodante operativa. La investigación se realizó antes de que entrara en vigor el nuevo año estacional 2021-2022 con la modificación normativa de la Reserva Rodante Operativa diferenciada.

3.4. Impacto en la matriz energética

Con la información recolectada, analizada y gestionada se identificaron los cambios que sufrirá la matriz energética con el ingreso de las energías renovables no convencionales (eólico y solar). Con la ayuda de la simulación del despacho diario de las secciones anteriores se analizó el desplazamiento del orden de mérito específicamente de las tecnologías de generación con combustibles fósiles. A través del método analítico también se determinó la cantidad de generación desplazada y que no serán competitivos por su precio dentro del mercado eléctrico guatemalteco. Se realiza una comparación gráfica entre la matriz energética actual y la matriz energética para el año dos mil treinta.

3.5. Estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ante un escenario con alta integración de ERNC

Con la información recolectada, analizada y gestionada, a través del método comparativo, analítico y observación se realizó una comparación entre países y el nuestro, se identificaron los efectos adversos provocado por un escenario con alta integración de energías renovables no convencionales, principalmente por la variabilidad del recurso primario de energía. A través del método de observación, se identificaron las experiencias operacionales de otros países, países en donde las tecnologías desarrolladas; así mismo, la legislación utilizada para su integración, el modelo de mercado, las tecnologías para mitigar los efectos adversos para mantener la operación segura y confiable. Con base en la experiencia de siete años de operación y supervisión del sistema eléctrico guatemalteco y las experiencias adoptadas por otros países se identificaron estrategias técnicamente viables para una operación segura y confiable.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se detallan los resultados de la investigación obtenidos a través del programa NCP, herramienta reconocida, aprobada, y forma parte de los estándares de la industria eléctrica. Los datos utilizados para las simulaciones se consideran confiables, porque, son registros históricos de plantas existentes y registros de las instituciones del sector eléctrico. Así mismo, pueden ser reproducibles.

4.1. Impactos la incrementar generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco

La simulación se realizó para cuatro escenarios: un día estacional seco, lluvioso, alto aporte solar y eólico, y bajo aporte solar y eólico; esto dio como resultado el despacho de generación aproximado para el año el año dos mil treinta, se insertaron 640 MW de generación no convencional distribuidos en diecisiete centrales, de acuerdo con los planes indicativos de generación del MEM, distribuyéndose de la siguiente manera:

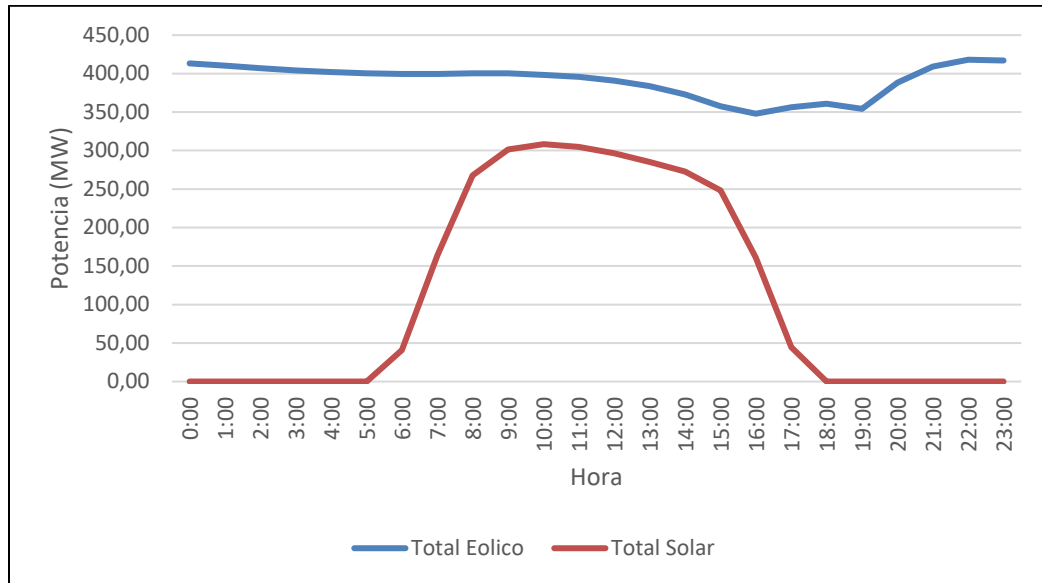
Tabla III. **Generación eólica y solar estimada para el año 2030**

No	Planta	Potencia (MW)	Recurso
1	Solar SRO 1	30	Solar Fotovoltaica
2	Solar SRO 2	20	Solar Fotovoltaica
3	Solar SRO 3	30	Solar Fotovoltaica
4	Solar SRO 4	20	Solar Fotovoltaica
5	Solar SRO 5	10	Solar Fotovoltaica
6	Solar SUR 1	20	Solar Fotovoltaica
7	Solar SUR 2	50	Solar Fotovoltaica
8	Solar SUR 3	100	Solar Fotovoltaica
9	Solar SUR 4	30	Solar Fotovoltaica
10	Eólica JUT 1	50	Eólica
11	Eólica JUT 2	25	Eólica
12	Eólica JUT 3	50	Eólica
13	Eólica JUT 4	60	Eólica
14	Eólica JUT 5	60	Eólica
15	Eólica HUE	40	Eólica
16	Eólica GUA	25	Eólica
17	Eólica ESC	20	Eólica
Total		640 MW	

Fuente: elaboración propia, con información del MEM.

El aporte de potencia se estimó bajo de forma proporcional bajo los pronósticos de viento y sol de las plantas en operación (datos históricos del año 2019), dando como resultado el aporte de potencia total de acuerdo con la siguiente gráfica:

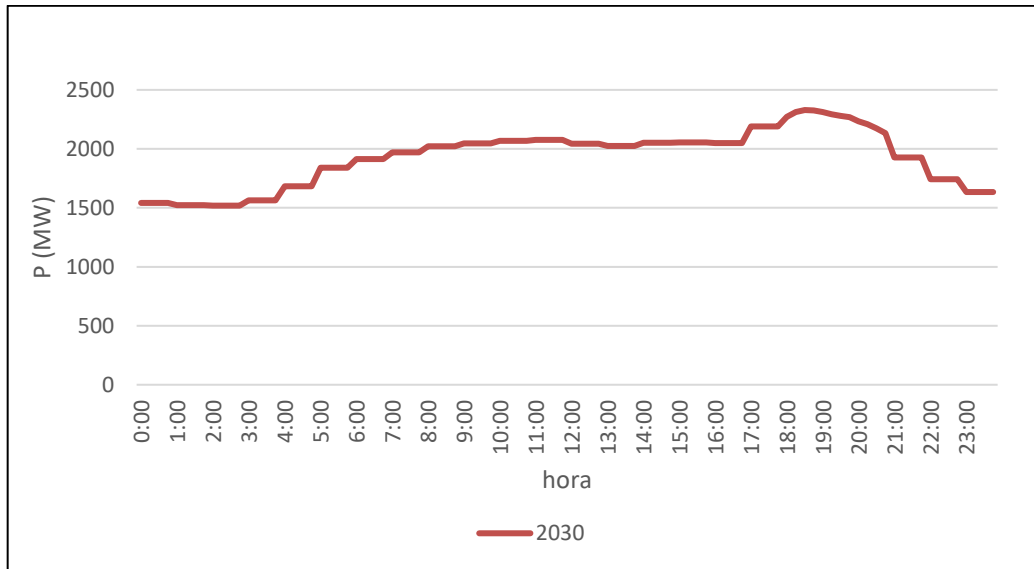
Figura 1. **Estimación de potencia total para centrales eólicas y solares**



Fuente: elaboración propia, con resultados de las estimaciones proporcionales realizadas.

La gráfica anterior representa el aporte de potencia total estimado para un escenario con buen aporte eólico y solar; se tomaron en cuenta las plantas eólicas y solares, existentes y en operación. Se realizó el mismo procedimiento para los cuatro escenarios restantes. Así mismo se proyectó la demanda bajo la premisa de los planes indicativos de expansión de generación del Ministerio de Energía y Minas, considerando una potencia máxima de 2,329 MW:

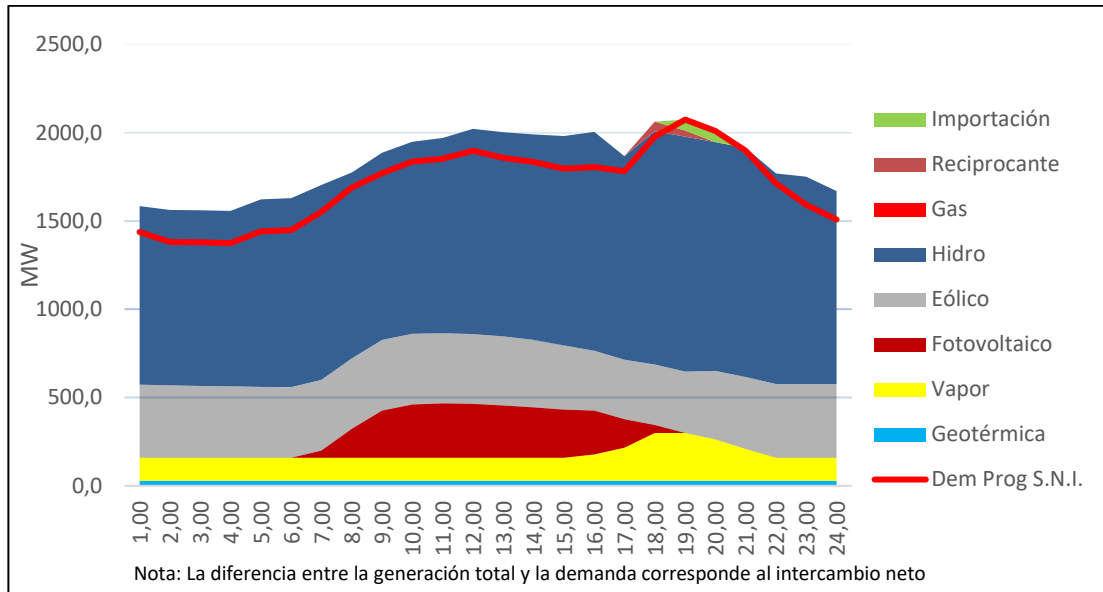
Figura 2. **Demanda de electricidad estimada**



Fuente: elaboración propia, con resultados de las estimaciones proporcionales realizadas.

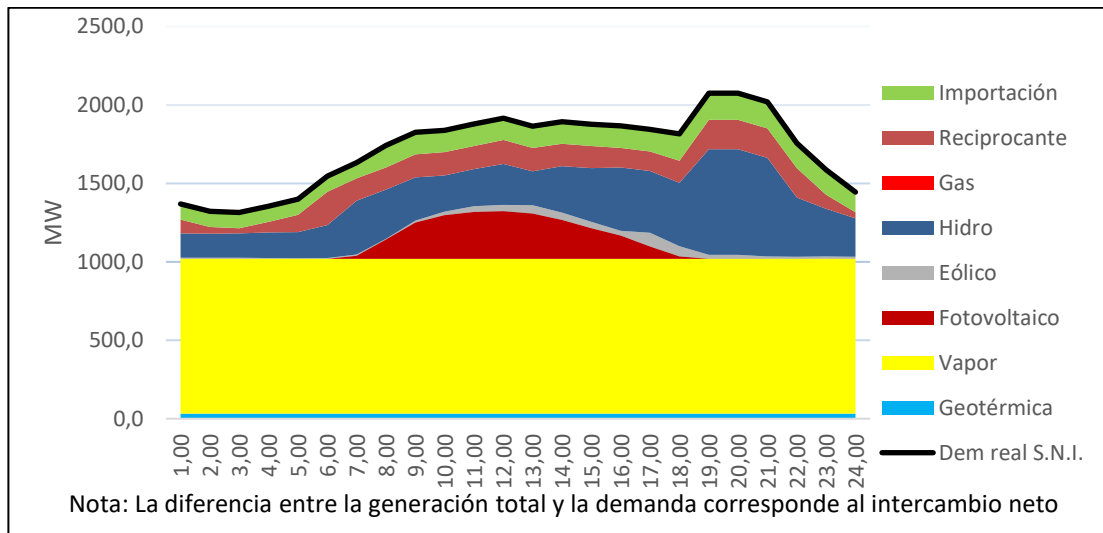
A continuación, se presentan las gráficas de generación para el cubrimiento de la demanda, se obtuvieron a través de las simulaciones realizadas para los escenarios proyectados para el año 2,030: día seco (25 de abril), día lluvioso (2 de noviembre), aporte alto de energía solar y eólica (16 de enero), y aporte bajo de energía solar y eólica (16 de octubre):

Figura 3. **Generación y cubrimiento de la demanda para época lluviosa**



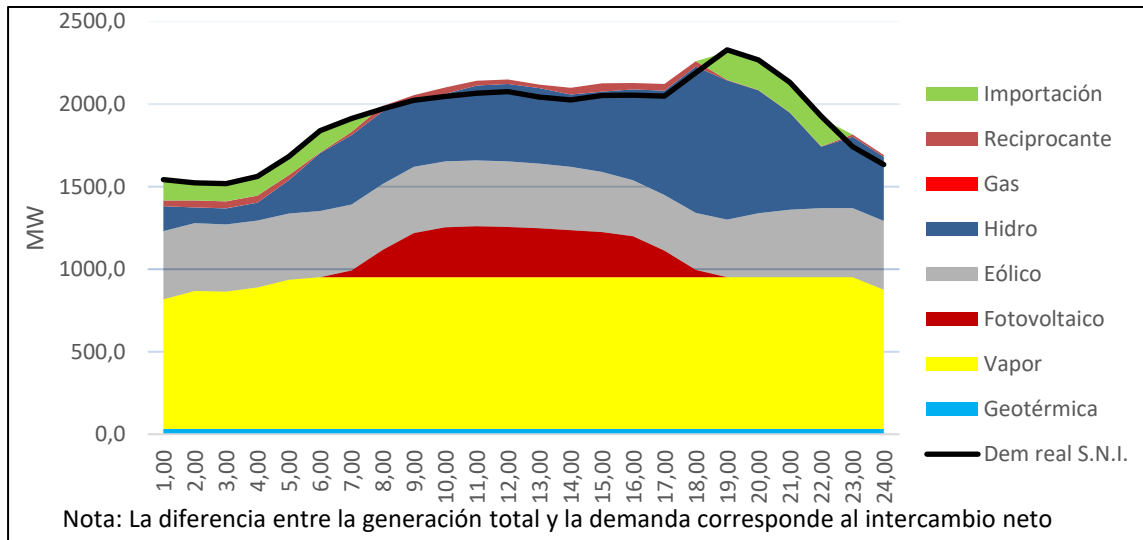
Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

Figura 4. **Generación y cubrimiento de la demanda para época seca**



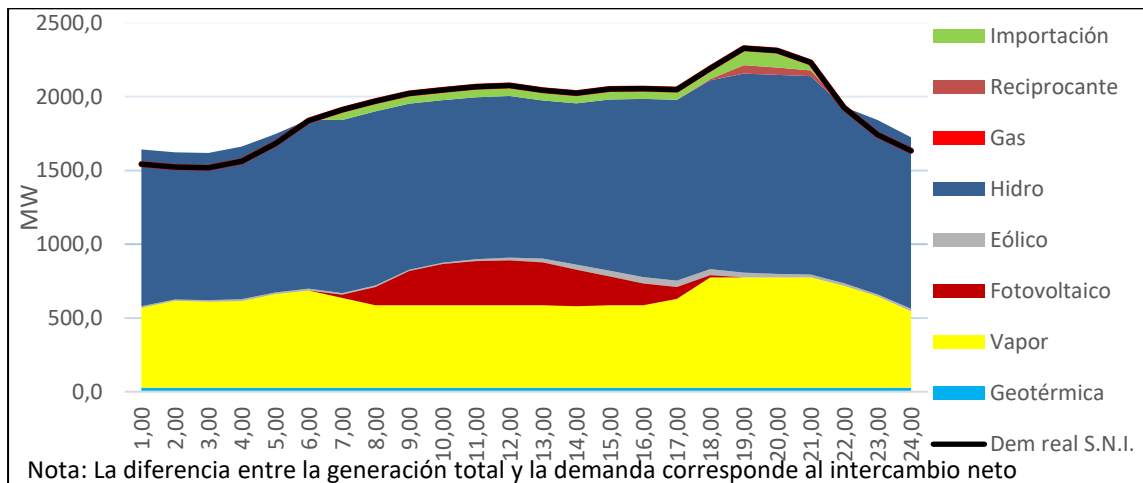
Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

Figura 5. **Generación y cubrimiento de la demanda para alto aporte eólico y solar**



Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

Figura 6. **Generación y cubrimiento de la demanda para un bajo aporte eólico y solar**



Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

En el despacho hidroeléctrico; para las centrales de regulación anual y mensual el despacho es similar al actual. Se despacharán de acuerdo con disponibilidad de energía primaria y conforme a los resultados de optimización anual del valor del agua. Para este escenario, por la época estacional seca, la optimización de la energía es similar, la energía diaria estimada de 2 350 GWH para la central de mayor tamaño (Chixoy) y con un despacho diario de potencia optimizado de 42 MW durante la demanda mínima, 130 MW durante la demanda media y 260 MW durante la demanda máxima, se estima un aporte mayor para demanda máxima para suplir el valle del aporte eólico y el nulo aporte de la energía solar.

Para las centrales de regulación diaria con embalse, tienen un comportamiento diferente, las despacha a potencia completa teniendo sus mayores aportes de dieciocho a veinte horas supliendo la demanda nacional. Para las centrales hidroeléctricas a filo de agua el despacho siempre será conforme a la disponibilidad del recurso, se estima que sus aportes sean menores derivados a los cambios climáticos y el calentamiento global. Por la época estacional seca se espera un aporte diario de energía de 1 866 GWH aproximados.

Los Impactos en el despacho de centrales geotérmicas por su costo variable de generación seguirán siendo centrales de generación base, en todas las simulaciones realizadas el despacho se mantuvo, bajo la premisa de ser despachadas de acuerdo con la disponibilidad del recurso, generalmente operando a potencia completa durante todo el día, para el año dos mil treinta se espera la incorporación de otras centrales, pero la fecha de realizar el estudio se desconoce en qué fase de planificación se encuentran.

Los impactos en el despacho de las turbinas de vapor están divididos según el tipo de combustible utilizado para generar: a base de biomasa y a base de carbón. Para las centrales que utilizan como combustible biomasa o también conocidos como los ingenios azucareros se considera un aporte de generación base por su costo variable de generación, el despacho no sufrirá mayores cambios seguirá siendo de acuerdo la disponibilidad del combustible. Marcado por su estacionalidad de época de zafra y no zafra. Para las centrales de vapor que utilizan como combustible carbón el despacho es similar al actual, se estima para los cuatro escenarios con mayor factor de planta las dos centrales más grandes (San José y Jaguar) para la época estacional seca y fuera del despacho, al menos una, para la época lluviosa.

El incremento de energías renovables no convencionales disminuirá el factor de planta de las centrales de carbón instaladas en el mercado eléctrico guatemalteco, y el posible desplazamiento de las pequeñas centrales de carbón que tienen costo variable más alto.

El impacto en el despacho de las turbinas de gas licuado de petróleo se estima que sigan fuera del despacho por su alto costo variable, por su flexibilidad seguirán brindando el servicio complementario de reserva rápida, por su alto costo variable podrían ser desplazadas por los motores reciprocantes. Esto hará un mercado de servicios complementarios más competitivo.

El impacto en el despacho para los motores reciprocantes sufren el desplazamiento en el orden de mérito, por su alto costo variable de generación, son despachadas únicamente para suplir pequeños picos de demanda y desviaciones provocadas por indisponibilidades de otras centrales. Para la época estacional seca se estima una participación de estas centrales en ordenes de 200 MW de potencia para demanda media y máxima, pero en la época lluviosa se

prevé que estén apagadas supliendo únicamente pequeños picos y/o brindando servicios complementarios como reserva rápida y reserva rodante operativa.

El impacto en los intercambios con otras áreas de control para los intercambios con el sistema eléctrico mexicano y el sistema eléctrico regional seguirán transándose como ahora, en la simulación no tienen suficientes incidencias por la forma en que se compra y vende. Es probable que al haber mayor integración de energías renovables no convencionales las ofertas crezcan hacia México y hacia el MER, para ello se deben establecer mecanismos que aseguren las oportunidades de crecimiento como aumentar la capacidad de transporte y los mecanismos regulatorios que favorezcan las transacciones en contratos firmes a largo plazo.

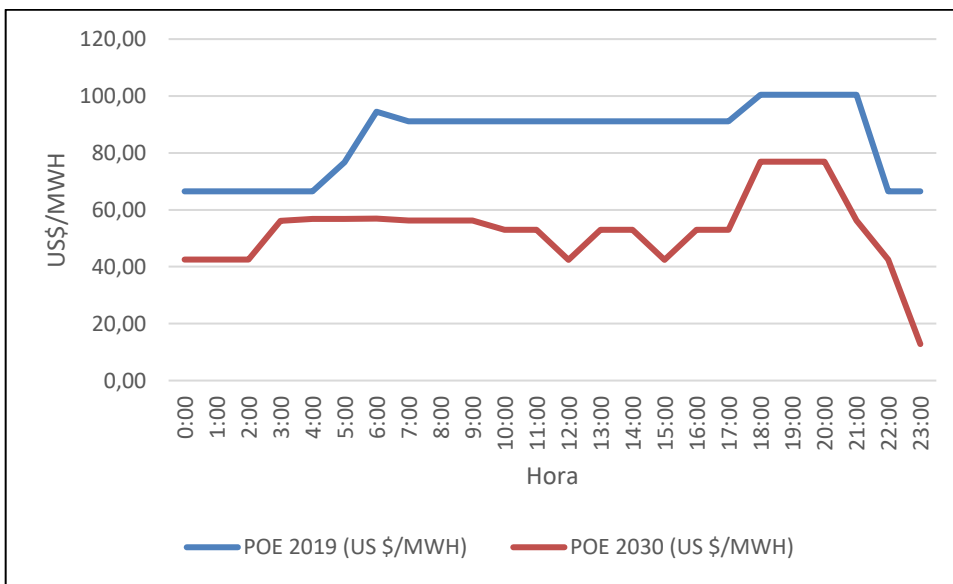
El impacto en el servicio complementario reserva rodante operativa en los cuatro escenarios simulados es brindada por las centrales hidroeléctricas y motores reciprocantes, por la flexibilidad de generación. Para época estacional lluviosa mayor participación hidroeléctricas y para época estacional seca con mayor participación de motores reciprocantes; siempre combinándose por su complementariedad de generación durante el día.

El impacto en el servicio reserva rápida, el servicio es brindado por motores reciprocantes y turbinas de gas por su flexibilidad de generación y corto tiempo de arranque, se estima un mercado más competitivo, con más ofertas, porque será el único servicio que podrán brindar ciertas tecnologías de generación que serán despachadas por su alto costo variable.

Impacto en el precio de la oportunidad de la energía; con el ingreso de tecnologías de generación no convencional el precio de la oportunidad de la energía disminuyó, al ser tecnologías con menor costo variable de generación

por utilizar el aire y el sol como recurso primario, en la siguiente gráfica se observa la influencia que tiene la inserción de los 640 MW al sistema eléctrico y la complementariedad de las tecnologías, con mayor aporte de energía eólica en la demanda mínima y de energía solar en demanda media.

Figura 7. **Comparación del Precio de la Oportunidad de la Energía**

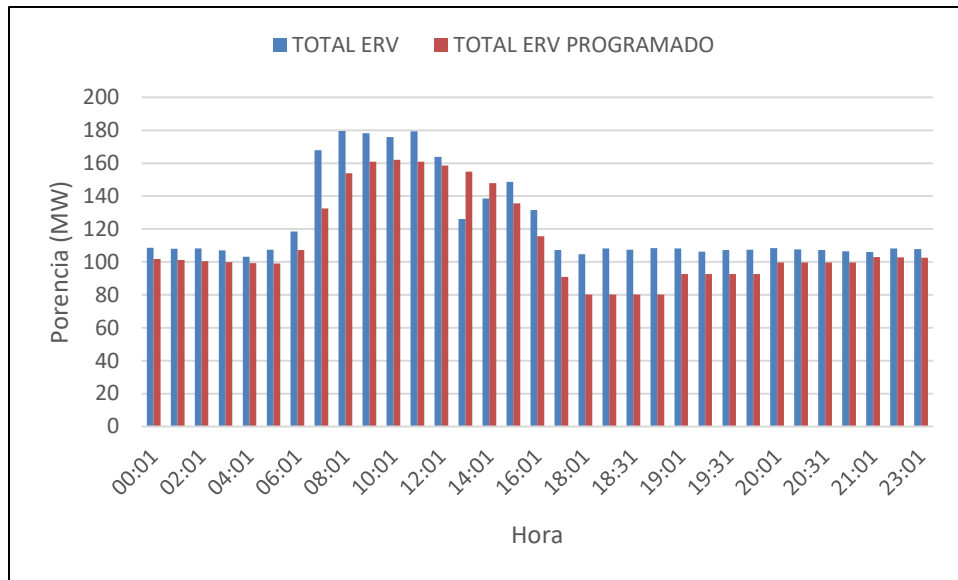


Fuente: elaboración propia.

4.2. **Causas de la generación no convencional debido a su variabilidad y sus efectos al incrementarla**

Se parte del día de mayor aporte eólico y solar, se registra la variabilidad horaria del total de generación de energías renovables no convencionales para un día con buen recurso eólico y solar, resultando la siguiente gráfica:

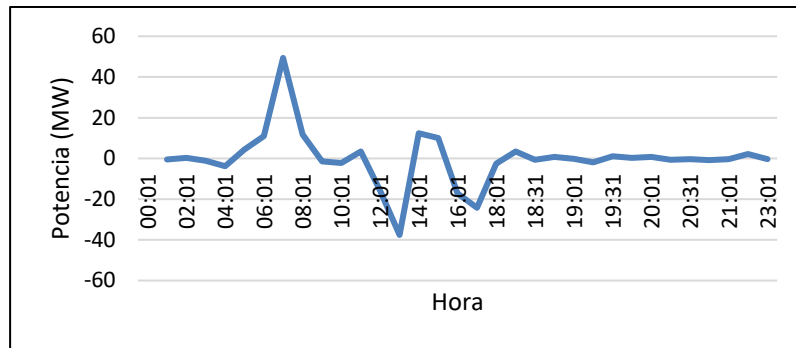
Figura 8. **Aporte de potencia de energías renovables para un día con buen recurso**



Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

Para este día se identificó la variabilidad del recurso total obteniendo los siguientes valores:

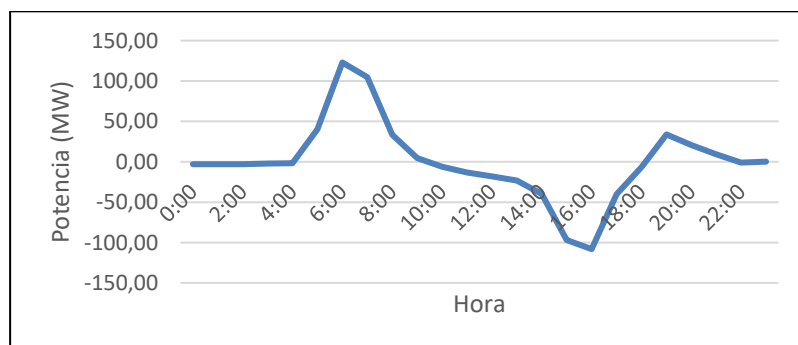
Figura 9. **Variabilidad horaria registrada para un día con buen recurso primario**



Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

Estos datos de potencia representan el cambio horario de potencia provocado por las energías renovables intermitentes o variables, para un día con buen recurso primario al incrementar la generación no convencional de acuerdo con la simulación realizada las variaciones serán aproximadas a la siguiente gráfica:

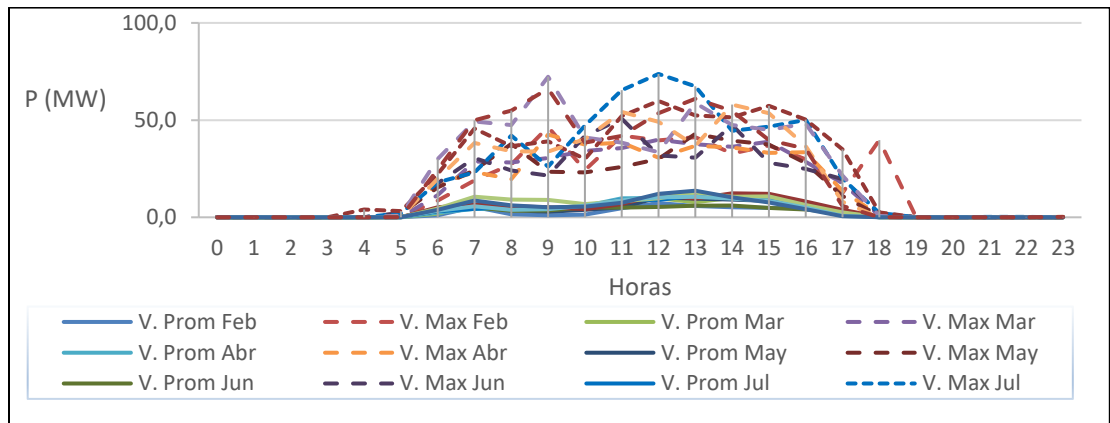
Figura 10. **Variabilidad horaria esperada para un día con buen recurso primario, al incrementar generación no convencional**



Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

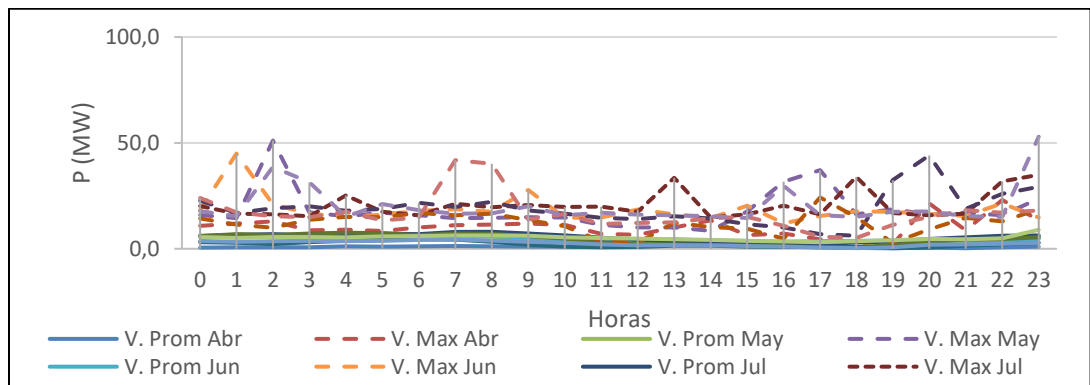
Con la ayuda de los registros históricos de producción de energía solar fotovoltaica y eólica se obtuvo la variabilidad promedio mensual y máxima, para una inserción solar de 80 MW y eólica de 53 MW:

Figura 11. **Variabilidad histórica anual de la energía solar fotovoltaica**



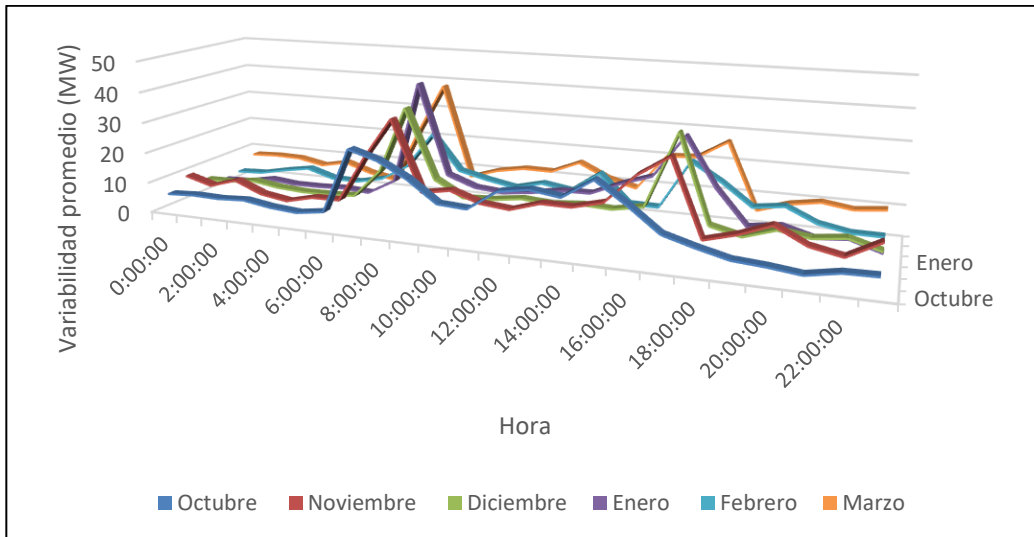
Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

Figura 12. **Variabilidad anual de la energía eólica**



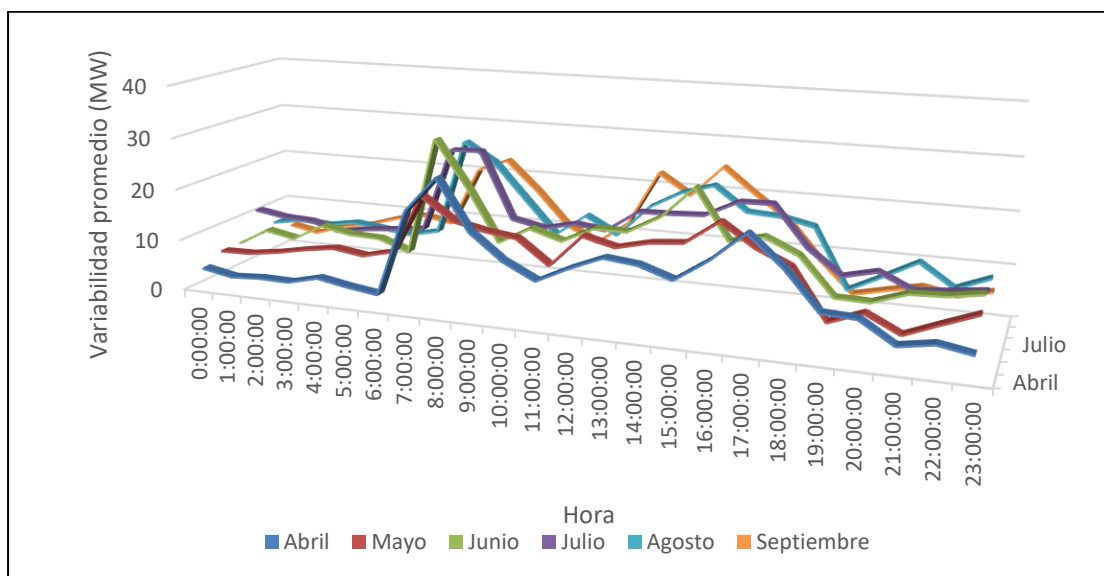
Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

Figura 13. Variabilidad promedio total de ERNC de octubre a marzo



Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

Figura 14. Variabilidad promedio total de ERNC de abril a septiembre



Fuente: elaboración propia, con información de postdespachos del AMM.

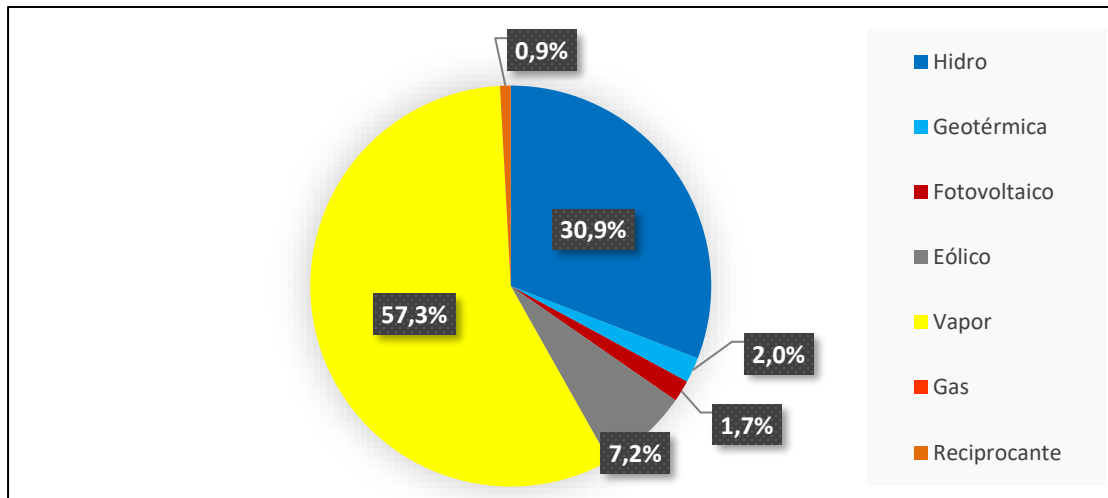
Se identifica que la variabilidad de potencia de las tecnologías de generación no convencional depende de la estacionalidad, meses con buen recurso la variabilidad es poca y en meses con bajo recurso la variabilidad es alta, así mismo, en la transición estacional.

Al integrar mayores montos de generación no convencional la variabilidad aumentará en potencias aproximadas a 100 MW por hora, su incidencia es directa sobre los servicios complementarios. Y los montos mayores se registran durante la toma y descenso de carga de la generación solar. El principal efecto es el agotamiento del servicio complementario de reserva rodante operativa y el precio de oportunidad de la energía.

4.3. Impacto en la matriz energética al incrementar generación eléctrica no convencional

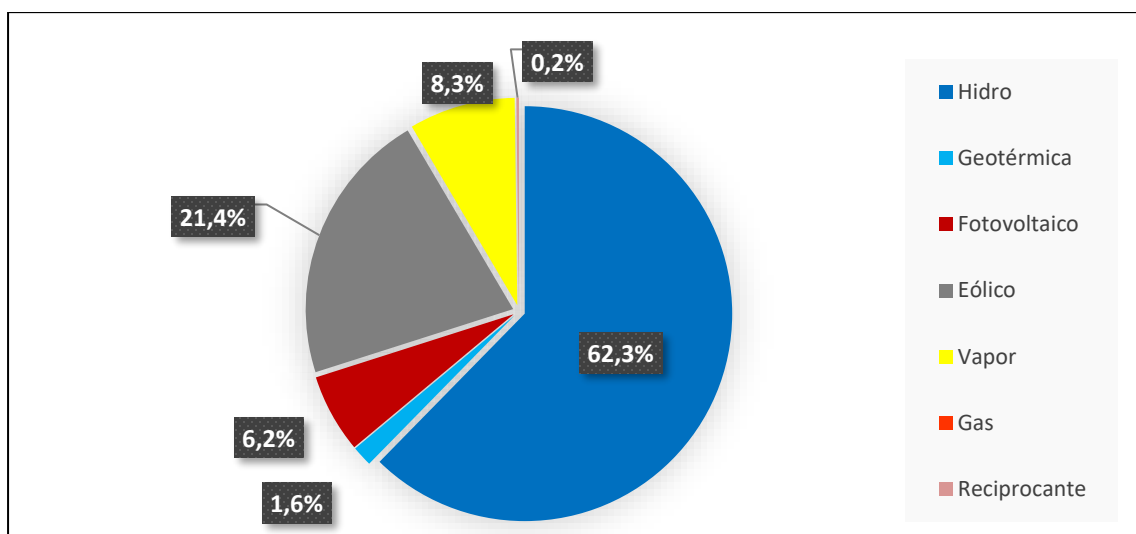
Las siguientes gráficas representan el aporte de energía para el cubrimiento de la demanda de los escenarios simulados, representados según su energía primaria. La primera gráfica representa el día de mayor aporte eólico y solar del año 2019, siendo el día 16 de enero según el informe estadístico del AMM; las siguientes cuatro gráficas representan el aporte de energía para los escenarios simulados para el año 2030.

Figura 15. **Matriz de generación optimizada para el despacho 2019 con buen aporte eólico y solar**



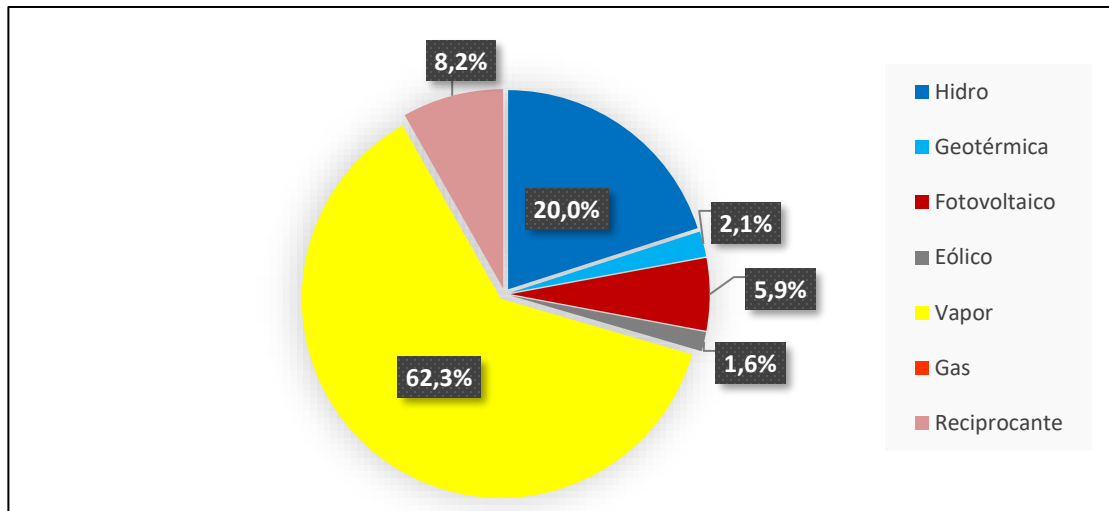
Fuente: elaboración propia.

Figura 16. **Matriz de generación simulada para el despacho para época lluviosa**



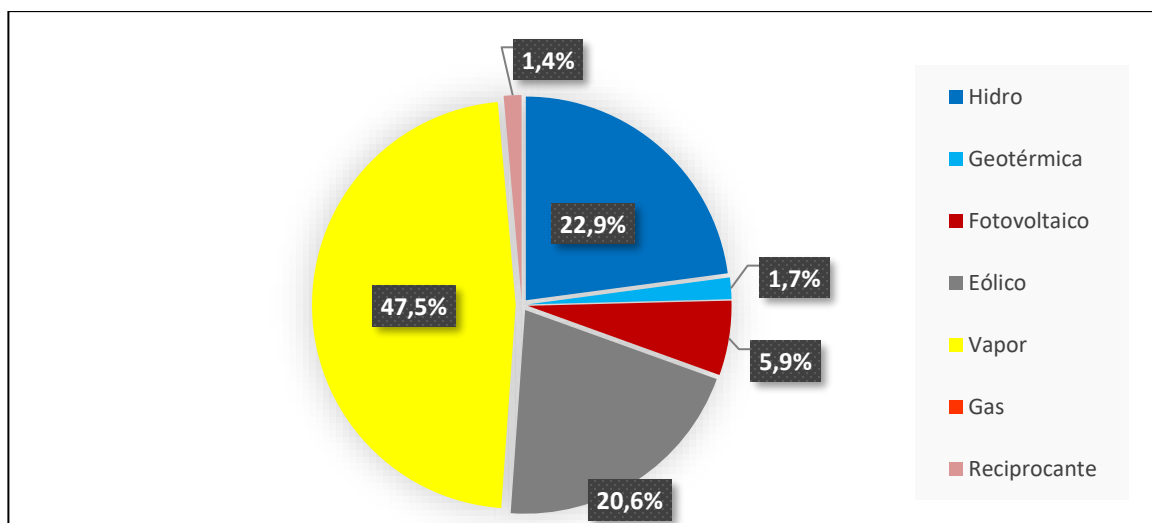
Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

Figura 17. **Matriz de generación simulada para el despacho para época seca**



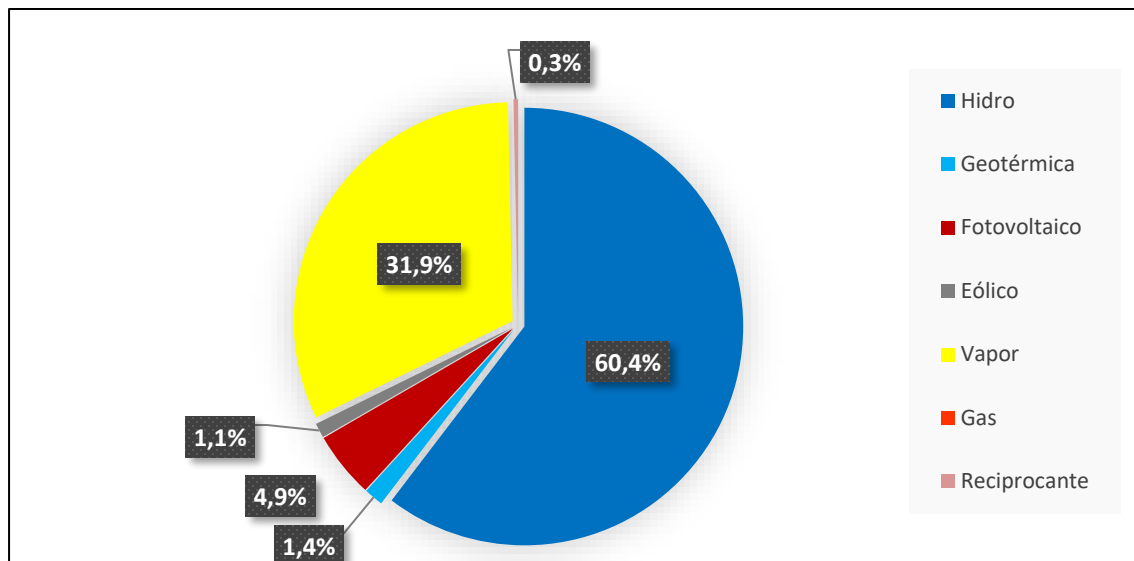
Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

Figura 18. **Matriz de generación simulada para el despacho para un alto aporte eólico y solar**



Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

Figura 19. **Matriz de generación simulada para el despacho para un bajo aporte eólico y solar**



Fuente: elaboración propia, con resultados de la herramienta NCP.

El incremento de la demanda y la incorporación de 640 MW de tecnologías variables al sistema aumentó el despacho de la generación térmica de vapor, derivado al desplazamiento en el orden de mérito, así mismo, aumenta el uso de motores recíprocos para prestar servicios complementarios como reserva rodante operativa. Existe generación desplazada que por su costo variable que no fue despachada, específicamente centrales que utilizan bunker para generar.

4.4. Estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ante un escenario con alta integración

Dimensionamiento de los servicios complementarios. Se identificó la importancia de dimensionar la reserva rodante operativa dado a que actualmente es cuatro, tres y dos por ciento de la generación para la demanda mínima, media y máxima respectivamente y una regulación primaria limitada al tres por ciento. Ante un escenario con alta integración, las reservas rodantes son la primera instancia de equilibrio para cubrir las desviaciones de demanda, así como interrupciones de generación local que se dan en periodos cortos de tiempo, grandes fluctuaciones de potencia provocadas por las centrales eólicas y solares conlleva alcanzar valores altos de ACE (Error de Control de Área), positivos o negativos según sea el caso, este aumento adicional demanda mayor cantidad disponible de potencia para reserva.

Se identificó que nuestra matriz energética esta tecnológicamente diversificada, existe pluralidad de tecnológicas de generación, pero las nuevas centrales a conectarse eólicas y solares no pueden contribuir a la regulación primaria de frecuencia por su diseño y tecnología son incapaces de controlar su recurso primario, esta situación puede impactar en el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos por la regulación del Mercado Eléctrico Regional.

Al tener mayor integración de estas tecnologías se debe procurar alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad; ante ellos se identifica necesario modificar la regulación nacional y regional derivados de las múltiples tecnologías que se conectan y conectaran en un escenario futuro.

Flexibilidad de generación: se identificó la necesidad de contar con generación flexible al momento de incrementar la generación eólica y solar, la generación flexible tiene capacidad de adaptarse a los cambios de demanda, ante ello, el simulador optimiza para brindar servicios complementarios y picos de demanda.

Tabla IV. **Reserva rodante operativa**

Asignación de la RRO (MW)											
CHX	JUR	LVA	LPA-B3	ARI-O	XAC-H	XAD-H	PVI-H	CAN-H	OXE-H	OX2-H	
593.20	114.00	19.70	15.81	101.86	19.18	10.58	230.00	122.29	39.52	157.02	

Fuente: elaboración propia con resultados del NCP.

Además, por el tipo de tecnología, la rapidez de arranque y toma de carga, se requieren centrales de combustible bunker y gas para el servicio complementario de reserva rápida, como se aprecia en la siguiente gráfica:

Tabla V. **Reserva rápida**

Reserva Rápida (MW)										
LPA-B5	PQP-B5	PQP-B8	PQP-B7	PQP-B3	PQP-B6	PQP-B4	PQP-B9	PQP-B1	LPA-B4	TAM-G2
5.36	5.664	5.651	5.51	5.348	5.666	5.661	5.3301	5.662	14.37	36.886

Fuente: elaboración propia con resultados del NCP.

Gestión de demanda: en la demanda proyectada para el año dos mil treinta se identificaron que pequeños valles en la banda horaria de demanda mínima. De acuerdo con las experiencias de otros países como Chile y Argentina en esos valles cuentan con precios más bajos incentivan el consumo de energía de forma eficiente. Guatemala da sus primeros pasos con los usuarios regulados a través las tarifas diferenciadas de la Empresa Eléctrica de Guatemala. Se espera que la estimulación vaya encaminada hacia la movilidad eléctrica a través de los vehículos eléctricos.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se detallan y analizan los resultados obtenidos en el desarrollo de la investigación.

5.1. Causas de la generación no convencional debido a su variabilidad y sus efectos al incrementarla

Los resultados demuestran que la variabilidad de potencia de las tecnologías de generación no convencional depende de la estacionalidad, meses con buen recurso la variabilidad es poca y meses con bajo recurso la variabilidad es alta, así mismo, alto durante la transición estacional. Al integrar montos de generación no convencional la variabilidad aumenta en potencias aproximadas a 100 MW por hora, los montos altos de potencia se registran durante el ascenso/descenso de la generación solar. De acuerdo con el promedio de registros de treinta a doscientos minutos las variaciones pueden ser el cien por ciento de la potencia de un parque. Para estas se requieren acciones de corrección afectando el aumento en el orden del mérito, ingreso de reservas rápidas u otro tipo de reservas (reserva terciaria). El principal efecto para variaciones menores a treinta minutos es el agotamiento del servicio complementario de reserva rodante operativa. Además, es importante contar tecnologías de generación flexibles que sean capaces de absorber las desviaciones como motores reciprocantes o centrales hidroeléctricas.

Los resultados de la investigación son confiables, porque son datos históricos de plantas eólicas y solares en operación; además fueron obtenidos a través de información de dominio público de post despachos del Administrador del Mercado Mayorista, asimismo, la proyección de plantas y demanda se realizó con datos de los planes indicativos de expansión de generación del Ministerio de Energía y Minas.

Los resultados son replicables, siempre y cuando el investigador cuente con los registros históricos de las centrales eólicas y solares en operación, específicamente los datos de potencia activa del año 2,019 para cada hora.

El objetivo específico se alcanzó porque se identificaron las causas y efectos de la generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco debido a su variabilidad y las causas al incrementarlas. Se identificó que la variabilidad de potencia de las centrales depende de la estacionalidad, la variabilidad es baja para meses con buen recurso primario, y alta para las transiciones estacionales y para meses con bajo recurso primario. Incrementar estas tecnologías conlleva variabilidad de potencia en montos altos principalmente para el ascenso/descenso de la tecnología solar, como efectos se identifican para periodos cortos de tiempo el agotamiento de la reserva rodante operativa y para periodos altos de tiempo aumento del orden de mérito e ingreso de reservas rápidas.

5.2. Impactos en la matriz energética al incrementar generación eléctrica no convencional

Los resultados demuestran que, al incrementar generación no convencional, las centrales hidroeléctricas, centrales geotérmicas y turbinas de vapor que utilizan biomasa se optimizan de acuerdo con la disponibilidad del recurso primario, su factor de planta no sufre mayores cambios a los escenarios actuales. Los resultados también demostraron el desplazamiento en el orden de mérito para las centrales con turbinas de vapor que utilizan como combustible carbón, los motores reciprocantes y las turbinas de gas fueron requeridas para el despacho en menores proporciones en comparación con los escenarios actuales. De la mano con la época estacional, los motores reciprocantes y turbinas de gas tienen mayor participación en el mercado de servicios complementarios y menor para el despacho económico.

Los resultados la investigación son confiables porque fueron obtenidos a través del programa computacional NCP, herramienta reconocida, aprobada, y forma parte de los estándares del sector eléctrico de Guatemala. Los datos utilizados para las simulaciones se consideran confiables, porque, son registros históricos de plantas existentes y registros de las instituciones del sector eléctrico.

Los resultados son replicables, siempre y cuando el investigador cuente con el simulador NCP en su versión 5.22 y la base de datos para el año 2019; se pueden recrear los escenarios incorporando 330 MW de generación eólica, 310 MW de generación solar y una demanda máxima de potencia 2,075 MW, simulando los escenarios para época estacional seca, lluviosa y el día de mayor aporte histórico de potencia de generación no convencional (16 de enero del año 2,019).

El objetivo específico se alcanzó porque se identificó el desplazamiento en el orden de mérito en la matriz energética, tiene impacto directo en las centrales con turbinas de vapor que utilizan carbón como combustible, en los motores reciprocantes y en las centrales de gas (licuado de petróleo); por su menor participación para el despacho económico y tiene relación directa con la época estacional, además estas tecnologías (motores reciprocantes y centrales de gas) tienen mayor participación en el mercado de los servicios complementarios de reserva rápida y reserva rodante operativa, por su flexibilidad de generación.

5.3. Estrategias operacionales para reducir los efectos adversos

Se identificó que al incrementar las tecnologías de generación no convencional es necesario dimensionar los servicios complementarios, específicamente la reserva rodante operativa para mantener los niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Las simulaciones demuestran la necesidad de contar con generación flexible al momento de incrementar generación eólica y solar, para tener la capacidad de adaptarse a cambios de demanda, y la necesidad de contar con estas tecnologías para brindar servicios complementarios y suplir picos de demanda.

Se identificó que es viable implementar la gestión de la demanda para el aprovechamiento de la capacidad instalada en horas actuales valle, se considera la demanda mínima comprendida entre 00:00 a 06:00 y de 22:00 a 00:00 horas; por los precios marginales en esos horarios (para grandes usuarios). Para usuarios regulados bajo esta premisa se identifica incentivar y hacer uso de las tarifas diferenciadas de la Empresa Eléctrica de Guatemala a través de casas inteligentes y movilidad eléctrica.

Los resultados son confiables, porque son datos y escenarios de países con similares condiciones al mercado eléctrico guatemalteco y que tienen fuerte desarrollo en tecnologías de generación no convencional. Así mismo, se complementó con las simulaciones de despacho realizadas para los objetivos anteriores, considerando que la herramienta NCP que es reconocida, aprobada y forma parte de los estándares del sector eléctrico de Guatemala.

Los resultados son replicables, siempre y cuando el investigador cuente con los registros documentales de los países en comparación (informes estadísticos del sector eléctrico de Argentina y Chile del año 2,015 al 2,019), así mismo, con el simulador NCP en versión 5.22 y la base de datos del año 2,019.

El objetivo específico fue alcanzado porque se identificaron las estrategias operacionales para reducir los efectos adversos ante un escenario con mayor integración de energías renovables, entre ellos: el dimensionamiento de los servicios complementarios para el para mantener los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico; contar con generación flexible capaz de adaptarse a los cambios rápidos de demanda, para brindar servicios complementario y desviaciones por indisponibilidades y la gestión de demanda para el aprovechamiento de la capacidad instalada durante las horas valle o demanda mínima, por sus precios marginales bajos.

5.4. Impactos al incrementar generación no convencional en el mercado eléctrico guatemalteco

Para las centrales hidroeléctricas, centrales geotérmicas y turbinas de vapor que utilizan como combustible biomasa tienen bajos impactos al incrementar las tecnologías de generación no convencional, por su bajo costo variable de generación y la complementariedad estacional de las tecnología hídrica y

turbinas de vapor con biomasa. Se despachan de acuerdo con la disponibilidad de energía primaria (agua, vapor geotérmico y biomasa).

Para las centrales de vapor que utilizan como combustible carbón mineral se prevé la disminución del factor de planta de cada central, con mayor participación para la época estacional seca y poca participación para la época lluviosa. Se identifica el desplazamiento de las centrales de menor tamaño con mayor costo variable que las centrales más grandes.

Para las centrales o motores reciprocantes se identificó el desplazamiento en el orden de mérito por su alto costo variable de generación, se espera nulo aporte para la época lluviosa y para la época seca suplir picos de demanda y desviaciones provocadas por indisponibilidades de otras centrales; siendo su principal mercado los servicios complementarios de reserva rápida y reserva rodante operativa. Para las turbinas que utilizan como combustible gas licuado de petróleo se estiman fuera del despacho económico, para tener competitividad y por su flexibilidad de generación su único mercado será el servicio complementario de reserva rápida, esto hará un mercado más competitivo.

Los intercambios con otras áreas de control (México y el MER) no tienen mayores incidencias por la forma en que se compra y se vende. Es probable que las ofertas crezcan al tener una integración de generación verde y amigable con el medio ambiente. Para ellos, es necesario establecer mecanismos que aseguren las oportunidades de crecimiento para aumentar la capacidad de transporte y los mecanismos regulatorios que favorezcan las transacciones en contratos firmes a largo plazo.

Para los servicios complementarios, la reserva rodante operativa durante la época estacional lluviosa se estima que sea brindada en su mayoría por

hidroeléctricas y en época estacional seca por motores reciprocantes especialmente durante la demanda mínima y durante la media/máxima por centrales hidroeléctricas. Se estiman ofertas con precios más altos por los motores reciprocantes porque será el único mercado para competir. La reserva rápida será brinda en su mayoría por motores reciprocantes y se proyecta el desplazamiento de las centrales que utilizan gas como combustible, se espera un mercado de servicios complementarios más competitivo.

Para el precio de la oportunidad de la energía se estiman costos marginales más bajos a los actuales al incorporarse 640 MW más de generación eólica y solar, por su bajo costo variable se estima un POE menor a 50 US \$/MWH para una época estacional lluviosa y para la época seca precios variables por el uso de motores reciprocantes para el cubrimiento de picos de demanda.

Los resultados la investigación son confiables porque fueron obtenidos a través del programa computacional NCP, herramienta reconocida, aprobada, y forma parte de los estándares del sector eléctrico de Guatemala. Los datos utilizados para las simulaciones se consideran confiables, porque, son registros históricos de plantas existentes y registros de las instituciones del sector eléctrico.

Los resultados son replicables, siempre y cuando el investigador cuente con el simulador NCP en su versión 5.22 y la base de datos para el año 2019; se pueden recrear los escenarios incorporando 330 MW de generación eólica, 310 MW de generación solar y una demanda máxima de potencia 2,075 MW, simulando los escenarios para época estacional seca, lluviosa y el día de mayor aporte histórico de potencia de generación no convencional (16 de enero del año 2019).

Las implicaciones que tienen para el mercado eléctrico guatemalteco son: disminución en el precio de la oportunidad de la energía, el desplazamiento de las turbinas de gas licuado de petróleo y los motores reciprocantes, mayor competitividad en los servicios complementarios de reserva rodante operativa y reserva rápida, la necesidad de dimensionar los servicios complementarios, contar con generación flexible para desviaciones de demanda e indisponibilidades y la gestión de demanda para el aprovechamiento de las horas de demanda mínima.

La investigación concuerda con los autores anteriores y la comparación realizada con países de similar modelo de mercado eléctrico. Esto abre campo para investigaciones futuras, debiéndose realizar para un menor horizonte de tiempo, con mayor cantidad y resolución de datos históricos.

La investigación aporta un panorama futuro en donde el operador del sistema puede prever las implicaciones y generar investigaciones de mayor resolución, para el inversionista aporta una visión de inversión sobre en qué tecnologías es económicamente viable invertir, para las centrales desplazadas una visión del mercado a incorporarse.

Dentro de las investigaciones futuras que apuntan están: un estudio de variabilidad en el sistema nacional interconectado con datos con mayor resolución y con históricos desde el inicio de operación de las centrales con tecnologías no convencionales, un estudio con mayor resolución de la reserva rodante operativa por la operación de las centrales de generación no convencional, realizar un estudio económico requerido para determinar el costo de la reserva requerida, un estudio para analizar la viabilidad de la incorporación de una reserva terciaria de uso exclusivo para suplir las variaciones de energías renovables no convencionales.

Por lo que la incorporación de tecnologías de generación no convencional conlleva una serie de impactos en el mercado eléctrico guatemalteco, en el despacho de centrales, en los servicios complementarios y los precios de la oportunidad de la energía, abre nuevas oportunidades de negocio y nuevos escenarios regulatorios que favorezcan su incorporación.

CONCLUSIONES

1. La incorporación de tecnologías de generación no convencional conlleva una serie de impactos en el mercado eléctrico guatemalteco, en el despacho de centrales, en los servicios complementarios y los precios de la oportunidad de la energía, abre nuevas oportunidades de negocio y nuevos escenarios regulatorios que favorezcan su incorporación.
2. La variabilidad de potencia de las centrales de generación no convencional depende de la estacionalidad, es baja para meses con buen recurso primario, y alta meses con bajo recurso primario, así mismo, para las transiciones estacionales.
3. El incremento de tecnologías de generación no convencional por su variabilidad conlleva para periodos cortos de tiempo el agotamiento del servicio complementario de reserva rodante operativa y para periodos altos el aumento en el orden del mérito e ingreso de reservas rápidas.
4. El impacto en la matriz energética al incrementar tecnologías de generación no convencional tiene efecto en el desplazamiento en el orden de mérito de las centrales que utilizan como combustible carbón, motores reciprocantes y centrales con turbinas de gas licuado de petróleo; por su menor participación en el despacho económico de acuerdo con la época estacional.

5. Ante un escenario con alta integración de energías renovables no convencionales es necesario contar con generación flexible capaz de adaptarse a los cambios de demanda, que brinde servicios complementarios y supla desviaciones por indisponibilidades; asimismo, incentivar la gestión de la demanda y el uso de nuevas tecnologías como bancos de baterías.

RECOMENDACIONES

1. Realizar estudios para determinar el dimensionamiento, viabilidad y costo del aumento del servicio complementario Reserva Rodante Operativa. Esta recomendación se formula para el operador del sistema.
2. Realizar estudios para determinar la viabilidad, dimensionamiento y costo de una nueva reserva terciaria, de uso exclusivo para suplir las variaciones causadas por las tecnologías intermitentes. Esta recomendación está dirigida al regulador y operador del sistema.
3. Facilitar los escenarios técnicos y regulatorios para la incorporación de nuevas oportunidades de negocio como los bancos de baterías. Recomendación dirigida al operador del sistema.
4. Realizar estudios técnicos para reacondicionar sus unidades con menores tiempos de arranque, mayores tasas de rampa, nuevos mínimos técnicos de operación e incorporarse al mercado de servicios complementarios. Estas acciones deben llevarlas a cabo los agentes con tecnologías convencionales.
5. Generar investigaciones orientadas a la variabilidad de potencia de las centrales de generación no convencional con datos con mayor resolución en ordenes de segundos. Lo anterior se recomienda a la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

REFERENCIAS

1. Bastidas Orrego, Lina Maria, Montoya Santiago y Vásquez Henao, J. D. (2009). *¿Hacia dónde irán los sectores eléctricos de los países de la región andina?: Tendencias posibles*. Medellín, Colombia: XM. Recuperado de http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-35922008000100013&lng=en&tlng=es.
2. Díaz Andrade, C. A. (junio, 2011). Smart Grid: las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. *Sistemas & Telemática*, 1, 0-53. Cali, Colombia: ICESI. Recuperado de <http://link.gale.com/apps/doc/A368379894/IFME?u=anon~5a412052&sid=googleScholar&xid=34b7c447>.
3. Fernández, D. (9 de marzo, 2018). *Los cuatro modelos de mercado eléctrico*. [Mensaje de un blog]. Recuperado de <http://www.danifernandez.org/articulo/los-4-modelos-mercado-electrico/>
4. Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social. (2005). Boletín de Estudios Legales. FUSADES Boletín No. 53(53).
5. Gordillo, A. (2003). *Tratado de Derecho Administrativo* (Vol. 8 edición.). (F.D.A, Ed.) Buenos Aires, Argentina.

6. Guacaneme, J. A., Velasco, D., y Trujillo, C. (2014). *Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en microrredes*. doi:10.4067/S0718-07642014000200020
7. Hauriou, M. (1919). *Précis de Droit Administratif* (Vol. Novena edición). París, Francia.
8. José R, A., y Ricardo J, B. (2017). *Improving renewable energy forecasting with a grid of numerical weather predictions*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 1571-1580. Porto, Portugal: IEEE. doi: 10.1109/tste.2017.2694340
9. Klimstra, J. (2015). *Power Supply Challenges*. Vaasa, Finlandia: Arkmedia.
10. Moragues, J., y Rampallini, A. (2004). *Energía Eólica*. Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino de la Energía.
11. Morris Carmona, S. A. (2017). *Modelos de negocio para sistemas de almacenamiento ante un escenario de alta penetración ERNC*. Santiago de Chile: Universitaria Digital.
12. Muñoz Jiménez, A. (2014). *Modelos de predicción a corto plazo de la generación eléctrica en instalaciones fotovoltaicas*. La Rioja, España: UR.
13. Noguera Salas, O., Alonso, R., y Villarreal Padilla, J. (2018). *La eficiencia de los nuevos materiales fotosensibles usados en la fabricación de*

paneles solares. Bogotá, Colombia: ITECKNE. Recuperado de <https://dx.doi.org/10.15332/iteckne.v15i1.1959>

14. Nuno Carvalho, F., y Pereira da Silva, P. (2019). *El efecto del orden de mérito de la energía eólica y solar: la volatilidad y determinantes*. Coimbra, Portugal. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.042>
15. Olivares Gallardo, A. (2014). *Libre mercado y regulación: La experiencia en el sector eléctrico español*. Revista chilena de derecho. doi:<https://dx.doi.org/10.4067/S0718-34372014000100009>
16. Pérez, J. (2002). *Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*. Rioja, España: Comillas.
17. Picasso, N. (7 de abril, 2017). Metodología de predicción de energía solar [Mensaje en un blog]. Recuperado de <https://blablanegocios.com/metodologia-prediccion-energia-solar/>
18. Posner, R. (2000). *Análisis económico del derecho*. (E. Suárez, Trad.). Ciudad de México, México: Fondo de Cultura Económica.
19. Rodríguez, J. L., y Burgos Díaz, J. C. (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Rioja, España: Rueda.
20. Rojo Olea, E. F. (2018). *Metodologías de análisis y mejoramiento de la flexibilidad en el sistema eléctrico nacional frente a alta penetración de ERNC*. Santiago, Chile: Acciona Energía.

21. Romero Tous, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica*. Barcelona, España: CEAC.
22. Saldías, H., y Ulloa, H. (2008). *Evaluación comparativa de las centrales de generación de energías renovables*. Santiago, Chile: Ediciones UC
23. Serrano Rico, J. C. (2013). *Comparación de métodos para determinar parámetros de Weibull para la generación de energía eólica*. Santander, Colombia: Scientia.
24. Shyam, B., y Kanakasabapathy, P. (2018). *Large scale electrical energy storage systems in India- current status and future prospects*. Sciencedirect. doi:<https://doi.org/10.1016/j.est.2018.04.018>
25. Solanes, M. (1999). *Servicios públicos y regulación*. Santiago, Chile: ECLAC.
26. Stoft, S. (2000). *Power system economics*. Wiley Interscience. Nueva York, EE. UU.: Wiley.
27. Tejada Alfonso, G. I. (2010). *Control predictivo híbrido para gestión de demanda eléctrica*. Pontificia Universidad Católica de Chile, 58. Santiago, Chile: UC
28. Ulbing, A., y Göran, A. (2015). *Analyzing operational flexibility of electric power systems*. ScienceDirect. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.028>

29. Villarrubia López, M. (2004). *Energía Eólica*. Barcelona, España: Grupo Planeta (GBS).
30. Yinghao, C. (2011). *Review and compraison of different solar energy technologies*. California, USA: GENI.

