



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO
CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y
TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO**

Ing. Dennys Alexander Carmajá López
Asesorado por el MSc. Ing. Jose Luis Alfaro Donis

Guatemala, agosto de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO
CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y
TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. DENNYS ALEXANDER CARMAJÁ LÓPEZ
ASESORADO POR EL MSC. ING. JOSÉ LUIS ALFARO DONIS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, AGOSTO DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Ing. 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. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez.

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
DIRECTOR	MSc. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	MSc. Ing. Mauro Fernando Oroxom Popa
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO
CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y
TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO**



Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha con fecha 12 de marzo de 2020.

Ing. Dennys Alexander Carmajá López

DTG. 375.2021

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: **ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO**, presentado por el Ingeniero **Dennys Alexander Carmajá López**, estudiante del programa de **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:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana

Guatemala, agosto de 2021

AACE/cc



Guatemala, Agosto de 2021

EEPM-1210-2021

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 y verificar la aprobación del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística al Trabajo de Graduación titulado: **“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO”** presentado por el Ingeniero **Dennys Alexander Carmajá López** quien se identifica con Carné **201123105** correspondiente al programa de **Maestría 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, Agosto 2021

EEPFI-1211-2021

Como Coordinador de la **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados** doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO”** presentado por la Ingeniero **Dennys Alexander Carmajá López** quien se identifica con Carné **201123105**.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”



Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, Agosto de 2021

EEPM-1212-2021

En mi calidad como asesor del profesional Dennys Alexander Carmajá López quien se identifica con carné **201123105** procedo a dar el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **"ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS PARA UN USUARIO CON DEMANDA MAYOR A LOS 100KW, EVALUADO EN LA TARIFA HORARIA EEGSA Y TARIFA NO REGULADA GRAN USUARIO"** quien se encuentra en el programa de **Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados** en la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Mtro. José Luis Alfaro Donis
Asesor

Ing. José Luis Alfaro Donis
Ingeniero Electrónico
Colegiado No. 3695

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por la sabiduría y bendiciones derramadas durante este periodo de preparación académica, y fortaleciéndome espiritualmente en cada una de las etapas de mi vida.
- Mis padres** Rudy Baldemar Carmajá y Rosa Consuelo López, por el amor y apoyo brindado a lo largo de mi vida, siendo ejemplos de superación e inspiración.
- Mis hermanos** Bryan Emanuelle y Lisbeth Andreina Carmajá López, por el apoyo y amor incondicional mostrado. Que este logro sea fuente de inspiración en sus vidas.
- Mis abuelos** Andrés López, Josefina Xicón (q. d. e. p), Martin Carmaja (q. d. e. p) y Maria Cun (q. d. e. p), por su gran amor, inculcándome valores y enseñanzas que prevalecerán para siempre en mí.

Mis tíos

Lusvin, Martin, Santiago, Eluteria y Ana Carmaja, Edgar, Roberto, Gloria y Glenda López, por ser ejemplo de lucha y dedicación, mostrándome su cariño y apoyo de forma incondicional.

Mis primos

Por el apoyo incondicional mostrado en cada momento de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	<i>Alma mater</i> , que abrió sus puertas de la enseñanza, para modelar mi vida profesional.
Escuela de Estudios de Postgrados de la Facultad de Ingeniería	Por la formación recibida, a través del primer programa de maestría sobre la gestión y regulación de mercados eléctricos.
Mi asesor	M.Sc Ing. José Luis Alfaro Donis, por la orientación y supervisión de mi trabajo de graduación.
Grupo 4 de la Maestría	Mauro Santizo, Byron Quelex, Edson Raymundo y Rafael Ávila, por todos los momentos vividos en este proceso de formación y apoyo incondicional mostrado en cada etapa de este programa de maestría.
Primera Cohorte GMER	Por ser el primer grupo de maestros egresados del programa de maestría de Gestión de Mercados Eléctricos Regulados.

Ingenio La Unión, S.A.

Por confiar en mi capacidad como profesional y, quien, hasta el día de hoy, me ha brindado las herramientas necesarias para desenvolverme en el ámbito de la ingeniería.

Área de Generación de Energía Eléctrica, de Ingenio La Unión

A los Ingenieros José Luis Alfaro, Yuri Brol y especialmente al Ingeniero Edwin Gamboa (q. d. e. p.), por darme la confianza y oportunidad de desenvolverme como profesional en tan importante área de la empresa.

Mis amigos

Por brindarme siempre su apoyo incondicional en las diferentes etapas de mi preparación académica y personal, Carlos Cortez, Mauro Santizo, Vedayana Tzunun, Samuel Salgado, Anderson Cermeño, Edwin Moreno. Especialmente a mis amigos de infancia Charlie y Alan Hernández

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
OBJETIVOS.....	XXI
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXIX
1. MARCO REFERENCIAL.....	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Mercado eléctrico de Guatemala.....	6
2.1.1. Estructura del mercado eléctrico	7
2.1.2. Agentes del mercado eléctrico.....	8
2.1.2.1. Agentes generadores	8
2.1.2.2. Agentes transportistas	9
2.1.2.3. Agentes distribuidores	10
2.1.3. Participantes del mercado eléctrico	11
2.1.3.1. Grandes usuarios	12
2.1.3.2. Generador distribuido renovable.....	13
2.1.4. Productos que se comercializan en el mercado eléctrico	14
2.1.4.1. Energía eléctrica.....	14
2.1.4.2. Potencia eléctrica	15

	2.1.4.3.	Servicios complementarios.....	15
2.2.		Marco institucional del subsector eléctrico	16
	2.2.1.	Entidades del marco institucional	16
	2.2.1.1.	Ministerio de Energía y Minas	17
	2.2.1.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	18
	2.2.1.3.	Administrador del Mercado Mayorista	19
	2.2.2.	Marco regulatorio del mercado.....	20
2.3.		Usuarios con demanda contratada	21
	2.3.1.	Generalidades del consumo eléctrico	23
	2.3.2.	Grandes usuarios de energía eléctrica.....	23
	2.3.2.1.	Grandes usuarios representados	24
	2.3.2.2.	Grandes usuarios participantes.....	25
	2.3.3.	Usuarios regulados con demanda superior a 11kW	26
	2.3.3.1.	Bandas horarias de consumo eléctrico	27
	2.3.3.1.1.	Banda Valle.....	29
	2.3.3.1.2.	Banda intermedia.....	29
	2.3.3.1.3.	Banda pico	29
	2.3.4.	Medición inteligente para usuarios con demanda contratada	30
2.4.		Liquidación y facturación de los usuarios con demanda contratada	31
	2.4.1.	Mercado a término o de contratos.....	32
	2.4.1.1.	Contrato del servicio eléctrico para usuarios regulados	33

2.4.1.2.	Contratos de potencia y energía para grandes usuarios	34
2.4.1.2.1.	Diferencia de curva de carga	34
2.4.1.2.2.	Opción de compra	35
2.4.1.2.3.	Respaldo de potencia...	36
2.4.2.	Demanda a contratar por el usuario consumidor	37
2.4.2.1.	Cubrimiento de la demanda firme	37
2.4.2.2.	Potencia contratada.....	39
2.4.3.	Cargos de facturación del Gran Usuario.....	39
2.4.3.1.	Energía consumida.....	40
2.4.3.2.	Demanda firme en contrato	41
2.4.3.3.	Cargos complementarios.....	41
2.4.3.4.	Otros cargos	42
3.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	45
3.1.	Revisión documental y gestión de la información.....	47
3.2.	Construcción de las curvas de demanda de los grandes usuarios.....	52
3.3.	Variables tomadas en cuenta para el proceso de liquidación operacional de los usuarios.....	53
3.4.	Estimación del proceso de liquidación y facturación del usuario.....	56
3.4.1.	Proceso de liquidación y facturación de la tarifa gran usuario.....	57
3.4.1.1.	Cargo por energía consumida	57
3.4.1.2.	Cargo económico por potencia eléctrica	58
3.4.1.3.	Cargos por transporte y distribución	59

3.4.1.3.1.	Cargos del peaje principal.....	59
3.4.1.3.2.	Cargos del peaje secundario.....	60
3.4.1.3.3.	Valor agregado de distribución	62
3.4.1.3.4.	Cargos por desvíos de potencia.....	63
3.4.2.	Proceso de liquidación y facturación de la tarifa horaria EEGSA.....	64
3.4.2.1.	Estimación de cargos por energía eléctrica tarifa horaria EEGSA.....	65
3.4.2.2.	Estimado de los cargos por potencia en la tarifa horaria	67
3.5.	Análisis económico comparativo entre tarifas eléctricas	68
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	71
4.1.	Construcción de curvas de demanda GU no regulados.....	71
4.2.	Parámetros y variables de la curva de demanda del gran usuario	73
4.3.	Estimación del proceso de liquidación y facturación tarifas eléctricas horaria y gran usuario	78
4.3.1.	Cargos estimados de facturación para la tarifa gran usuario	79
4.3.2.	Cargos estimados por energía tarifa gran usuario ..	79
4.3.3.	Cargos estimados por potencia tarifa gran usuario	80
4.3.4.	Estimación de los cargos a terceros en la tarifa gran usuario	81

4.3.4.1.	Cargo por uso del sistema de peaje principal	81
4.3.4.2.	Cargo por uso del sistema de peaje secundario	82
4.3.4.3.	Cargo unitario del valor agregado de distribución.....	82
4.3.5.	Calculo estimados de otros cargos para el gran usuario.....	83
4.3.5.1.	Desvíos de potencia grandes usuarios	83
4.3.6.	Cargos estimados de facturación para la tarifa horaria de EEGSA	85
4.3.6.1.	Cargo unitario por energía para la tarifa horaria.....	85
4.3.6.2.	Cargos unitarios de potencia para Tarifa horaria	87
4.4.	Análisis comparativo de los costos finales generados para las tarifas eléctricas	89
4.4.1.	Análisis económico de los precios monómicos de energía	90
4.4.2.	Comparativo económico de los costos mensuales generados.....	92
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	95
5.1.	Construcción de curvas de demanda grandes usuarios	95
5.2.	Parámetros y variables de la curva de demanda del Gran Usuario	96
5.3.	Estimación del proceso de liquidación y facturación tarifas eléctricas horaria y Gran Usuario	97

5.3.1. Análisis comparativo de los costos finales generados para las tarifas eléctricas	99
---	----

CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES	105
REFERENCIAS	107

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Estructura de mercado.....	8
2.	Distribución de energía eléctrica.....	11
3.	Participantes del mercado.....	12
4.	Institucionalidad del subsector eléctrico.....	17
5.	Marco legal del subsector eléctrico.....	21
6.	Número de grandes usuarios habilitados.....	24
7.	Bandas horarias.....	28
8.	Precio de la energía en el mercado de oportunidad.....	50
9.	Potencia contratada con la comercializadora.....	54
10.	Curva de la demanda del gran usuario No. 1.....	72
11.	Curva de la demanda del gran usuario No.2.....	72
12.	Curva de demanda del gran usuario No. 3.....	73
13.	Parámetros de operación de los grandes usuarios.....	74
14.	Clasificación horaria de la demanda US-1.....	76
15.	Clasificación horaria de la demanda US-2.....	77
16.	Clasificación horaria de la demanda US-3.....	77
17.	Demanda firme asignada a los usuarios.....	78
18.	Tendencia de los cargos por desvíos de potencia.....	84
19.	Comparativo de precios monómicos para US-1.....	90
20.	Comparativo de precios monómicos para US-2.....	91
21.	Comparativo de precios monómicos para US-3.....	91
22.	Comparativo de costos finales US-1.....	92
23.	Comparativo de costos finales US-2.....	93

24.	Comparativo de costos finales US-3.....	93
-----	---	----

TABLAS

I.	Pliego tarifario distribuidora EEGSA	49
II.	Precios del peaje principal y secundario.....	51
III.	Volumen de energía en kWh de los grandes usuarios.....	51
IV.	Potencia máxima horaria y máxima hora pico	55
V.	Resumen ITE, precio peaje principal	60
VI.	Resumen ITE, precio peaje secundario	61
VII.	Pliegos tarifarios EEGSA	62
VIII.	Pliego tarifario de la tarifa horaria EEGSA.....	65
IX.	Parámetros para la liquidación banda valle	66
X.	Perfil de demanda del US-1, año estacional.....	75
XI.	Perfil de demanda del US-2, año estacional.....	75
XII.	Perfil de demanda del US-3, año estacional.....	76
XIII.	Estimados costos de energía mensual	79
XIV.	Cargos estimados por potencia del gran usuario.....	80
XV.	Costos peaje principal grandes usuarios	81
XVI.	Cargos peaje secundarios grandes usuarios	82
XVII.	Cargos unitarios del valor agregado	83
XVIII.	Cargos por desvíos de potencia, en \$/kW-mes	84
XIX.	Energía adicional en banda Valle, en kWh	86
XX.	Cargo total de la energía consumida tarifa horaria	87
XXI.	Cargos estimados de potencia, en \$/kW-mes	88
XXII.	Cargo fijo promedio usuario media tensión.....	89

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H2O	Agua
USD	Dólares estadounidenses
US\$/MWh	Dólares por megavatio-hora
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio-hora
US1	Gran Usuario No.1
US2	Gran Usuario No.2
US3	Gran Usuario No 3
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
m	Metro
%	Porcentaje
GTQ	Quetzal guatemalteco

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista, entidad encargada de administrar y operar el sistema eléctrico nacional.
AP	Alumbrado público, cuota que se incluye en las facturas del pago de energía eléctrica.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entidad reguladora del mercado eléctrico.
Demanda firme	Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada distribuidor o Gran Usuario, en el año estacional correspondiente. La demanda firme del Sistema Nacional Interconectado es la suma de las demandas firmes de todos los distribuidores y grandes usuarios.
DFE	Es la demanda máxima mensual de cada distribuidor o Gran Usuario, registrada durante los períodos de máxima demanda diaria del Sistema Nacional Interconectado, más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista.

DPC	Desvío de potencia de consumidores de energía eléctrica.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. distribuidora de energía eléctrica.
Energía eléctrica	Forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor
Gran Usuario	Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede cien kilovatios (kW), o el límite inferior fijado por el ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación, es una entidad estatal, autónoma y descentralizada, la cual goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.
ITE	Informe de Transacciones Económicas
LGE	Ley General de Electricidad.

MEM Ministerio de Energía y Minas, es el Ministerio del Gobierno de Guatemala encargado de atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos.

Potencia contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

VAD Valor Agregado de Distribución

RESUMEN

Los análisis económicos sobre los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas del mercado eléctrico de Guatemala son excesivamente escasas, específicamente para aquellos usuarios interesados en la contratación de un servicio de suministro eléctrico cuyas condiciones de operación son atípicas a las de un consumidor normal, es decir usuarios que debido al proceso donde se encuentran instalados presentan periodos estacionales en su demanda de energía.

Por lo que en esta investigación el objetivo principal fue analizar los costos finales de operación resultantes, para tres grandes usuarios que actualmente se encuentran habilitados en la tarifa gran usuario no regulada, representados por la comercializadora COMEGSA, con demandas arriba de los 100kW en periodos de máxima demanda, sin embargo poseen grandes periodo de estacionalidad de demanda de energía muy cercana a cero kilovatios/hora durante un periodo aproximado de 5 a 6 meses, derivado de esto se estimó y se evaluó la opción de contratación de dicho suministro eléctrico en la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA. Con el fin de encontrar la tarifa económicamente más rentable para estos usuarios.

Partiendo de estas consideraciones se tomaron en cuenta variables como: la energía consumida, demanda máxima horaria, demanda máxima en la banda horaria pico, demanda firme, precio de energía y potencia eléctrica, con las cuales se construyó un perfil comercial para los usuarios,

Tomando en cuenta que el punto de análisis era evaluar la rentabilidad de las tarifas gran usuario no regulada versus la tarifa regulada horaria de EEGSA, se determinó a través de un análisis económico comparativo de precios monómicos y costos totales de ambas tarifas, la tarifa eléctrica más rentable para estos usuarios que presentan grandes estacionalidades de bajo consumo de energía eléctrica a lo largo del año estacional, derivado del análisis realizado se determinó que debido a las condiciones de estacionalidad que presentan los usuarios No.1 y No.2 la tarifa más rentable es la tarifa regulada horaria de la EEGSA esto derivado del bajo volumen de energía eléctrica consumida durante el periodo, por otra parte debido a que el usuario No.3 presenta una curva con un mayor volumen de energía consumida, la finalidad de la tarifa gran usuario no regulada es eficiente y resulta ser rentable para este usuario, aun cuando dentro de su perfil exista un prolongado periodo estacional de bajo consumo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

- Contexto general

La diversificación de los sistemas tarifarios en el mercado eléctrico de Guatemala, ha tenido un desarrollo muy importante enfocado hacia las necesidades de los usuarios consumidores, a través de la habilitación de la resolución 153-2018 de la distribuidora EEGSA, se ofrece a partir del 1 de febrero de 2020 en el mercado la tarifa eléctrica horaria, para usuarios con potencia contratada mayor a los 11kW, razón principal por la que muchos usuarios habilitados en la tarifa gran usuario no regulada han mostrado interés sobre dicha tarifa, específicamente aquellos usuarios que en su curva de demanda presentan grandes estacionalidades de bajo consumo de energía eléctrica afectando la finalidad de la tarifa gran usuario no regulada.

- Descripción del problema

La integración de la tarifa regulada horaria de EEGSA, ofrece precios de energía diferentes para cada banda horaria del día, para usuarios con potencia contratada superior a los 11kW, esto ha generado un desarrollo importante en el sistema tarifario del mercado, debido a los precios que ofrece la tarifa y a la evolución de los medidores inteligentes. Este desarrollo de la tarifa regulada horaria se proyecta como opción de contrato para aquellos usuarios que actualmente se encuentran habilitados en la tarifa gran usuario no regulada que presentan grandes estacionalidades de bajo consumo durante un año estacional. Esto debido al tipo de proceso donde se encuentran instalados.

La posibilidad de migrar a la tarifa regulada horaria EEGSA, para aquellos usuarios que han identificado características como estacionalidades de baja demanda en su perfil comercial, resulta ser bastante atractiva, esto derivado que la tarifa no regulada gran usuario obliga al usuario a cumplir con todas las obligaciones comerciales y de operación ante el Administrador del Mercado Mayorista a lo largo de un año estacional, esto con la finalidad de mantener su calidad de gran usuario.

Derivado de este crecimiento y evolución en el sistema tarifario, la necesidad, de investigaciones, estudios y análisis económicos de los procesos de contratación, liquidación y facturación de las tarifas reguladas horarias EEGSA y tarifa no regulada gran usuario, que orienten a los usuarios a la óptima contratación de un servicio de suministro eléctrico, son cada vez mayores, esto debido a que en el mercado eléctrico guatemalteco este tipo de estudios y análisis son altamente escasos.

La incertidumbre sobre la correcta contratación del suministro eléctrico, para usuarios con las características descritas, resulta ser considerablemente alta, esto derivado que la mayoría de usuarios que presentan estas características de estacionalidades de bajos y altos consumos de energía durante el año estacional, son puntos de consumo que están instalados y funcionan en procesos de la industria y agroindustria del país, en su mayoría alejados de entorno de administración y operación del mercado eléctrico guatemalteco.

- Formulación del problema
 - Pregunta central
 - ¿Qué tarifa eléctrica se debe contratar para que, el servicio sea económicamente óptimo, para un usuario con demanda superior a 100kW, y que presente estacionalidad de bajo consumo en su curva de demanda?
 - Preguntas auxiliares
 - ¿A partir de que herramientas un usuario puede analizar el volumen de demanda previo a la contratación de una tarifa eléctrica?
 - ¿Qué variables debe considerar un usuario con demanda mayor a los 100kW y estacionalidad de bajo consumo de energía, para realizar un análisis económico de los procesos de contratación de las tarifas eléctricas que cubren este servicio?
 - ¿Qué parámetros y que metodología debe utilizar un usuario para estimar los cargos unitarios de las tarifas eléctricas que cubren demanda de usuarios con potencia contratada?
- Delimitación del problema

El problema se centra específicamente para usuarios con demandas superiores a los 100kW, que presenten estacionalidades de bajo consumo de

energía eléctrica durante el año estacional, específicamente para esta investigación se toman como muestra los registros de la medición comercial de tres grandes usuarios actualmente habilitados en la tarifa gran usuario no regulada representados ante el mercado por la comercializadora COMEGSA, los cuales presentan largos periodos estacionales de baja demanda, debido al tipo de operación agroindustrial en donde se encuentran integrados. Por tal razón se contemplan objeto de análisis para la óptima contratación de suministro eléctrico, tomando como fuente de análisis la tarifa gran usuario no regulada y la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA.

OBJETIVOS

General

Identificar la tarifa eléctrica más rentable de contratar para usuarios que demandan potencia superior a los 100kW, y presentan periodos estacionales de bajo consumo en el año estacional. A partir de la estimación de los procesos de liquidación y facturación de las tarifas gran usuario regulada y tarifa regulada horaria EEGSA.

Específicos

- Construir las curvas de demanda de los usuarios en estudio que actualmente se encuentran habilitados en la tarifa gran usuario no regulada con representación.
- Determinar las variables más importantes de la operación de este tipo de usuarios, que permitan evaluar y garantizar la eficiente contratación del servicio de energía.
- Estimar el proceso de liquidación y facturación, utilizando las metodologías de cálculo de la tarifa gran usuario no regulada y tarifa regulada horaria de EEGSA , a partir de las curvas de demanda construidas.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El enfoque del estudio fue mixto, considerando el primer enfoque cuantitativo debido a que se estimaron cargos unitarios de los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas, Gran Usuario no regulada y tarifa regulada horaria de la EEGSA, a partir de variables aritméticas como la cantidad de kilovatios consumidos. El segundo enfoque se considera cualitativo debido a que se analizaron de forma comparativa los costos resultantes de ambas tarifas eléctricas, para identificar la tarifa más rentable para cada usuario.

La investigación tuvo un alcance de tipo exploratorio porque actualmente los análisis de las tarifas eléctricas del mercado eléctrico de Guatemala, son bastante escasos, principalmente información y análisis sobre la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA las cuales entraron en vigencia el 1 de febrero de 2020.

El diseño de la investigación se consideró no experimental, debido a que no se tuvo el control sobre las variables, tales como los registros de la demanda las cuales fueron obtenidas de la medición comercial de los usuarios, y los pliegos tarifarios y criterios de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas ya estaban definidos. El tipo de investigación contemplo un periodo de un año estacional de operación de los grandes usuarios.

La investigación con fines del cumplimiento de los objetivos planteados se desarrolló en 5 fases, cada una de ellas desarrollada con diferentes métodos y técnicas, por lo que: la fase 1 se enfocó en la revisión documental de toda la información relacionada con los procesos de liquidación y facturación de tarifas

eléctricas en diferentes mercados eléctricos, y la estructura del subsector eléctrico de Guatemala. La fase 2 construcción de las curvas de demanda, con la de la plataforma web de la comercializadora para interrogar la medición comercial de los grandes usuarios evaluados, se recolectaron los registros de la demanda de forma horaria, de acuerdo a la técnica de ordenamiento lógico de los datos, se lograron construir las curvas de la demanda de cada uno de los usuarios a lo largo de un año estacional.

En la fase 3 se identificaron y se clasificaron todas las variables que tienen una relación económica directamente con los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas analizadas, a través del método de análisis y observación.

En la fase 4 se realizó la estimación del proceso de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas, se estimó el cálculo de los procesos de liquidación y facturación para la tarifa no regulada gran usuario y la tarifa regulada horaria de EEGSA. Las estimaciones se realizaron a través de los lineamientos y formas descritos en la Norma de Coordinación Comercial, y los pliegos tarifarios promedio del año 2020 para el caso de la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA.

La fase 5 análisis económico comparativo entre tarifas, a partir de una técnica de análisis de los precios monómicos de la energía, se realizó un análisis comparativo de costos entre ambas tarifas para cada gran usuario en el año estacional evaluado, y contemplando las estimaciones de la liquidación de ambas tarifas se determinó la rentabilidad de cada tarifa para cada uno de los usuarios evaluados tomando en cuenta cada una de sus características de operación.

La generación de nuevas fuentes de análisis e información sobre los procesos de liquidación y parámetros que se deben de tomar en cuenta previo a la contratación de un servicio de suministro eléctrico son de vital importancia específicamente para aquellos usuarios que en su perfil contraten potencia.

Por lo tanto, utilizando de referencia las tarifas eléctricas que el mercado eléctrico ofrece específicamente para usuarios, cuyas demandas están por encima de los 11kW y pueden según posición geográfica habilitarse en la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA, y por su parte la tarifa gran usuario no regulada siempre y cuando estos presenten como característica principal una estacionalidad en su curva de demanda la cual afecta la finalidad del perfil del Gran Usuario.

Esta investigación proporciono un panorama muy amplio para aquellos usuarios cuya demanda es superior a los 100kW, pero que dentro de su curva de demanda a lo largo de un año estacional presentan estacionalidades de bajo y alto consumo de demanda de energía eléctrica. Estacionalidades que en este tipo de usuarios habilitados en la tarifa no regulada gran usuario representan costos fijos debido al cumplimiento de sus obligaciones ante el Administrador del Mercado Mayorista. Tomando como referencia estas variables donde una de las más importantes fue la estacionalidad. Se estimaron los procesos de liquidación para cada una de las tarifas involucradas siendo estas: la tarifa no regulada Gran Usuario y la tarifa eléctrica regulada horaria de la distribuidora EEGSA.

La metodología de esta investigación utilizo cinco fases las cuales inician con la recopilación de información asociada al panorama general del mercado eléctrico de Guatemala, específicamente con un enfoque en la tarifa gran usuario no regulada y tarifa regulada horaria EEGSA las cuales son el punto de análisis de esta investigación, seguidamente a través de un proceso de recopilación de

datos se extrajo y se ordenó en hojas de Excel los registros de las mediciones del consumo eléctrico de los tres grandes usuarios tomados como muestra. De forma tal que se estructuró un proceso de liquidación de acuerdo a los parámetros definidos en los pliegos tarifarios para la distribuidora EEGSA en el caso de la tarifa regulada horaria, y en el caso de la tarifa gran usuario no regulada se tomó como referencia el proceso de liquidación y facturación establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 12.

En el desarrollo del capítulo 1 se contempló la revisión y extracción bibliográfica de todos los aspectos más importantes relacionados con el mercado eléctrico específicamente de todas las características y generalidades de las tarifas eléctricas, cuyos fundamentos se relacionan de forma directa con agentes y participantes que operan en los distintos mercados eléctricos esto con el fin de extraer información importante que aporte de forma teórica y operacional al desarrollo de esta investigación. En el capítulo 2 se integró información general de los aspectos importantes pertenecientes al mercado eléctrico de Guatemala incluyendo generalidades de operación para los participantes consumidores a gran escala los cuales se identificaron como usuarios con demandas mayores a 100kW con opción de operar tanto en la tarifa no regulada gran usuario, como en la tarifa regulada horaria, esto dependiendo de la posición geográfica donde se localizan.

En el capítulo 3 se desarrolló de forma lógica el ordenamiento de las variables involucradas a partir de los registros de demanda eléctrica de los tres grandes usuarios muestra, con lo cuales se construyeron las curvas de demanda con el fin de identificar factores y otras variables que se reflejaran en la curva de cada uno de los usuarios, partiendo de esto se estimó el proceso de liquidación y facturación final para los usuarios, a través de los precios promedios del año 2020 establecidos en los pliegos tarifarios para la tarifas regulada horaria de

EEGSA y para la tarifa gran usuario no regulada el proceso de liquidación se basó en parte del procedimiento descrito en la Norma de Coordinación Comercial No.12.

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos en cuanto a las estimaciones realizadas de los procesos de liquidación y facturación de cada una de las tarifas analizadas. En el capítulo 5 se presenta el análisis de viabilidad económica para la contratación de un servicio de energía eléctrica, a partir de las necesidades de demanda de cada gran usuario, se determinó la tarifa eléctrica que económicamente resulte más óptima de contratar por cada uno de los usuarios evaluados tomando en cuenta las condiciones de estacionalidad que afectan el consumo de energía de estos usuarios.

INTRODUCCIÓN

Los estudios y análisis sobre las transacciones económicas y de operación que realizan los usuarios consumidores de energía eléctrica en el mercado eléctrico de Guatemala son definitivamente muy escasos, esta es una de las razones principales por la que aquellos interesados en contratar un servicio de suministro de energía muchas veces erran en la contratación de un servicio óptimo que garantice los menores costos posibles y el máximo aprovechamiento de los recursos contratados. Por lo que la generación de nuevas fuentes de análisis e información sobre los procesos de liquidación y parámetros que se deben de tomar en cuenta antes de la contratación de un servicio de suministro eléctrico son de vital importancia específicamente para aquellos usuarios que en su perfil contraten potencia.

Tomando como muestra objetivo tres grandes usuarios que actualmente se encuentran habilitados en la tarifa gran usuario no regulada, con representación ante el Administrador del Mercado Mayorista por la comercializadora COMEGSA, y que presentan una curva atípica de consumo en relación a las políticas y objetivos de la finalidad del gran usuarios, se consideró evaluar el impacto económico que genera la estacionalidad de un gran usuario, por lo que tomando las consideraciones anteriores es objeto de análisis comparativo la tarifa regulada horaria de la distribuidora.

Esta investigación proporciono un panorama muy amplio para aquellos usuarios cuya demanda es superior a los 100kW, específicamente para aquellos que presentan estacionalidades en el consumo de energía eléctrica y que afectan directamente en cargos económicos por los de recursos contratados en esas

épocas estacionales donde el consumo de energía eléctrica fluctúa o en algunas ocasiones es casi a niveles de los cero kilovatios hora. Tomando como referencia estas variables donde una de las más importantes fue la estacionalidad. Se estimaron los procesos de liquidación para las tarifas eléctricas objetivo, teniendo como punto de comparación la tarifa regulada horaria de EEGSA debido a que son grandes usuarios atípicos en cuanto a su curva de demanda.

La metodología de esta investigación utilizó cinco fases las cuales inician con la recopilación de información asociada al panorama general del mercado eléctrico de Guatemala, específicamente con un enfoque en las tarifas reguladas horarias y la tarifa gran usuario no regulada las cuales son el punto e análisis a lo largo del desarrollo de la investigación, seguidamente a través de un proceso de recopilación de datos se extrajo y se ordenó en hojas estadísticas los registros de las mediciones del consumo eléctrico de los tres grandes usuarios tomados como muestra. De forma tal que se estructuró un proceso de liquidación de acuerdo a los parámetros definidos en los pliegos tarifarios para la distribuidora EEGSA en el caso de la tarifa regulada horaria, y en el caso de la tarifa gran usuarios no regulada se tomó como referencia los lineamientos de liquidación y facturación establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 12.

En el desarrollo del capítulo 1 se contempló la revisión y extracción bibliográfica de todos los aspectos más importantes relacionados con el mercado eléctrico específicamente de todas las características y generalidades de las tarifas eléctricas, cuyos fundamentos se relacionan de forma directa con agentes y participantes que operan en los distintos mercados eléctricos esto con el fin de extraer información importante que aporte de forma teórica y operacional al desarrollo de esta investigación. En el capítulo 2 se integró información general de los aspectos importantes pertenecientes al mercado eléctrico de Guatemala, incluyendo generalidades de operación para los participantes consumidores a

gran escala los cuales se identificaron como usuarios con demandas mayores a 100kW con opción de operar tanto en la tarifa gran usuario no regulada como en la tarifa regulada horaria EEGSA, esto dependiente si la posición geográfica donde se localizan es cubierta por la distribuidora EEGSA la cual en la actualidad ofrece la tarifa horaria con precios de energía diferentes en las tres bandas horarias.

En el capítulo 3 se desarrolló de forma lógica el ordenamiento de las variables involucradas a partir de los registros de demanda eléctrica de 3 grandes usuarios muestra, con lo cuales se construyeron las curvas de demanda con el fin de identificar factores u otras variables que se reflejaran en la curva de cada uno de los usuarios, partiendo de esto se estimó el proceso de liquidación y facturación final para los usuarios, con los precios promedio de los pliegos tarifarios de la tarifa regulada horaria del año 2,020 y en el caso de la tarifa gran usuario no regulada el proceso de liquidación se realizó en base a lo descrito en la Norma de Coordinación Comercial No.12.

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos en cuanto a las estimaciones realizadas de los procesos de liquidación y facturación de cada una de las tarifas analizadas. En el capítulo 5 se presenta el análisis de viabilidad económica para la contratación de un servicio de energía eléctrica, a partir de las necesidades de demanda de cada gran usuario, se determinó la tarifa eléctrica que económicamente resulte más rentable de contratar por cada uno de los usuarios evaluados.

1. MARCO REFERENCIAL

Ante la actual publicación y aprobación de las tarifas horarias en Guatemala por parte de la distribuidora eléctrica de Guatemala, es importante conocer aspectos importantes que se han generado en otros mercados eléctricos donde esta calidad de usuario ya fue implementada o está en proceso de aprobación.

Según lo indica Catillo (2009)

La tarificación de la energía eléctrica, y en especial en los sistemas de distribución eléctrica es un tema arduamente discutido a nivel nacional e internacional, en el Perú, se ha tratado de captar las experiencias internacionales para establecer su propio modelo tarifario, asimismo, se debe tener en cuenta que la normatividad vigente, permite otorgar concesiones en condiciones de Monopolio Natural como es el caso de las empresas de distribución eléctrica, las cuales requieren de un mecanismo de control para la ejecución de sus actividades. Debido a que la energía eléctrica es considerada por la sociedad como un servicio básico, la determinación de sus precios es un factor que tiene gran influencia en la economía regional, por este motivo es importante el análisis de la normatividad vigente para poder determinar y aplicar los procedimientos requeridos para la fijación de las tarifas eléctricas, con el propósito de lograr un sistema tarifario eficiente (p.1).

Por otra parte, también Bayas (2009), se refiere al tema de las tarifas horarias de la forma como se ha perfilado esta calidad de usuario en mercados como el de Ecuador, el proceso empieza por:

Determinar un valor de tarifa horaria de demanda y energía eléctrica para las horas pico del sistema eléctrico ecuatoriano como incentivo de eficiencia energética. Se propone aplicar a un segmento de usuarios residenciales e industriales y se pueda conseguir en el caso de que se implemente en el país, reducir el consumo de energía eléctrica, demanda, generación termoeléctrica ineficiente en las horas pico del sistema y emisiones de gases de efecto invernadero que afectan al cambio climático. Se parte de una investigación de implementación de tarifas horarias (p.57).

Por su parte Cardona (2006), en su análisis indica que:

Mediante un análisis de los diferentes métodos utilizados a nivel internacional para incentivar la respuesta de la demanda de energía a los precios del mercado, se propone el método que mejor se adapta al sistema y al mercado de energía en Colombia, con el objetivo de lograr beneficios para todos los actores que participan del negocio de la energía eléctrica en el país. El análisis microeconómico, con casos de simulación de las transacciones en el mercado de energía, permite concluir que, en Colombia, el uso generalizado del modelo que considera tiempo de uso (TOU), con la participación de los grandes usuarios no regulados (UNR), en respuesta a una señal de precio de bolsa en tiempo real, mediante la flexibilidad de sus procesos productivos, representa beneficios importantes (p.35).

Por lo tanto, tal y como lo indica Betancourt (2011) “los hábitos, los horarios y, en general, la forma en que los usuarios consumen energía eléctrica se ve reflejada, en gran medida, en el comportamiento del sistema eléctrico que se dispone y que se desarrolla según los requerimientos del mercado” (p.10). Por lo que, partiendo de esta premisa, aplicando el concepto de sensibilidad al precio,

se puede influir en el sistema, modificando malas prácticas de consumo, al disminuir en todos los sectores, la demanda a la hora pico del sistema eléctrico.

Por su parte John (2011) hace referencia al:

Entorno de los usuarios regulados y no regulados, existentes en el mercado eléctrico de Colombia. Un análisis de la reestructuración del sector de energía eléctrica, que da origen a los usuarios regulados y los no regulados. Examina los componentes que influyen sobre el mercado no regulado, explicando los elementos regulatorios concernientes a este tipo de usuarios. Finalmente se estima un modelo econométrico de series temporales SARIMAX que determina cómo diferentes variables (demanda, precio y aportes hídricos) influyen en el precio de los contratos no regulados y se explican los resultados (p. 234).

2. MARCO TEÓRICO

El desarrollo de la parte teórica de esta investigación se basa en las generalidades de las transacciones económicas y de operación que se realizan en el mercado eléctrico de Guatemala, como resultado de la compra y venta de potencia y energía eléctrica que se comercializa entre los agentes que participan en el mercado.

Es sumamente importante tener conocimiento de los parámetros y características del mercado eléctrico de Guatemala, con la finalidad de conocer su funcionamiento e integración por lo que en la sección primera de esta investigación se incluyen las principales características de operación y comercialización de los productos que en este mercado se transan.

El mercado eléctrico de Guatemala es un mercado regulado, cuenta con un órgano del estado, y un órgano técnico regulador y un ente de operación quien es el que lleva acabo toda la administración de la operación real del mercado eléctrico para cubrimiento de la demanda del país, por lo cual dentro del desarrollo de la sección número dos se incluyen fundamentos generales para la identificación de la estructura del marco regulador, legal, leyes y reglamentos.

En la tercera sección se hace referencia a los tipos de consumidores de energía que participan en el mercado eléctrico, generalmente en todos los mercados eléctricos los usuarios se diferencia uno del otro por sus regulaciones, dentro de los cuales los usuarios regulados son los más comunes, los cuales engloban a todos los usuarios residenciales y de bajas demanda de potencia, por otra parte se hace un acercamiento especial a los usuarios no regulados que son

todos aquellos con demandas altas, los cuales son el objetivo de esta investigación.

Dentro de la cuarta y quinta sección el enfoque está orientado a la forma en como es despachada la energía eléctrica que demandan los usuarios, tomando en cuenta los horarios o bandas establecidas en el mercado dentro de las cuales pueden consumir los usuarios. Esto por consecuencia también tiene una reacción directa en cuanto a la forma de cómo se liquidan estos consumos, por lo que en la quinta sección se hace referencia a las generalidades de cómo se realiza el proceso de liquidación de los usuarios finales en este caso los usuarios que participan en calidad de gran usuario y calidad de tarifas horarias.

2.1. Mercado eléctrico de Guatemala

El actual operador y administrador del mercado, Administrador del Mercado Mayorista (2020), a través de sus informes anuales define el mercado eléctrico de Guatemala como:

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que el Administrador del Mercado Mayorista define a través de un informe de operaciones publicado en el portal del administrador que, se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública. (p.5).

2.1.1. Estructura del mercado eléctrico

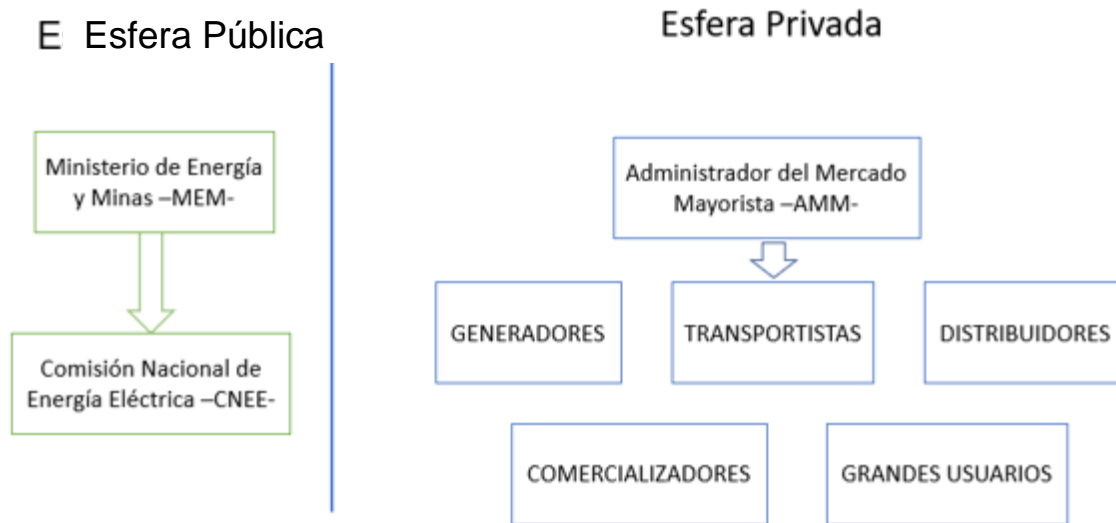
Como en todo mercado donde existe oferta y demanda, la forma de como participar y realizar transacciones en los mercados es de acuerdo al tipo o la estructura que este posea para Fernández (2018) “existen 4 tipos diferentes de mercados de acuerdo al grado de competencia que existe en los mismos” (p.3).

En Guatemala la estructura de mercado está basada en instituciones públicas y privadas. Dentro de las cuales se establece “el Ministerio de Energía y Minas (MEM), el cual tiene como principal función el dictar la Política Energética, Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión, y Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como ente que regula el funcionamiento del mercado eléctrico de Guatemala, se sitúan dentro del marco público del funcionamiento del mercado eléctrico” (Ley General de Electricidad 1996, art.4).

Por su parte existe el operador del sistema y del mercado funcionan como una “empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista, la cual es supervisada por CNEE, que está a cargo de la operación del sistema eléctrico de Guatemala y la liquidación de las transacciones realizadas en el mercado” (Ley General de Electricidad 1996, art.44).

El “administrador del mercado mayorista proporciona dentro de sus tareas un cambio o un espacio para que los agentes de mercado puedan llevar a cabo operaciones de compraventa de energía eléctrica. Los agentes del mercado mayorista operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista” (Ley General de Electricidad 1996, art.44).

Figura 1. Estructura de mercado



Fuente: Congreso de la República de Guatemala (1996). *Ley General de Electricidad, Estructura de Mercado*

2.1.2. Agentes del mercado eléctrico

Según el Reglamento de la Ley General de Electricidad (1997), son: “Generadores, Distribuidores, Transportistas y Comercializadores. Todos deben cumplir con ciertos requisitos para poder adquirir su calidad de Agente, los cuales se detallan específicamente en la Ley General de Electricidad del mercado eléctrico de Guatemala” (art. 39).

2.1.2.1. Agentes generadores

Estos agentes actúan en el mercado eléctrico como la oferta con base en los requerimientos de la demanda para Mikel (2016) los generadores son los “encargados de producir la electricidad a partir de un determinado recurso

energético para después vender la energía en los mercados mayoristas. Hoy en día existen numerosas alternativas con características muy diversas y la forma de generarla” (p.25).

Para los agentes generadores de energía eléctrica hoy en día la forma y capacidad de producir electrones, es bastante amplia partiendo que estos pueden optar por diversas tecnología generadoras de electricidad de acuerdo a las necesidades y recursos que este disponga para dicha actividad en el libro Harper (2001) “las tecnologías para la generación de energía eléctrica se dan a base de gas, agua, geotermia, biomasa, combustible fósil, en los últimos años las tecnología a base de recursos naturales cada una de han crecido considerablemente, eólica, solar por ejemplo” (p.35).

En Guatemala actualmente existe un aproximado de 62 agentes generadores, que aportan energía eléctrica para el cubrimiento de la demanda, utilizando las diversas tecnologías de las cuales se integra la matriz energética del país, dentro de las cuales la generación hidráulica y la cogeneración de los ingenios con biomasa ocupan el máximo porcentaje de participación en la generación de energía eléctrica.

2.1.2.2. Agentes transportistas

Estos agentes en un mercado eléctrico tienen como función principal transportar la energía desde el lugar donde se crea hasta el lugar donde se ubica la demanda, para Zolezzi y Rudnick (2006) “los sistemas de transmisión permiten el transporte de energía eléctrica producida por generadores de distintas características a los consumidores finales, las redes de transmisión en los mercados eléctricos conforman las interconexiones” (p.2).

La red de transporte es diseñada de acuerdo a las necesidades y condiciones que se tengan en la zona de construcción, es importante que para garantizar la seguridad del bien que en estos se transporta el diseño sea aprobado con previo estudio debido a los incidentes que puede provocar por un mal diseño. Siendo la energía un bien denominado commodity a diferencia de otros productos según Zolezzi y Rudnick (2006) “el flujo eléctrico inyectado en un punto se distribuye a través de la red, de acuerdo con las leyes físicas que no guardan relación con los contratos de abastecimiento que pueda haber entre un productor y un consumidor” (p.3).

En Guatemala actualmente existe un aproximado de 14 empresas autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas, que dedican sus operaciones al transporte de energía eléctrica, dentro de las cuales la que mayor cubrimiento en cuanto a líneas de transporte posee es la Empresa de Transporte de Control de Energía Eléctrica (ETCEE), con un cubrimiento aproximado de 5 mil kilómetros en líneas de transporte.

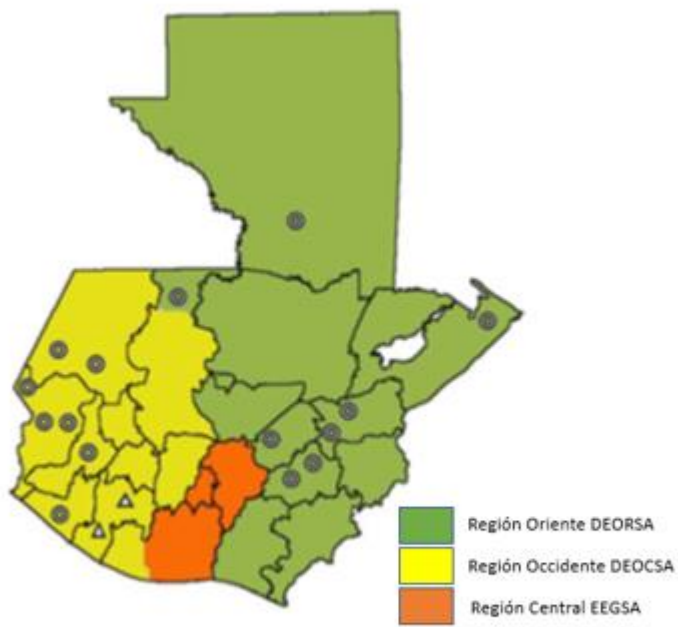
2.1.2.3. Agentes distribuidores

“Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica. En Guatemala para que un distribuidor sea autorizado debe tener un aproximado de quince mil usuarios contratados” (Ley General de Electricidad 1996, art.44).

En Guatemala existen tres principales empresas distribuidoras las cuales operan en diferentes departamentos del país, en la mayoría de los departamentos del país aproximadamente en dos departamentos opera Energuate con sus dos empresa DEOCSA para la zona occidental del país y DEORSA para la zona oriente, con un aproximado de 3 millones de usuarios, en

el caso de la zona central del país y parte de la costa sur opera la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. EEGSA con aproximadamente 2.5 millones de usuarios.

Figura 2. **Distribución de energía eléctrica**

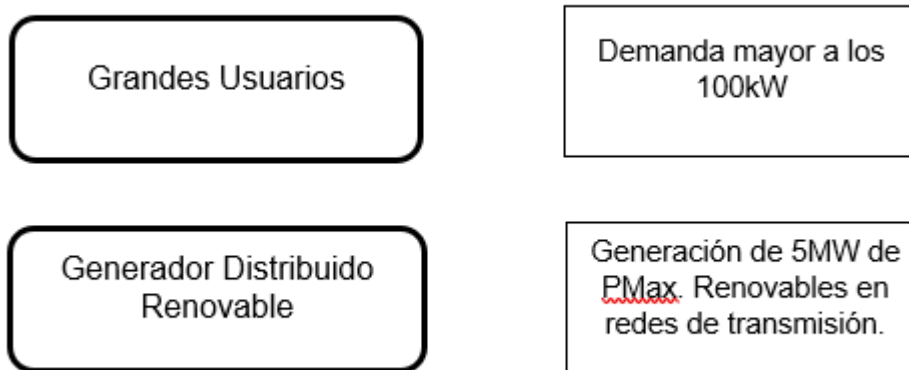


Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2019). *Distribución de energía*

2.1.3. Participantes del mercado eléctrico

En el mercado eléctrico específicamente en el de Guatemala son participantes del mercado los consumidores que demanden una potencia superior a los 100kW a los que se les conoce como grandes usuarios (GU) y los generadores distribuidos renovables (GDRs)

Figura 3. **Participantes del mercado**



Fuente: Ley General de Electricidad (1996). *Participantes del mercado*

2.1.3.1. **Grandes usuarios**

Este tipo de participantes en un mercado eléctrico se definen como usuarios que consumen grandes cantidades de energía eléctrica, generalmente estos usuarios son industrias que utilizan la energía eléctrica para el proceso de producción de sus actividades, de acuerdo a lo que se define en el informe de Cardona (2007) “los usuarios que son grandes compradores de energía en el país son clasificados como usuarios no regulados del mercado de energía, tienen la alternativa de realizar las compras de energía a las empresas comercializadoras” (p.15).

Las transacciones que realizan los grandes usuarios en el mercado mayorista se dan según lo describe Cardona (2007) “mediante contratos bilaterales que les permiten realizar negociaciones particulares para acordar la duración de estos, los precios de la energía transada y las alternativas de pago” (pp.14-15).

En Guatemala los grandes usuarios están definidos en la Ley General de Electricidad y participan en el mercado mayorista bajo los parámetros definidos por el Ministerio de Energía y Minas, por lo que un usuario con grandes proporciones de demanda de potencia se define como aquel consumidor de energía cuya demanda de potencia excede cien kilovatios, o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. “El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador” (Reglamento de la Ley General de Electricidad, 1997, art.1).

Actualmente en el mercado eléctrico de Guatemala participan a través de los diferentes tipos de contratos de energía y potencia un aproximado de 1,164 grandes usuarios, la mayoría en la modalidad representada por comercializadores o generadores.

2.1.3.2. Generador distribuido renovable

Son participantes de mercado mayorista que operan con la figura de Generadores Distribuidos Renovables (GDRs) los cuales son “centrales generadoras que aportan menos de 5MW de potencia al sistema y se encuentran conectadas a las redes de distribución, las cuales pueden obtener la posibilidad de realizar transacciones en el Mercado Mayorista” (Ley General de Electricidad 1996, art.1)

Actualmente en el mercado eléctrico de Guatemala existe un aproximado de 62 generadores distribuidos renovables.

2.1.4. Productos que se comercializan en el mercado eléctrico

En un mercado eléctrico básicamente los únicos productos que se pueden comercializar es la potencia y energía, en base a estos productos nacen todas las transacciones que puedan realizarse en un mercado eléctrico. Según definen Ríos y Relaño (2011) “la electricidad es un commodity que puede ser vendida y comprada con una calidad previamente definida y un alto nivel de estandarización. La entrega se realiza en las redes de alta tensión de cada país” (p.98).

La actividad de comercializar los productos en un mercado eléctrico libre de monopolios lo realizan empresas o entidades que se dedican a la compra y venta de energía y potencia eléctrica con el fin de poderla transar con terceros dentro del mercado mayorista. Esta actividad se define según Vega (2011) como la “actividad que se presta o realiza en régimen de libre competencia basada en los principios de libertad de entrada y acceso a las redes y libertad de contratación y formación competitiva de los precios” (p.204).

2.1.4.1. Energía eléctrica

La electricidad que se comercializa en los mercados eléctricos se produce en centrales de generación, se clasifican según la tecnología de la que provenga la energía: renovables, nucleares, térmicas de carbón, térmicas de gas, etc. Pueden competir entre ellas para producir en función de los costes de combustibles y eficiencia.

Es importante mencionar que como producto que se comercializa dentro del mercado mayorista de electricidad, a diferencia de otros productos como bien lo indica Vives (2006) “la electricidad no es almacenable y debe generarse en el

momento en que se consume. Para evitar una interrupción del servicio, el sistema debe disponer de un margen de capacidad de reserva en cada punto de la red” (p.4).

2.1.4.2. Potencia eléctrica

El tema de la comercialización de la potencia eléctrica en los mercados mayoristas se da a razón de la potencia disponible dentro de un mercado, que se comercializada entre oferta y demanda y generalmente entre oferta y oferta es decir entre generadores, según Mikel (2016) “los pagos por capacidad es una componente regulada que se incluye en los costes de producción de la energía y dependen de los niveles de producción y de la demanda por lo cual se tiene con esto la finalidad de financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo a los productores e incentivar las inversiones como son sobre la producción de electricidad” (pp.25-26).

Las transacciones entre agentes son bastantes comunes para términos de potencia eléctrica, esto debido a que pueden prestar servicios de respaldos de potencia según sea su capacidad ante un mercado mayorista, para Blanco (2012) “las empresas generadoras venden directamente la energía que ellas mismas producen, asimismo venden los excedentes de potencia a otras empresas generadoras, con el fin de que éstas cumplan sus compromisos de suministro”. (pp.75-76).

2.1.4.3. Servicios complementarios

“Los servicios complementarios, se definen como las funciones necesarias para garantizar la entrega de potencia y energía en un sistema eléctrico de potencia, con lo cual resulta posible las transacciones de electricidad y se

satisface las condiciones de seguridad y calidad en niveles aceptables” (Reglamento del Administrador del Mercado, 1998, art.1).

Según Besoain (2003), “estos servicios son actividades secundarias o colaterales, pero indispensables en el proceso de suministro eléctrico. Todos los agentes participantes del mercado eléctrico pueden proveer uno o más de estos servicios según la naturaleza de las funciones que realizan” (p.4)

2.2. Marco institucional del subsector eléctrico

Los sectores eléctricos de acuerdo con su estructura de una u otra forma son regulados por alguna entidad tanto pública como privada. Generalmente la regulación de los mercados busca como bien lo indica Romero (1999) “la regulación de los beneficios derivados de la competencia en el subsector de generación alcance a los consumidores finales a través de menores precios de energía. Explícitamente, al aliento de inversiones que aseguren el suministro de largo plazo” (p.13).

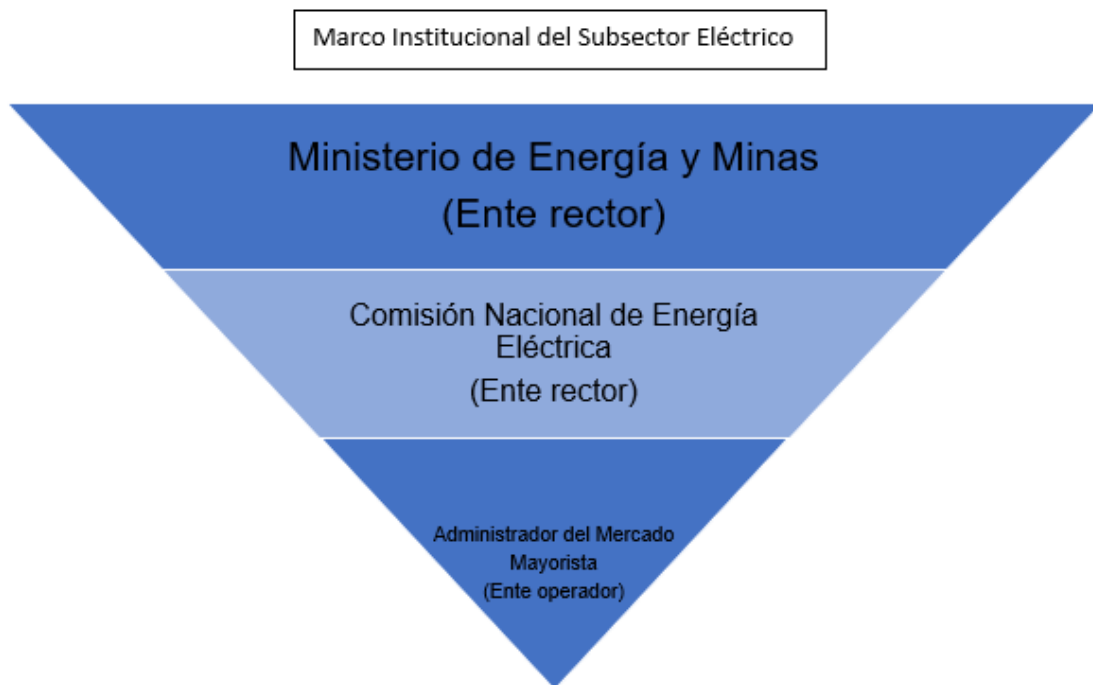
2.2.1. Entidades del marco institucional

Las entidades u organizaciones que gobiernan los mercados eléctricos son creadas bajo la expectativa y objetivos de generar un orden y coordinación de forma óptima para todos los participantes que integran un mercado eléctrico. Para Tobón (2003) “el Estado, con la pretensión de ejercer un mayor control y una mayor coordinación de la planeación y de la generación, crea entidades que conlleven de forma paralela las riendas de los mercados” (p.29).

En Guatemala el marco institucional del subsector eléctrico está constituido por las entidades consignadas en la Ley General de Electricidad, la cual

jerárquicamente define al Ministerio de “Energía y Minas como el ente rector, por su parte se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con el rol de ente regulador, y por último el Administrador del Mercado Mayorista, definido como el ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico, el cual es el encargado de coordinar las transacciones entre los agentes y participantes”.(Ley General de Electricidad, 1996, art.4).

Figura 4. **Institucionalidad del subsector eléctrico**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la Ley General de Electricidad de 1996.

2.2.1.1. Ministerio de Energía y Minas

Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar

la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. “Así mismo le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros” (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, p.13).

2.2.1.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

El mercado guatemalteco luego de la desintegración vertical dada en el año 1996, emprende una restructuración del mercado existente en ese momento, primero que nada, el objetivo principal fue la desmonopolización de la generación de energía eléctrica tal y como lo indica la Ley General de Electricidad (1996):

Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país donde también se crea la institucionalidad del mercado en el artículo 4 se plantea que se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, como un órgano técnico del Ministerio (art.6).

La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de sus funciones definiendo en el mismo artículo las funciones que esta institución deberá efectuar para la regulación del mercado.

- Cumplir y hacer cumplir la ley
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones
- Definir las tarifas de transmisión y distribución
- Dirimir las controversias que surjan
- Emitir las normas técnicas

- Emitir las disposiciones y normativas

2.2.1.3. Administrador del Mercado Mayorista

Siendo el mercado eléctrico caracterizado por condiciones que diferencian a los productos que acá se transan, es importante recordar que la energía no se puede almacenar por lo que debe ser consumida en el mismo tiempo que es generada, para Fernández (2018) “los mercados eléctricos necesitan un administrador técnico que cuide de que la red de transporte de electricidad tenga una estabilidad. El operador del sistema juega un papel fundamental en la determinación del precio spot” (p.16).

El “Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, y vela por el mantenimiento de la calidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica en Guatemala” (Ley General de Electricidad, 1996, art. 44).

Específicamente un operador y administrador del sistema cobra mayor importancia cuando el modelo de mercado es de competencia, debido a que los esquemas de incentivos deben ser alineados. Fernández (2018) indica que las plantas de generación de energía “sólo harán caso al operador del sistema si está en su interés hacerlo. Usualmente el mercado funciona mediante comunicación al operador del sistema del precio a partir del cual los diversos generadores están dispuestos a funcionar” (p.16).

2.2.2. Marco regulatorio del mercado

El marco regulatorio en Guatemala está Integrado por el ordenamiento jurídico que rige las actividades del subsector eléctrico, encontrando en la cima de la pirámide la Ley General de Electricidad creada en el año de 1996, incluyendo sus Reglamentos y modificaciones, por otra parte se integra al “marco regulatorio la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su Reglamento, los acuerdos ministeriales emitidos por el MEM, y las normas y resoluciones emitidas por la CNEE y el AMM” (Ministerio de Energía y Minas, 2000, p.3).

El funcionamiento del sector se rige por un “Marco Legal con vigencia desde 1996, que se ha caracterizado por mantener certeza jurídica, estabilidad y congruencia desde la promulgación de la LGE hasta sus normas operativas para el correcto funcionamiento del mercado y del sistema” (Reglamento de la Ley General de Electricidad, 1997, art. 1).

Figura 5. **Marco legal del subsector eléctrico**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2020). *Marco legal*

2.3. **Usuarios con demanda contratada**

En el mercado eléctrico de Guatemala existen usuarios con demanda contratada, en dos diferentes tarifas siendo estos los usuarios regulados con demanda mayor a los 11kW, y por su parte en la tarifa no regulada los denominados grandes usuarios cuya demanda es mayor a los 100kW

Para Aguilar (2003) en su informe sobre tarifas horarias define que:

En este mercado los precios (tarifas) son fijados por el organismo regulador de precios en el sector. La LCE ha establecido que los precios regulados no pueden diferir en más o menos del diez por ciento de los precios establecidos en el mercado libre. Debido a que la energía eléctrica no es un bien que pueda ser almacenado, se requiere que la demanda sea satisfecha inmediatamente, es decir, que se genere la energía que es demandada por los usuarios. Para lograr una eficiente coordinación del despacho (pp.11-12).

En el caso de la tarifa no regulada los grandes usuarios consumidores de energía eléctrica participan en el mercado mayorista como un agente o un gran participante para la actividad de consumo de grandes cantidades de energía.

Para García (2011) la definición de un usuario no regulado se estructura de acuerdo con el mercado eléctrico donde opere y lo expresa tal como:

Un usuario no regulado es aquel que es parte del mercado competitivo donde para abastecer este tipo de mercado, los generadores y los comercializadores compran y venden energía, de manera similar a como se hace en el mercado regulado, pero con la diferencia que la regulación varía al momento de pactar los contratos.

Es decir, en los usuarios no regulados la ventaja más grande que se tiene en referencia a los usuarios regulados, es que este tipo de usuarios pueden firmar contratos con negociaciones de precios de energía y potencia pactados en conveniencia de ambas partes ya que para la contratación entre el usuario no regulado y el comercializador, se consideran dos componentes que se pueden negociar libremente: el componente de

generación y el de comercialización. Ambos componentes son de libre negociación (p.233).

2.3.1. Generalidades del consumo eléctrico

Los propósitos de la tarificación eléctrica, es de enorme importancia en la industria eléctrica y en general en los servicios públicos la cual está a cargo de la entidad reguladora.

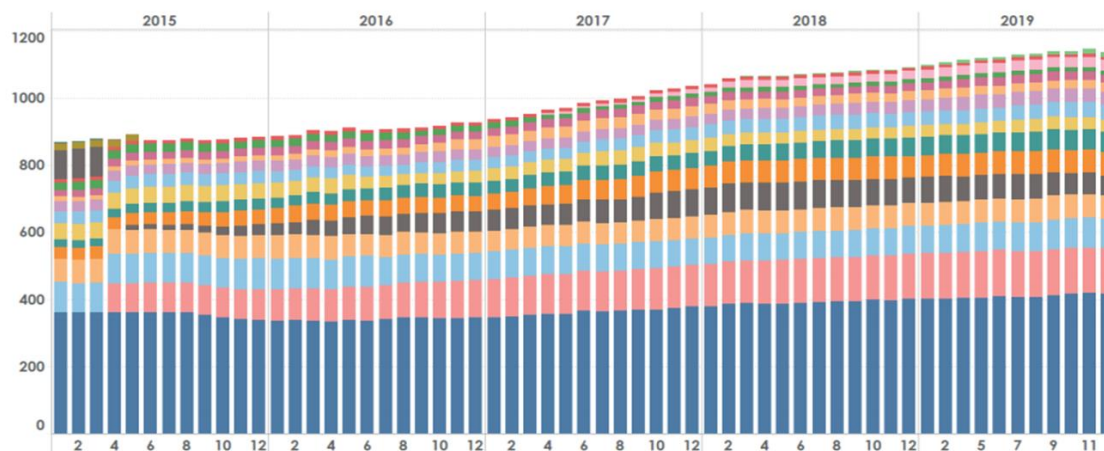
Dentro de los principales objetivos de la entidad reguladora según un informe de la Cepal (1967) está el “proteger a los usuarios frente a posibles prácticas discriminatorias de la empresa proveedora y de falta de competencia, y asegurar, por otra parte, a la entidad que presta el servicio, condiciones económicas satisfactorias para su operación y desenvolvimiento” (p.6).

2.3.2. Grandes usuarios de energía eléctrica

En Guatemala las condiciones para ser gran usuario se definen en el Reglamento de la Ley General de Electricidad (1997) donde se indica “que un gran usuario es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede los cien kilovatios” (art.1).

Es importante mencionar que todo aquel que se inscriba y este habilitado como gran usuario “no estará sujeto a regulación de precio de la energía y potencia y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador”. Es decir que para poder ser habilitado en la tarifa de gran usuario se deberá de demostrar ante el MEM que se cumple en cuanto a la demanda limite que ese establece (Reglamento de la Ley General de Electricidad, 1997, art. 1).

Figura 6. **Número de grandes usuarios habilitados**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2019), *Informe anual CNEE Grandes Usuarios*

2.3.2.1. Grandes usuarios representados

En el “mercado eléctrico de Guatemala un Gran Usuario representado es aquel que celebra un Contrato de Comercialización con un Comercializador. El Gran Usuario con Representación está obligado a cubrir su Demanda Firme mediante Contratos de Potencia” (Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, 1998, art.1).

Todo aquel gran usuario que declare al Administrador del Mercado Mayorista tener un contrato de Comercialización con un comercializador o que esté recibiendo suministro de un comercializador, y este opte en cualquier momento por cambiar su suministro por otro comercializador, deberá cumplir con lo siguiente:

- Certificación de inscripción en el Registro del MEM, haciendo constar en la misma el requisito señalado en el artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

- Declaración del contrato de Comercialización entre el Gran Usuario y el comercializador.
- Fianza, depósito o acuerdo para el pago del monto que se adeude al suministrador con el que finalizará relación comercial.
- Si aplica, resolución de autorización de acceso al Sistema de Transporte, emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- El Comercializador deberá ajustar sus contratos para respaldar la Demanda Firme del gran usuario durante el plazo establecido en las NCC.

Una vez cumplidos los requisitos, “el Comercializador que represente comercialmente al Gran Usuario, o el Gran Usuario, en caso sea propietario del equipo de medición, deberá informar la fecha en que desea sea instalada la medición, para lo cual no deberá consumir energía y potencia” en sus instalaciones” (Norma de Coordinación Comercial, 2007, p.27).

2.3.2.2. Grandes usuarios participantes

En el Mercado Mayorista de Guatemala el gran usuario participante se define como:

Aquel que participa directamente en el Mercado Mayorista realizando sus compras de potencia y energía por medio de Contratos a Término o bien comprando la energía en el mercado de oportunidad, siendo responsable de las operaciones comerciales que realice en el Mercado Mayorista. El Gran Usuario Participante está obligado a cubrir su Demanda Firme mediante contratos de potencia. (Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, 1998, art.1)

En caso que el gran usuario participante o bien representado se quedara sin cobertura de suministro, por el cierre de sus operaciones o suspensión de transacciones del suministrador, lo cual se entendería estaría orientado como tal a un participante productor, o un comercializador con el cual haya suscrito un contrato de comercialización vigente en el Mercado Mayorista o por rescisión del contrato en forma unilateral por el suministrador, se establece según la Norma de Coordinación Comercial (2007):

Que previo a la finalización del plazo establecido por las partes, deberá informar al Administrador del Mercado Mayorista de los nuevos contratos de suministro de energía o potencia, en un plazo de sesenta días, a partir de la fecha en que el Administrador del Mercado Mayorista le notifique que se ha producido el cierre definitivo de operaciones, suspensión de transacciones de su suministrador, o fecha de rescisión del contrato, debiendo presentar las respectivas planillas de contratos, o informar el nuevo contrato de comercialización con el comercializador que asumirá sus responsabilidades comerciales en el Mercado Mayorista (art. 27).

2.3.3. Usuarios regulados con demanda superior a 11kW

Los usuarios regulados tanto con demanda menor o superior a los 11kW están regulados en cuanto al precio de energía y potencia eléctrica, es decir los pliegos tarifarios para este tipo de usuarios lo establece un ente privado con fines de regulador de mercado el cual en el caso del mercado eléctrico de Guatemala es la Comisión Nacional de energía Eléctrica.

2.3.3.1. Bandas horarias de consumo eléctrico

Las bandas horarias en un mercado eléctrico son comprendidas como el periodo en el cual todo participante del mercado mayorista puede consumir o vender potencia y energía, básicamente estas bandas horarias se dividen en tres durante las 24 horas del día, estas se definen como banda valle, banda horaria intermedia y banda horaria punta.

Es importante mencionar que, para los usuarios residenciales o tarifa social, los consumos de energía son realizados dentro de los periodos que comprenden las tres bandas, sin embargo, el cobro o proceso de liquidación por parte de las distribuidoras no detalla en la factura estos parámetros de cobro, esto en relación que hasta antes de febrero 2020 los pliegos tarifarios de las distribuidoras no consideraban el cobro de consumo eléctrico en bandas horarias. Por lo que el usuario final no considera la opción del proceso de liquidación por banda horaria.

En mercados un tanto más desarrollado como los europeos este tipo de tarifas para usuarios finales con demandas generalmente arriba de un promedio de 10kW se han implementado en busca de beneficiar al usuario consumidor y de incentivar la eficiencia energética en los diversos periodos del día, según lo indica Iglesias (2014), la tarifa de acceso en España puede “incluir diferenciación horaria para usuario doméstico de forma voluntaria. Para aquellos clientes industriales tienen tarifas de acceso que son distintas en función de las horas del día, en función de las estaciones del año” (p.30).

En el caso de Guatemala la Empresa Eléctrica de Guatemala EEGSA, en febrero de 2020 cobro vigencia la nueva tarifa horaria para aquellos usuarios que tuvieran potencia contratada, es decir aquellos usuarios cuya demanda este por encima de los 11kW.

Empresa eléctrica es la primera distribuidora de la Guatemala que presta este tipo de servicio de energía, con lo cual busca mejorar la eficiencia energética en cuanto al consumo de energía de todos sus clientes. Por lo que sus pliegos tarifarios a partir de febrero 2020 tienen precios diferentes durante las tres bandas horarias definidas.

Es importante mencionar que para hacer realidad este nuevo proyecto de eficiencia energética fue necesario cambiar los equipos convencionales de medición y sustituirlos por equipos con sistema de medición inteligente, para todos aquellos usuarios con potencia contratada. Las bandas en esta nueva modalidad de tarifa hora están definidas de acuerdo con las ya establecida en el mercado mayorista.

Figura 7. **Bandas horarias**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2020), *Bandas horarias*

2.3.3.1.1. Banda Valle

De acuerdo con el detalle de los precios publicado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en los pliegos tarifarios para la Empresa Eléctrica de Guatemala, la banda Valle la cual se comprende de las 22:00 PM horas a las 6:00 AM horas, comprende los precios más bajos de energía.

El proyecto de las tarifas horarias, contempla que la banda horaria tenga un menor precio de la energía, con el objetivo de incentivar a los usuarios con potencia contratada, a trasladar sus operaciones tanto industriales como agrícolas o cual sea el motivo de su demanda, al periodo comprendido durante este intervalo de tiempo, con lo cual puedan optimizar económicamente el costo por el servicio eléctrico.

2.3.3.1.2. Banda intermedia

La banda intermedia en el servicio de tarifas horarias se define en el intervalo de tiempo comprendido de las 6:00 AM horas a las 18:00 horas.

El precio de la energía según lo publicado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en el cálculo de los pliegos tarifarios para EEGSA que es la distribuidora en Guatemala que presta este tipo de servicio, es la segunda banda con menor precio de la energía y potencia.

2.3.3.1.3. Banda pico

La banda pico en las tarifas horarias se caracteriza por poseer el mayor precio de energía y potencia en relación con las otras dos bandas.

En el horario de punta del sistema eléctrico, Bayas y Jaramillo (2009) “Brasil plantea que no solo se debe considerar la inversión que hay que realizar en generación para unas pocas horas de la tarde y noche, sino también la inversión que representa en las líneas de transmisión y de distribución para las empresas eléctricas en ese horario” (pp.56-57).

Generalmente banda horaria pico es comprendida en el mercado mayorista de Guatemala como la banda de mayor demanda a nivel país, por lo cual es necesario la convocatoria de la oferta de generadoras con tecnología más caras a las que habitualmente marginan durante las otras dos bandas. Debido a esto el precio de la energía en este periodo se eleva considerablemente. Razón por la cual EEGSA incentivo el proyecto de las tarifas horarias, brindando así a sus clientes la opción de poder consumir energía eléctrica en bandas horarias con distintos precios, con lo que se busca una mejor eficiencia energética en el mercado, y generando una reducción económica en el costo por el servicio eléctrico.

2.3.4. Medición inteligente para usuarios con demanda contratada

Los usuarios que dentro del mercado tienen contratos de potencia, entiéndase grandes usuarios o bien potencia contratada con algún distribuidor en el caso de la tarifa horaria regulada para los usuarios con demanda superior a los 11kW, están sujetos a equipos inteligentes para la medición comercial de su demanda.

Un sistema de medición inteligente, este supone el uso de un medidor inteligente, instalado a nivel de usuario, con las siguientes características típicas:

Según lo establece Dias (2011) en su informe:

Los sistemas de tipo AMI, el cual es capaz de registrar y analizar el consumo de energía eléctrica a través de un adecuado sistema de comunicación, y de acuerdo con un dado esquema preestablecido, pudiendo además tomar decisiones y llevar a cabo la conexión o desconexión de ciertos consumos (comunicación bidireccional). El usuario, quien tiene la facultad de variar sus características de carga, dispone de facilidades de visualización de su consumo instantáneo e histórico, a fin de tomar las decisiones con conocimiento de su estado real de uso energético (p. 291).

2.4. Liquidación y facturación de los usuarios con demanda contratada

El proceso de liquidación para todo agente o participante del mercado mayorista está definido en la Norma de Coordinación Comercial No.12 (2000) la cual indica que:

La liquidación de las transacciones económicas será efectuada por el AMM sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial, del sistema de control supervisor y de las cláusulas de los Contratos a Término. El período de liquidación corresponde a un mes calendario, que va de las 0:00 horas del primer día, hasta las 24:00 horas del último día del mes (p.2).

Los conceptos por incluir en la liquidación para los Generadores, importadores, comercializadores grandes usuarios y distribuidores son los siguientes:

- Energía
- Desvíos de potencia
- Servicios complementarios
- Cargos por pérdidas
- Cargos por peaje
- Sobrecostos por generación forzada

Es importante mencionar que en el mercado mayorista de Guatemala todos los importes estarán expresados en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América, que será la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos.

2.4.1. Mercado a término o de contratos

Este mercado está conformado por todos los contratos donde existen transacciones de potencia y energía, entre los agentes y participantes del mercado mayorista.

Es importante hacer la diferenciación entre la forma en como los Grandes Usuarios y los Usuarios de Tarifa Regulada contratan los servicios de energía. Por tal razón se hace referencia a la Norma de Coordinación Comercial No. 13 (2000) la cual define que:

Los participantes consumidores Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios, deben contar con contrato de potencia, que les permita cubrir con Oferta Firme Eficiente sus requerimientos de demanda firme. En el caso de los Grandes Usuarios con representación, el Comercializador con el cual hayan suscrito el Contrato de Comercialización será el

responsable de cubrir con Oferta Firme Eficiente la Demanda Firme de cada Gran Usuario para el año en curso y el siguiente (art. 1)

En el caso de los usuarios regulados tanto con demanda menor y mayor a los 11kW, deberán contratar el servicio de energía con una distribuidora de acuerdo con su posición geográfica.

Los usuarios que se encuentre en la zona metropolitana, el departamento de Escuintla y Sacatepéquez y que tengan dentro de su perfil de consumo una potencia mensual contratada, optaran automáticamente por las tarifas horarias con la distribuidora EEGSA.

Cabe mencionar que los usuarios cuya demanda contratada sea cercana o superior a los 100kW podrá evaluar la rentabilidad de habilitarse en la tarifa regulada horaria siempre y cuando presenten características como estacionalidad de bajo consumo durante el año estacional.

2.4.1.1. Contrato del servicio eléctrico para usuarios regulados

Para los usuarios en la tarifa regulada deberán de contratar su servicio directamente con un agente distribuidor, cabe mencionar que en Guatemala las “empresas de distribución con mayor número de usuarios conectados a sus redes de distribución son EEGSA, ENERGUATE con sus empresas DEOCSA y DEORSA y en algunos departamentos empresas de distribución municipales”.

Por su parte en el Reglamento de La Ley General de Electricidad (1997), indica que todo “distribuidor autorizado a brindar el servicio en una zona, adquiere la obligación de conectar sus redes a todos los consumidores que lo requieran, y

que estén ubicados dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros” en torno a sus instalaciones. (art. 65)

En el Reglamento de la Ley General de Electricidad (1997), se “establece que todo Usuario que solicite un suministro eléctrico deberá firmar un contrato con el Distribuidor, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio propias de cada Distribuidor” (art. 69).

El contrato con el Distribuidor deberá estipular al menos la siguiente información:

- Nombre o razón social del usuario y su domicilio.
- Tipo de tarifa a aplicar y período de vigencia de la tarifa.
- Aceptación de derechos y de sanciones que establece el reglamento.
- El distribuidor deberá entregar una copia del contrato al usuario un usuario

2.4.1.2. Contratos de potencia y energía para grandes usuarios

En caso sean grandes usuario participantes del mercado mayorista interactúan en el mercado a término o bien conocido como mercado constituido por contratos entre Agentes o Grandes Usuarios del Mercado Mayorista (MM), diferenciándose de los usuarios regulados por la ventaja de poder negociar los precios, cantidades y duración del servicio de potencia y energía a convenir.

2.4.1.2.1. Diferencia de curva de carga

Según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No.13 (2000), donde se hace referencia a los diferentes tipos de contratos que se pueden dar

entre agentes y participantes del mercado mayorista se presentan los más comunes que en la actualidad se dan entre Grandes Usuarios y Comercializadores.

Este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor compromete el abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a un participante consumidor. La energía de la curva horaria será asignada al comprador del contrato y descontada a la parte vendedora del mismo. El vendedor se podrá respaldar contratando potencia para cumplir su compromiso. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el participante productor ya sea con generación propia, o comprando los faltantes en el Mercado de Oportunidad de existir el excedente necesario. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en el contrato (p.5).

2.4.1.2.2. Opción de compra

Este tipo de contrato se caracteriza por tener una peculiaridad de acuerdo con el precio de la energía, la NCC-13 (2000), establece este tipo de contrato pajo la siguiente definición

Se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor

que no esté comprometida en otros contratos. Además, el Participante Productor vende a un Participante Consumidor una cantidad de energía horaria de acuerdo con lo siguiente: se establece por las partes un Precio de Opción de compra de energía; si el Precio de Oportunidad de la Energía es menor al Precio de Opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el Participante Productor vende con energía propia o comprada en el Mercado de Oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada (p.6).

2.4.1.2.3. Respaldo de potencia

Este tipo de contrato, lo contratan aqueos consumidores que desean cubrir únicamente su demanda firme, en la cual su demanda de energía la toman del mercado spot o bien tienen un contrato de energía con otro agente diferente al que les proporciona la potencia.

En la Norma de Coordinación Comercial No.13 (2000) se define este contrato como:

Aquel que se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. El participante consumidor del MM podrá comprar la energía demandada en el Mercado de Oportunidad (p.7).

2.4.2. Demanda por contratar por el usuario consumidor

Todo usuario que contrate un servicio de suministro de energía, tanto en la tarifa regulada como en la tarifa regulada, en referencia a su perfil de demanda deberá contratar el cubrimiento de su demanda.

Generalmente los usuarios con demanda mayor a los 11kW contratan con la distribuidora un volumen de potencia, a la cual dentro del proceso de facturación se describe como potencia contratada. La cual resulta ser el monto de potencia que se le facturara al final del periodo. Es importante la estimación adecuada de este valor debido a que a partir de esta se calculan las penalizaciones por desvíos de potencia o los bajos factores de potencia en caso esta resultara ser un volumen excesivo lo cual se interpreta como una sobre contratación.

En el caso de los grandes usuarios no regulados, deben cubrir su Demanda Firme con contratos de respaldo potencia. Este volumen de demanda Firme es calculado anualmente por el Administrador del Mercado Mayorista.

2.4.2.1. Cubrimiento de la demanda firme

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (1998), establece que:

El Administrador del Mercado Mayorista, como mínimo: dos meses antes del inicio del Año Estacional calculará la Demanda Firme de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, en la hora de demanda máxima anual proyectada para el Sistema Nacional Interconectado, adicionando las

pérdidas y reservas necesarias que el Administrador del Mercado Mayorista determine (art.72).

Los lineamientos que se establecen en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (1998) para esa proyección:

El Administrador del Mercado Mayorista considerará la tendencia de la demanda de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportador, tomando como base los datos históricos de las demandas registradas individuales que han sido coincidentes con las Demandas Máximas del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo con los criterios establecidos en las Normas de Coordinación. El Distribuidor, Gran Usuario y Exportadores están obligados a cubrir la totalidad de su Demanda Firme mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con oferta firme eficiente. El incumplimiento de esta obligación será considerado falta grave sujeta a sanción de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

En los casos en que exista comercialización de demanda, el Comercializador que asume las responsabilidades del Gran Usuario deberá cubrir en todo momento la demanda firme de cada uno de sus clientes. El Distribuidor y Gran Usuario con contrato de largo plazo que temporalmente y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tenga cubierta su Demanda Firme con contratos de potencia, deberá comprar el faltante, establecido como la diferencia entre su Demanda Firme y la Demanda que tenga cubierta con contratos de potencia, mediante transacciones de desvíos de potencia. Las compras de potencia en el Mercado Mayorista serán liquidadas mensualmente según lo establecido en las Normas de Coordinación (art. 72).

2.4.2.2. Potencia contratada

Específicamente para los usuarios regulados con demanda, este valor es de suma importancia esto debido a que este volumen de potencia será el que se le facturará al final del periodo, y con el cual se estima cubra su demanda.

En el Reglamento de la Ley General de Electricidad (1997) se establece este valor como la potencia establecida en un “contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito” (art.1).

2.4.3. Cargos de facturación del gran usuario

El proceso de facturación de los grandes usuarios regulados y no regulados, generalmente en el mercado mayorista se dan en un intervalo mensual de tiempo, en donde se toman en cuenta todas las transacciones de potencia y energía que el usuario realiza a lo largo de este tiempo

En el caso de los usuarios que están contratados con una distribuidora esta será la encargada de facturar las transacciones realizadas, de acuerdo con los Informes de Transacciones Económicas donde se liquidan a las distribuidoras a nivel del mercado mayorista.

Los grandes usuarios que se encuentre representados ante el mercado por una comercializadora, será esta la encargada de generar la facturación al gran usuario al final del periodo. En el caso de los grandes usuarios que participan directamente en el mercado mayorista, el ente encargado de realizar la

liquidación y facturación de las transacciones realizadas será el Administrador del Mercado Mayorista.

2.4.3.1. Energía consumida

Siendo la energía un bien que no puede almacenarse es necesario que se consuma en el mismo tiempo que se ha creado, dentro de las variables que influyen en el precio de venta de la energía, seguramente una de las más importantes es el tipo de generación y combustible a base del cual se crea la energía eléctrica, por otro lado, también se puede definir un aspecto relevante en cuanto a la conformación del precio de la energía y es que este debe cubrir los costos de operación y mantenimiento.

Según un informe realizado con enfoque en los mercados eléctricos europeos García (2011) detalla que “los generadores presentan el día anterior un precio único para el día siguiente y declaran disponibilidad al operador del mercado, y por orden de mérito de menor precio se despachan las disponibilidades declaradas que sean necesarias para abastecer el pronóstico de demanda” (p. 233).

De acuerdo con una de las necesidades prioritarias del mercado es que la oferta cubra a la demanda en todo momento, y esta actividad genera un grado de cambios en cuanto al precio de la energía eléctrica de forma horaria, según lo define Larrera (2017):

Resulta habitual que en los momentos de mayor demanda la electricidad se encarezca, debido a que entran en funcionamiento tecnologías de generación más caras. Por este motivo, resultará de interés saber cómo funciona el sistema de oferta y demanda. Como otros mercados

energéticos, el mercado eléctrico es volátil, por lo que resulta de gran interés entender los factores que influyen en los precios. Además de la importancia de las reglas, existen diferentes factores que pueden influir en los precios de la electricidad (p.4).

2.4.3.2. Demanda firme en contrato

El cargo por demanda firme o como bien se describe en la facturación de un gran usuario se refiere al contrato de respaldo de potencia con la que un gran usuario no regulado cubre Demanda Firme ante el mercado mayorista de energía eléctrica.

La tarifa gran usuario no regulada está obligado a cubrir esta demanda a través de contratos establecidos en el mercado mayorista, la cual es calculada de acuerdo con la demanda registrada en el día de la máxima demanda del Sistema Nacional Interconectado. El precio del megavatio establecido en contrato es pactado entre partes con lo cual se garantiza la libre negociación del precio de potencia y energía de la tarifa no regulada.

2.4.3.3. Cargos complementarios

En el detalle de facturación de un gran usuario la sección de cargos complementarios está integrada por el cobro del costo de peaje, ya que la energía es llevada a los puntos de consumo por medio de transportistas. El costo por peaje incluye los siguientes gastos:

- Inversión para la construcción de líneas de transporte, incluyendo líneas de transmisión de alta tensión y subestaciones de transformación
- Administrativos

- Operativos
- Mantenimiento de las instalaciones.

2.4.3.4. Otros cargos

En la sección de otros cargos se incluyen cargos dentro de los cuales los más importante o de mayor relevancia económica representan son los desvíos de potencia los cuales se dan de acuerdo con el volumen de demanda firme, los cuales se registran cuando la demanda supera el volumen de demanda firme contratada.

Los cargos por desvíos de potencia es uno de los cargos con un grado significativo en la factura de la tarifa gran usuario no regulada. En Guatemala estos cargos se calculan con base en las operaciones que el gran usuario o el agente realice en la banda horaria punta, estos desvíos pueden ser faltantes o excedentes.

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (1998) define que los “desvíos de potencia negativos serán valorizados al precio de referencia de la potencia que hoy en día en el mercado de Guatemala es de 8.90 US\$/MW, y los desvíos positivos valorizados al valor calculado de forma periódica por el Administrador del mercado mayorista” (art.1).

Según lo establece la Norma de Coordinación Comercial No. 3 (2002) “los desvíos de potencia para los agentes del mercado se definen el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes” (art.1).

El Administrador del Mercado Mayorista (2000) establece:

En cuestión de los agentes productores de energía eléctrica en el mercado mayorista los desvíos de potencia se calculan de acuerdo con la diferencia entre su Oferta Firme Disponible Total y la Potencia Total Comprometida por dicho Participante. La liquidación de estas transacciones se hará mensualmente (p.1).

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACION

La investigación se desarrolló tomando en cuenta la entrada en vigencia de las tarifas eléctricas regulada horarias para la distribuidora EEGSA que ofrecen precios de energía diferentes en cada banda horaria, y las cuales están destinadas a usuarios consumidores de energía eléctrica que dentro de su perfil de demanda posean potencia contratada con valores superiores a los 11kW, dentro sus parámetros no hacen referencia a un límite superior de contratación, sin embargo por fines lógicos de la estructura del mercado eléctrico de Guatemala deberían ser menores a los 100kW, límite inferior que le pertenece a la tarifa gran usuario no regulada. La razón primordial del desarrollo de esta investigación fue analizar de forma económica los cargos unitarios resultantes en estas tarifas para usuarios que específicamente tienen periodos prolongados de estacionalidad de baja demanda a lo largo de un año estacional. Actualmente los usuarios evaluados están habilitados en calidad de grandes usuarios en la trifa no regulada y presentan periodos estacionales de baja demanda debido al proceso agroindustrial donde se encuentran operando.

La investigación desarrollada es de diseño no experimental, esto debido a las características de las variables que se analizaron durante el desarrollo, siendo estas las que integran el proceso de liquidación y facturación para las tarifas eléctricas que se estudiaron. Las cuales en el caso de la tarifa eléctrica regulada horaria los precios de energía y potencia están definidos en el pliego tarifario de la distribuidora, en esta investigación se tomaron los precios promedios de los pliegos tarifarios de la tarifa regulada horaria del año 2020. Por otra parte, para el proceso de liquidación y facturación de la tarifa gran usuario no regulada se tomó de referencia los lineamientos descritos en la Norma de Coordinación

Comercial No.12 y procesos de liquidación propios de la comercializadora que actualmente representa estos grandes usuarios ante el mercado mayorista.

El enfoque de este estudio se considera tanto cuantitativo como cualitativo, en la primera parte porque se tomaron variables aritméticas clasificadas como la demanda eléctrica que los usuarios registraron en un periodo de un año estacional, además se contemplaron ecuaciones aritméticas para los procesos de liquidación y facturación de ambas tarifas eléctricas, por otra parte el segundo enfoque es cualitativo debido que a partir de la información que se recolectó y también los cargos estimados del proceso de liquidación y facturación, se realizó un análisis económico comparativo, el cual concluye en la identificación a través de los precios monómicos resultantes de forma mensual, y los cargos totales al final del periodo, de la tarifa económicamente más rentable de contratar para estos usuarios que presentan las características descritas con anterioridad.

El alcance de la investigación es de tipo exploratorio, debido a la reciente entrada en vigencia de la tarifa regulada horarias de la distribuidora EEGSA, siendo estas las primeras en brindar precios diferentes de energía para cada una de las bandas horarias del día. El impacto de esta investigación está orientada a la generación de información que permita al interesado garantizar una correcta y optima contratación del servicio de suministro eléctrico, específicamente para usuarios con estacionalidad en su curva de demanda.

Con el fin de lograr los objetivos planteados se realizaron cinco fases dentro de las cuales se recolectó información pública generada por el marco institucional del sector eléctrico, también se recolectaron los registros de demanda de los usuarios del último año de operación, información que se ordenó y se proyectó mostrando las curvas de la demanda de cada uno de los grandes usuarios, esto

permitió la identificación de variables que afectan la curva del consumo de energía que impactan en los costos económicos del usuario.

Para la estimación de los procesos de liquidación y facturación de la tarifa regulada horaria y tarifa no regulada gran usuario se tomaron los registros de las mediciones comerciales de los usuarios obtenidas de forma remota en la página de la comercializadora representante.

Esta investigación se realizó durante el tiempo que se desarrolló a nivel mundial la pandemia del COVID-19, donde particularmente los grandes usuarios analizados, mantuvieron su operación normal, lo cual no afectó la recopilación de información ni el desarrollo de la misma, debido a que todos los datos fueron obtenidos de forma remota a través de interrogaciones a los medidores inteligentes de los grandes usuarios, y la obtención vía web de la información que se requirió del marco institucional del sector eléctrico.

3.1. Revisión documental y gestión de la información

Como parte del sustento teórico de esta investigación, se consultaron libros, artículos científicos, estudios tarifarios de diversos mercados eléctricos, leyes y reglamentos regulatorios del mercado eléctrico, normas de coordinación comercial, los cuales generaron un amplio panorama de los procesos de liquidación y facturación para las tarifas en estudio tanto local como a nivel internacional.

Dentro de los datos y variables relacionados con esta investigación se obtuvieron del marco institucional y legal del sector eléctrico, las siguientes:

Comisión Nacional de Energía y Minas: del ente regulador del mercado mayorista se obtuvo:

- Pliego tarifario de la distribuidora EEGSA para la tarifa regulada horaria, tomando los precios promedio dados en el año 2020

Administrador del Mercado Mayorista: de esta institución que funciona como ente operador del mercado eléctrico se obtuvieron:

- Tipos de grandes usuarios en el mercado
- Definición de Demanda Firme
- Definición de Potencia Contratada
- Bandas Horarias de oferta y demanda
- Parámetros de operación del gran usuario
- Precios del peaje principal y secundario
- Lineamientos de liquidación y facturación de participantes consumidores NCC-12
- Tipos de contratos de potencia y energía descritos en NCC-13

Medición inteligente de los grandes usuarios: a través de una consulta remota vía web al servidor de la medición comercial de los usuarios se obtuvo:

- Demanda Horaria de energía eléctrica de los usuarios
- Demanda máxima registrada hora pico
- Demanda máxima registrada horaria
- Demanda horaria de cada usuario para un año estacional de operación

En el caso de la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA, se utilizó el promedio de los precios de energía y potencia dados en los trimestres del año

2020. Adicionalmente también se incluyeron como referencia el promedio de los costos fijos de dicha tarifa

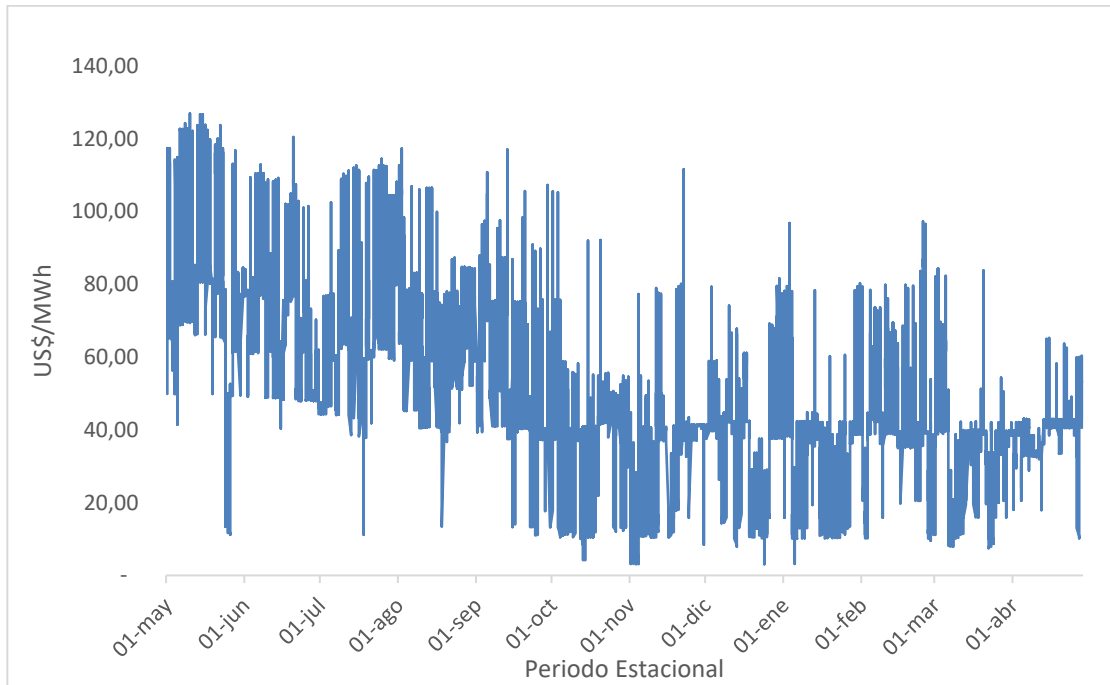
Tabla I. **Pliego tarifario distribuidora EEGSA**

Cargos Tarifa Regulada Horaria -EEGSA-	Precios
<i>Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)</i>	872.78
<i>Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)</i>	0.9203
<i>Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)</i>	0.9169
<i>Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)</i>	0.9038
<i>Cargo Unitario por Energía en Valle adicional (Q/kWh)</i>	0.7311
<i>Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)</i>	38.21
<i>Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)</i>	12.16

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2020). *Promedio Pliego Tarifario Tarifa Regulada Horaria EEGSA.*

Como comparativo para los precios de la energía a utilizar en la estimación de la facturación de la tarifa gran usuario no regulada, se evaluaron los precios promedio diarios registrados en el mercado de oportunidad generando un precio promedio anual de 53.10 US\$/MWh para el periodo 2019-2020, Derivado que la finalidad de la tarifa gran usuario no regulada es poder negociar a convenir los precios de energía y potencia con la contraparte, en este caso se utilizó un precio estimado al que actualmente tienen pactado estos grandes usuarios con la comercializadora representante, el cual equivale a 50 US\$/MWh, precio promedio que las comercializadora hoy en día ofrecen a este tipo de usuarios de la tarifa no regulada.

Figura 8. Precio de la energía en el mercado de oportunidad



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de posdespachos AMM.

Para el proceso de estimación de los cargos por transporte de la energía eléctrica en la tarifa gran usuario no regulada, fue necesario extraer del Informe de Transacciones Económicas ITE, el promedio de los precios del peaje principal y secundario del periodo 2020. Esta información está contenida en la hoja resumen del ITE, y fue tomada como referencia para la estimación de los cargos de transporte.

Tabla II. **Precios del peaje principal y secundario**

Descripción	Promedio Año 2020
Precio Unitario Peaje Principal - US\$/kW mes	3.655
Precio Unitario Peaje Secundario Transmisión US\$/kW mes	0.532
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro US\$/kW mes	2.843
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente US\$/kW mes	1.971
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente US\$/kW mes	2.191

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (2020). *Precios peajes ITE.*

La información de los registros de demanda de cada uno de los usuarios se ordenó de forma horaria en hojas de Excel, a través del método de ordenamiento lógico estadístico, para cumplir con los parámetros definidos del proceso de liquidación y facturación de las tarifas evaluadas, acá se presentan los volúmenes totales de demanda a lo largo del año estacional.

Tabla III. **Volumen de energía en kWh de los grandes usuarios**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	15,790.80	20,729.75	1,452.37
Junio	736.92	754.59	839.14
Julio	852.24	1,039.71	1,114.05
Agosto	1,143.23	819.06	863.48
Septiembre	830.28	969.73	1,126.96
Octubre	1,211.16	1,024.94	984.19
Noviembre	885.57	1,095.94	2,353.94
Diciembre	717.39	1,337.01	38,012.67
Enero	1,569.40	1,034.30	95,227.81
Febrero	54,656.67	23,533.99	74,299.85
Marzo	52,266.56	58,373.08	68,817.66
Abril	49,500.28	58,621.14	41,373.11
Consumo Total	180,160.50	169,333.25	326,465.22

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial grandes usuarios.

3.2. Construcción de las curvas de demanda de los grandes usuarios

Para lograr la construcción de las curvas de la demanda de cada uno de los usuarios evaluados durante el año estacional en estudio, se ordenaron en hojas de cálculo de Excel de forma horaria los registros de la demanda en un intervalo de tiempo de 365 días, estas mediciones de la demanda fueron obtenidas a través de la interrogación de forma remota a los servidores de la medición comercial de cada uno de los usuarios.

La razón principal del ordenamiento horario de los registros de demanda de los usuarios es producto de los parámetros definidos para cada una de las tarifas eléctrica en estudio:

La tarifa eléctrica regulada horaria que ofrece la distribuidora eléctrica EEGSA; en el pliego tarifario de las tarifas horarias, considera una metodología de liquidación y facturación de forma horaria la cual está dada de acuerdo con lo siguiente:

- Cargo unitario de la energía diferente en cada banda horaria (valle, pico, intermedia)
- Cargos unitario adicional de energía en banda valle
- Cargo unitario de la potencia contratada
- Cargo unitario de la máxima demanda horaria

También se consideró el ordenamiento de los registros de la demanda de forma horaria para la tarifa gran usuario no regulada, debido a los parámetros de la metodología de liquidación y facturación, descrita en la Norma de Coordinación Comercial No. 12, la cual considera:

- Liquidación de la energía horaria (gran usuario representado)
- Cargo por potencia fijo durante el año
- Cargos de transporte y distribución en función de la demanda firme y máxima demanda horaria en el periodo
- Cargo por desvíos de potencia considerando demanda máxima horaria y demanda firme

Tomando en cuenta todas estas características y parámetros que contemplan los distintos procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas, las curvas de demanda para cada uno de los tres usuarios identificados como: US1, US2 y US3, fueron construidas en gráficos de líneas en un intervalo de tiempo de un año estacional el cual define el mercado eléctrico de mayo a abril del año siguiente.

3.3. Variables tomadas en cuenta para el proceso de liquidación operacional de los usuarios

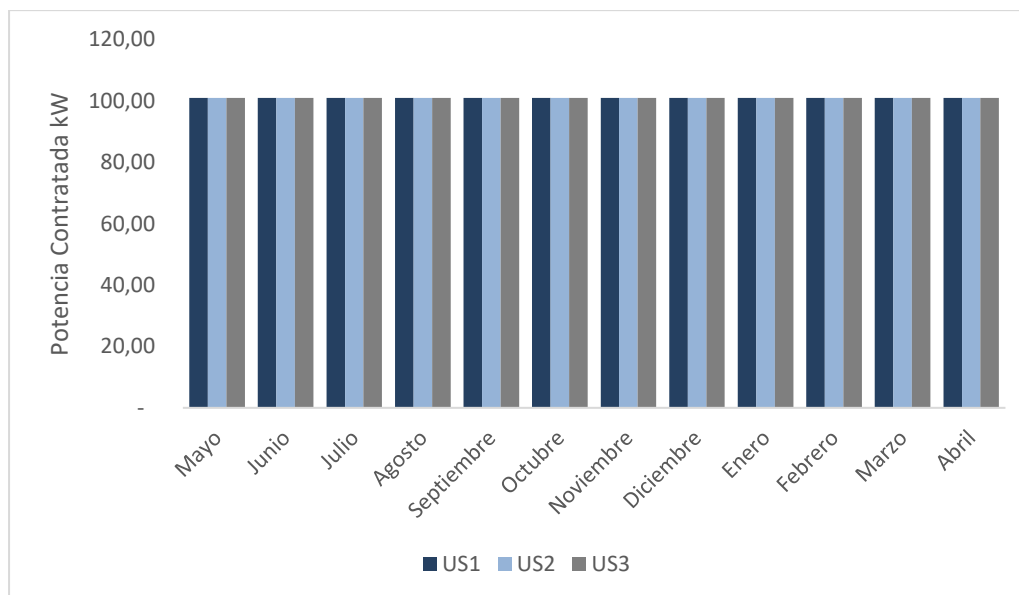
A través de la proyección de las curvas de demanda de los tres usuarios en estudio se pudieron identificar los comportamientos de demanda que los usuarios tienen durante un año estacional.

Con el ordenamiento horario de los registros de la demanda de los grandes usuarios, se lograron obtener las variables que se toman en cuenta para el proceso de liquidación de estos usuarios, estas variables están relacionadas de forma directa con el proceso de facturación descrito en los pliegos tarifarios para el caso de la tarifa regulada horaria y también los descritos en la NCC-12 para usuarios de la tarifa gran usuario no regulada. Las principales variables que se identificaron para la liquidación de estos usuarios fueron las siguientes:

- Demanda firme asignada
- Potencia contratada mensual
- Demanda máxima en hora pico
- Demanda máxima horaria

Los valores de demanda firme de los usuarios se obtuvieron de acuerdo con el perfil comercial de cada uno de los usuarios, derivado de la asignación que el mercado realiza para que los usuarios consumidores contraten con respaldo de potencia según lo definido en la norma NCC-13 en el caso de la tarifa no regulada gran usuario. Esta variable es fundamental para el proceso de liquidación que se realizó para la tarifa gran usuario no regulada debido a que en función de esta se estimaron los cargos por transporte, distribución y desvíos de potencia de cada usuario.

Figura 9. **Potencia contratada con la comercializadora**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del perfil comercial del usuario.

La variable de la potencia contratada fue extraída del perfil comercial de los usuarios con el fin de estimar los cargos económicos en los procesos de liquidación tanto de la tarifa gran usuario no regulada en el caso de la estimación realizada de cargos por peaje secundario, y en la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA para el cálculo estimado del cargo unitario por potencia contratada de acuerdo con los cargos definidos en los pliegos tarifarios de la distribuidora.

Otras variables importantes que se identificaron como prioritarias para la estimación de los procesos de liquidación y facturación del gran usuario fueron, las demandas horarias máximas promedio en el periodo de evaluación, con esto se identificó el volumen de demanda que los usuarios tienen a lo largo del año estacional. Por otra parte, también se extrajo el valor promedio de la demanda máxima registrada en hora pico, esto debido a que es una variable que influyo de forma directa en ambos procesos de liquidación de las tarifas eléctricas en estudio.

Tabla IV. **Potencia máxima horaria y máxima hora pico**

Promedio Máxima Demanda	US1	US2	US3
Demanda Maxima Promedio kW	124.42	123.20	126.09
Demanda Max. Promedio Hora pico (dic-abr) kW	105.22	85.90	139.93
Demanda Max. Promedio Hora pico (may-nov) kW	43.58	43.54	8.63

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial.

Las variables de demanda máxima en horario pico se dividieron en dos periodos a consecuencia de la variable estacional de demanda identificada a

partir de las curvas de demanda proyectas, esta variable es sumamente importante debido a que el cargo de los desvíos es producto de la diferencia entre la demanda máxima pico y la demanda firme asignada a cada usuario.

A partir de la construcción de las curvas de demanda se identificó que, dentro del perfil de consumo de energía eléctrica, existen periodos estacionales de demanda, dada esta situación se denominaron dos estacionalidades siendo estas: la estacionalidad 1 como de alta demanda comprendida de diciembre a mayo, y la estacionalidad 2 como de baja demanda la cual comprende los meses de junio a noviembre.

En los estimados de facturación realizados, tanto en la tarifa gran usuario no regulada, como en la tarifa regulada horaria EEGSA, los criterios y obligaciones que el usuario debe atender se basan en la obligación de contratar volúmenes de potencia para un periodo mensual en el caso de la tarifa regulada o anual según lo define la tarifa no regulada gran usuario.

3.4. Estimación del proceso de liquidación y facturación del usuario

En esta sección se desarrollaron los cálculos estimados del proceso de liquidación y facturación de los usuarios evaluados, en las tarifas regulada horaria de EEGSA y la tarifa gran usuario no regulada.

La metodología utilizada para la estimación está basada en los lineamientos de los procesos de liquidación y facturación descritos en las normas de coordinación comercial No12, para el caso de la tarifa gran usuario no regulada, y en los precios promedio tomados de los pliegos tarifarios para la tarifa regulada horaria de la distribuidora EEGSA. Tomando en cuenta las variables identificadas

en las secciones anteriores se estimaron los principales cargos de energía, potencia, transporte, distribución y otros cargos para ambas tarifas.

3.4.1. Proceso de liquidación y facturación de la tarifa gran usuario

Este proceso de estimación de la facturación resultante, producto del proceso de las liquidaciones de operación del usuario, se desarrolló de acuerdo con los parámetros y directrices de las liquidaciones del mercado comercial y las descritas en la NCC-12.

3.4.1.1. Cargo por energía consumida

Para la estimación del cargo por energía eléctrica consumida en la tarifa gran usuario no regulada, se tomaron como referencia los registros de demanda horaria, dados por los usuarios en los periodos mensuales del año estacional evaluado, el precio de referencia de la energía se estimó con un valor de 50 USD/MWh.

El proceso de liquidación económica se realizó de acuerdo con los lineamientos de liquidación del mercado mayorista y los establecidos en la NCC-12, en donde se definen las directrices para el cálculo del cargo económico por energía consumida. La ecuación utilizada para esta estimación se define como:

$$\text{XXIII. } \textit{Costo energía} = \left(\textit{Precio Energía} \frac{\textit{USD}}{\textit{MWh}} * \textit{MWh} \right) \text{ Ecuación (1)}$$

Donde:

- Precio Energía: estimado para este estudio 50 USD/MWh

- MWh: Cantidad de MWh consumidos

Este proceso de estimación se realizó para los tres usuarios, valorizando la energía consumida en intervalos horarios para los doce periodos mensuales que integran el año estacional evaluado. Con esto se obtuvo las estimaciones de los cargos por energía eléctrica consumida, de forma mensual y anual dadas según los registros de demanda.

3.4.1.2. Cargo económico por potencia eléctrica

El proceso de estimación para el cargo económico por potencia eléctrica, en la tarifa gran usuario no regulada, se realizó tomando en cuenta el volumen de demanda firme que los usuarios tenían asignado para el periodo estacional evaluado.

De acuerdo con la metodología de cálculo, se toma en cuenta el volumen de demanda firme como aquel volumen de potencia que el usuario contrata con un agente comercializador o generador del mercado eléctrico a lo largo de un año estacional, para las estimaciones realizadas en esta investigación se tomó como precio de referencia de la potencia un precio de 3.87 USD/kW-mes esto de acuerdo a los precios promedios de la potencia dados durante el desarrollo de esta investigación en el mercado mayorista.

La ecuación utilizada para realizar los cargos mensuales por potencia en la tarifa no regulada gran usuario fue la siguiente:

XXIV. $Costo\ de\ la\ Potencia = (DF * Precio\ de\ Refencia\ kW)$ Ecuación (2)

Donde:

- DF: demanda que el gran usuario está obligado a cubrir a través de contratos de potencia por un año estacional.
- Precio de referencia: precio estimado de la potencia 3.87 USD/kW-mes

3.4.1.3. Cargos por transporte y distribución

El proceso de liquidación de estos cargos se incluye en la facturación del gran usuario en una sección por separado a los cargos por energía y potencia, como consecuencia de los costos por la utilización de las líneas de transporte y redes de distribución. La metodología utilizada para la estimación de estos cargos económicos de los grandes usuarios, esta descrita en la Norma de Coordinación No.12.

3.4.1.3.1. Cargos del peaje principal

La metodología utilizada para estimar los cargos económicos resultantes por la utilización del sistema de peaje sistema principal, se basó en tomar como referencia el promedio de precios del peaje principal incluido en el Informe de Transacciones Económicas ITE para el periodo estacional evaluado 2019-2020, que genero el Administrador del Mercado Mayorista durante el año estacional evaluado.

Tabla V. **Resumen ITE, precio peaje principal**

Precio Unitario Peaje Principal - US \$ / KW mes	3.136	3.655
Precio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US \$ / KW mes (3)	0.503	0.532
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - US \$ / KW mes	2.453	2.843
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - US \$ / KW mes	2.007	1.971
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - US \$ / KW mes	1.968	2.191

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (2020). *Precio peaje principal ITE.*

La ecuación utilizada para la estimación del cargo por peaje principal de los tres usuarios evaluados fue la siguiente:

XXV. $Cargo\ por\ Peaje\ Principal = (Precio\ Peaje\ US\$ - kW * DF)$
Ecuación (3)

Donde:

- Precio Peaje: precio promedio del peaje, estimado según ITE's generados en el periodo.
- DF: volumen de demanda firme de los grandes usuarios

3.4.1.3.2. **Cargos del peaje secundario**

La estimación de estos cargos para la tarifa gran usuario no regulada se calcularon de acuerdo con los precios definidos para el peaje secundario en la hoja resumen del Informe de Transacciones Económicas, generado de forma mensual por el Administrador del Mercado Mayorista, el precio tomado como referencia fue el promedio del peaje secundario definido en el año estacional evaluado.

Tabla VI. **Resumen ITE, precio peaje secundario**

Precio Unitario Peaje Principal - US \$ / KW mes	3.136	3.655
Precio Unitario Peaje Secundario Transmisión - US \$ / KW mes (3)	0.503	0.532
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - US \$ / KW mes	2.453	2.843
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - US \$ / KW mes	2.007	1.971
Precio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - US \$ / KW mes	1.968	2.191

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (2020). *Precio peaje secundario ITE.*

En la metodología para el cálculo del cargo económico del peaje secundario, se consideró la condicionante que la potencia a utilizar será el valor máximo entre la demanda máxima-horaria y la potencia contratada por el usuario en el periodo de liquidación.

La ecuación utilizada para la estimación de los cargos económicos del peaje secundario fue la siguiente:

$$\text{Cargo P. Secundario} = (P.P \text{ Sec. US\$} * (\text{DemMaxHor.} < > P\text{cont.})) \text{ Ecuación (4)}$$

Donde:

- P.P Sec: es el precio promedio definido en la tabla de precios de peaje secundario.
- DemMaxHor: demanda máxima horaria registrada por el gran usuario
- Pcont: potencia contratada por el gran usuario en el intervalo de tiempo evaluado.

3.4.1.3.3. Valor agregado de distribución

En el Mercado Mayorista este cargo se define como una retribución económica a la distribuidora que lo usuarios pagan por el uso de sus redes. La metodología utilizada para la estimación de los cargos económicos por el VAD para los grandes usuarios, tomo en cuenta los volúmenes de energía demandada en cada una de las bandas horarias. Esto como consecuencia que el cargo económico del VAD, a través del pliego tarifario de la empresa distribuidora que presta el servicio de distribución considera los cargos de la energía por banda horaria.

Para el desarrollo de la estimación de este cargo económico se estimó un promedio de los cargos unitarios definidos en los pliegos tarifarios de la distribuidora EEGSA, dados durante el año estacional en estudio.

Tabla VII. Pliegos tarifarios EEGSA

Tarifa: Peaje en Función de Transportista Media Tension - PMT	Valor
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0.017351
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0.017288
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0.01704
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	21.504049

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2020). *Pliegos tarifarios*.

Las ecuaciones utilizadas para el desarrollo de estimación del cálculo del VAD fueron las siguientes:

XXVI. $Cargo\ Banda\ Punta = (Cargo\ Unitario * \sum kWh)$ Ecuación (5)

XXVII. $Cargo\ Banda\ Intermedia = (Cargo\ Unitario * \sum kWh)$ Ecuación (6)

XXVIII. $Cargo\ Banda\ Valle = (Cargo\ Unitario * \sum kWh)$ Ecuación (7)

XXIX. $Cargo\ Potencia\ Maxima = (Cargo\ Unitario * Pot.\ Max)$ Ecuación (8)

Donde:

- Cargo Unitario: cargo unitario de la distribuidora por banda incluido en los pliegos tarifarios.
- $\sum kWh$: demanda de energía eléctrica por banda
- Pot.Max: potencia máxima registrada por el gran usuario en el periodo

3.4.1.3.4. Cargos por desvíos de potencia

Dentro del detalle de facturación de la tarifa gran usuario no regulada se incluye sección llamada otros cargos, en esta sección se detallan los cargos por desvíos de potencia, cargos por medición, cargos por emergencias o mantenimientos.

Para esta sección el alcance de la investigación se enfoca en la estimación de los desvíos de potencia, por lo que utilizando la metodología descrita en la Norma de Coordinación Comercial No. 3 se estimaron los cargos económicos resultantes por desvíos de potencia para cada uno de los grandes usuarios. La penalización por desvíos de potencia considera un precio de referencia de la potencia de 8.90 USD/Kw-mes.

Las ecuaciones utilizadas para la estimación de este cargo fueron las siguientes:

XXX. $DF\ kW\ en\ punta = (D_{maxpico} * CAD)$ Ecuación (9)

XXXI. $Desvio\ de\ potencia = ((DF_{enpunta} - DF_{contrato})/CAD * P_{pot})$
Ecuación (10)

Donde:

CAD: es el cargo agregado de distribución para la distribuidora

DF_{enpunta}: demanda en kW registrada durante el periodo en la banda pico

D_{maxpico}: demanda máxima de potencia registrada en la banda pico

DF_{contrato}: demanda firme asignada al usuario

P_{pot}: precio de referencia de la potencia 8.90 USD/kW-mes

3.4.2. Proceso de liquidación y facturación de la tarifa horaria EEGSA

La metodología utilizada para el proceso de liquidación y facturación de la tarifa eléctrica horaria de la distribuidora EEGSA, se basó en los parámetros y especificaciones de demanda definidas en el proceso de liquidación por la distribuidora, se utilizaron los pliegos tarifarios de la distribuidora como referencia para estimar los cargos de potencia y energía, tomando como punto de análisis los precios promedio de energía y potencia dados en los pliegos tarifarios de la tarifa regulada horaria para el año 2020.

Tabla VIII. **Pliego tarifario de la tarifa horaria EEGSA**

Descripcion pliego tarifario	Precio	
<i>Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)</i>	Q	872.78
<i>Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)</i>	Q	0.92
<i>Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)</i>	Q	0.92
<i>Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)</i>	Q	0.90
<i>Cargo Unitario por Energía en Valle adicional (Q/kWh)</i>	Q	0.73
<i>Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)</i>	Q	38.21
<i>Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)</i>	Q	12.16

Fuente: Pliego tarifario de la distribuidora EEGSA (2020). *Precios promedio del periodo.*

3.4.2.1. Estimación de cargos por energía eléctrica tarifa horaria EEGSA

Para la estimación de los cargos unitarios por energía eléctrica consumida por los usuarios, se ordenaron los registros de la demanda, en intervalos horarios, lo cual permitió obtener la demanda total de energía eléctrica al final de un periodo en términos de las 24 horas, con esto se procedió a realizar las sumatorias correspondientes en cada una de las bandas. Utilizando los parámetros de liquidación definidos por la distribuidora se realizaron los cargos estimados por energía.

Tabla IX. **Parámetros para la liquidación banda valle**

Categoría Tarifaria	Porcentaje de consumo típico en la banda horaria de Valle del grupo tarifario
BTHD	21.555350 %
MTHD	22.714421 %

Fuente: Proceso de liquidación tarifas horarias EEGSA (2020). *Tarifa Horaria EEGSA*.

Se tomó como referencia el proceso de liquidación de la distribuidora eléctrica EEGSA, para la estimación de los cargos económicos de la energía consumida por los usuarios en la banda horaria.

Las ecuaciones utilizadas para la estimación de los cargos por la energía consumida en las bandas horarias de la tarifa regulada horaria fueron las siguientes:

XXXII. *Cargo Unitario por Energía en Punta* $\left(\frac{Q}{kWh}\right) = (kWh_{pico} * \text{CargoPT})$ Ecuación (11)

XXXIII.

XXXIV. *Cargo Unitario por Energía en Intermedia* $\left(\frac{Q}{kWh}\right) = (kWh_{int} * \text{CargoPT})$ Ecuación (12)

XXXV. *Cargo Unitario por Energía en Valle* $\left(\frac{Q}{kWh}\right) = (kWh_{valle} * \text{CargoPT})$ Ecuación (13)

XXXVI. *Cargo Unitario por Energía Adicional Valle* $\left(\frac{Q}{kWh}\right) =$
(kWhadi. CargoPT)* Ecuación (14)

Donde:

- KWh: el volumen de energía consumido según banda horaria
- CargoPT: precio de la energía horaria en pliego tarifario

3.4.2.2. Estimado de los cargos por potencia en la tarifa horaria

Para la estimación de estos cargos se utilizó la metodología utilizada por la distribuidora EEGSA para usuarios habilitados en la tarifa horaria, utilizando los cargos unitarios incluidos en los pliegos tarifarios de la tarifa horaria

Las estimaciones de estos cargos se realizaron tomando como referencia la potencia contratada que los usuarios que los usuarios tenían en el año evaluado, y de acuerdo con los registros de demanda se utilizaron los valores máximos de la demanda registrada en el periodo mensual por los usuarios

Las ecuaciones utilizadas para la estimación de los cargos unitarios de potencia fueron las siguientes:

XXXVII. *Cargo Unitario por Potencia de Punta* $\left(\frac{Q}{kW} - mes\right) =$
*(MaxPot.punta * Cargo PT)* Ecuación (15)

XXXVIII. *Cargo Unitario por Potencia Contratada* $\left(\frac{Q}{kW} - mes\right) =$
*(POT.contrato * Cargo PT)* Ecuación (16)

Donde:

- MaxPot.punta: potencia máxima del usuario en la banda punta del periodo
- POTcontrato: potencia contratada del usuario (Referencia 101kW)
- CargoPT: cargo unitario de la potencia incluido en el pliego tarifario

Dentro de los cargos estimados también se incluyó el costo unitario fijo de la tarifa eléctrica horaria para usuarios conectados en redes de media tensión el cual para el periodo evaluado se obtuvo un cargo fijo promedio de: 872.78 Quetzales.

3.5. Análisis económico comparativo entre tarifas eléctricas

Para el análisis de costos de las tarifas eléctricas evaluadas, se tomaron en cuenta todos los cargos resultantes durante los doce periodos mensuales del año estacional. Este análisis se realizó para obtener la tarifa eléctrica que operacional y económicamente le convenga contratar al usuario, partiendo de las características de demanda de los grandes usuarios evaluados.

En la metodología utilizada para el análisis de costos económicos de las tarifas horarias, se consideró la estimación de los precios monómicos o promedios de la energía, resultantes de forma mensual para cada uno de los usuarios. La ecuación utilizada para realizar esta estimación fue la siguiente:

XXXIX.
$$\text{Precio monomico} = \frac{CT_{\text{periodo}}}{\sum kWh} \quad \text{Ecuación (17)}$$

XL.

Donde:

- Precio monómico: Precio de referencia de la energía al final la liquidación de un periodo
- CT_{periodo} : costos totales resultantes, toda la facturación del usuario
- $\sum kWh$: Total de energía consumida por el usuario durante el periodo

El precio monómico de la energía, en otras palabras, es un costo global resultante de toda la operación en términos de la energía, esta metodología utilizada para visualizar que tan cara o barata le está resultando la operación a un usuario es muy usada en los análisis económicos de la demanda. Por lo que primeramente en el desarrollo de este análisis se interpretaron y analizaron los precios monómicos resultantes de cada uno de los usuarios.

Específicamente este análisis económico de los precios monómicos se realizó para verificar como la estacionalidad de baja demanda afecta de forma económica los costos de operación para estos usuarios o aquellos que dentro de su curva presenten una tendencia de demanda similar a la analizada en esta investigación.

A partir de esto se consideró la sumatoria de los costos económicos calculados para el proceso de facturación mensual de la tarifa gran usuario no regulada y tarifa regulada horaria, para determinar la tarifa más rentable de contratar al final del año estacional para estos usuarios evaluados que presentan estacionalidad en su curva. El análisis económico comparativo entre los cargos resultantes de la de las tarifas eléctricas considera, el efecto que produce el precio de la energía en ambas tarifas. Recordando que la tarifa gran usuario no regulada está facultada para la negociación de sus precios de energía y potencia, por su parte la tarifa regulada horaria los precios de la energía son fijos de forma trimestral y los cuales son calculados para la distribuidora sin opción de ser negociados con los usuarios del servicio eléctrico.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

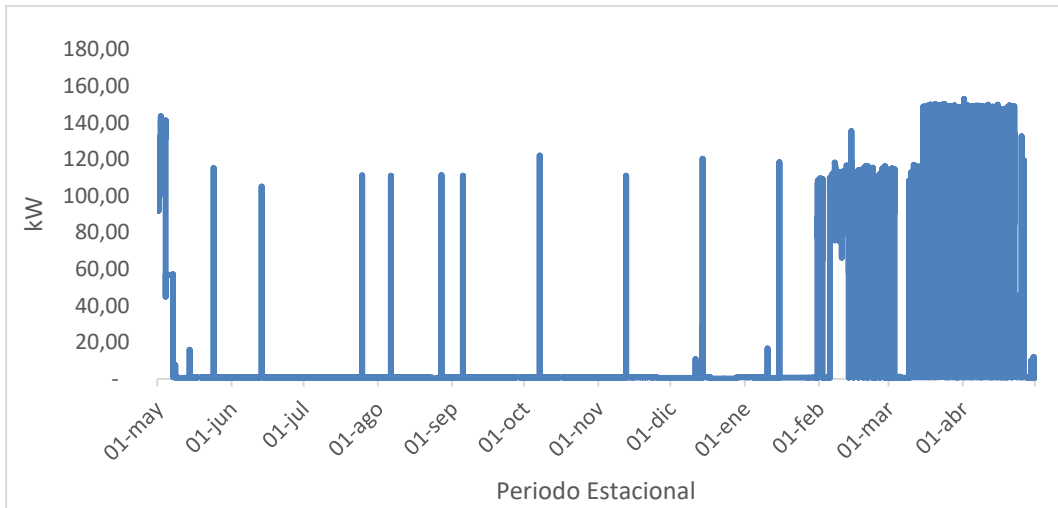
A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir del análisis de demanda de los usuarios que presentan estacionalidad en sus curvas de demanda, y de los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas regulada horaria de la distribuidora EEGSA y la tarifa eléctrica gran usuario no regulada. Utilizando los lineamientos definidos y aprobados por el ente regulador del mercado mayorista que se encuentran descritos en las Normas de Coordinación Comercial No.12 y No.3 para el caso de la tarifa gran usuario no regulada, y en el caso de la tarifa regulada horaria EEGSA utilizando los precios promedio de energía y potencia definidos en el pliego tarifario de la distribuidora para el año 2020.

4.1. Construcción de curvas de demanda GU no regulados

La construcción de las curvas de la demanda de los grandes usuarios se realizó de forma horaria para un periodo de un año estacional completo, utilizando hojas de cálculo de Excel se construyeron graficas para cada una de las curvas de demanda.

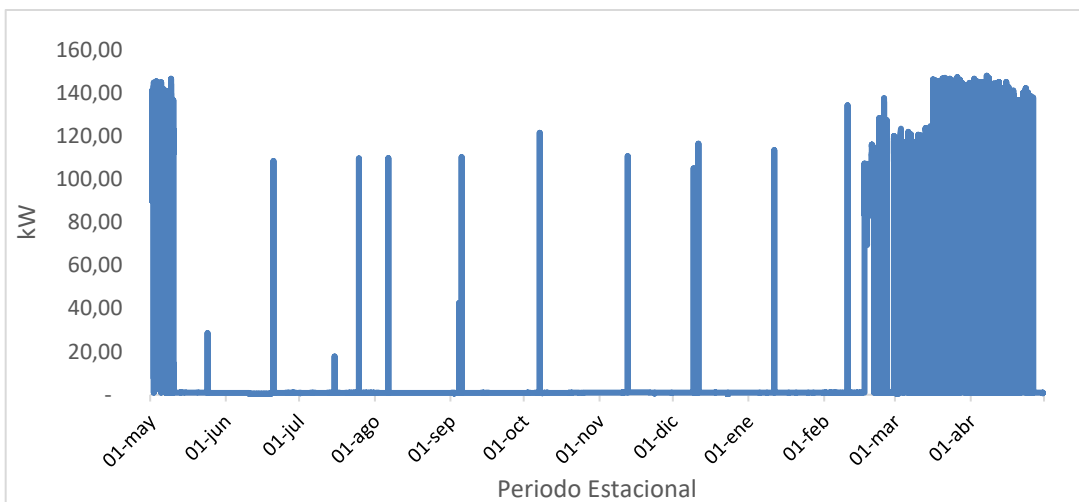
Los registros de la demanda se consideran confiables debido a que fueron extraídos de forma remota, directamente del medidor comercial de cada uno de los usuarios, el cual es el que utiliza el mercado para realizar las liquidaciones mensuales.

Figura 10. **Curva de la demanda del gran usuario No. 1**



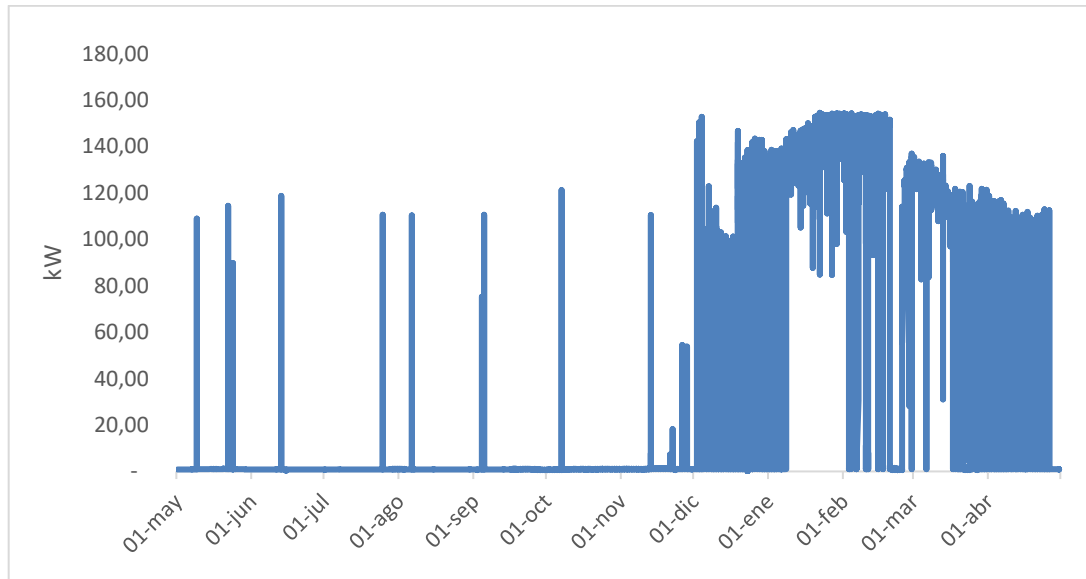
Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial usuario.

Figura 11. **Curva de la demanda del gran usuario No.2**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial usuario.

Figura 12. **Curva de demanda del gran usuario No. 3**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial usuario.

A través de las curvas de demanda construidas permitieron analizar de consumo en kWh que los usuarios tienen a lo largo de un año estacional. A partir de la curva de demanda se identificó que los tres grandes usuarios tienen una estacionalidad de baja demanda la cual se presenta a partir del mes de mayo a noviembre.

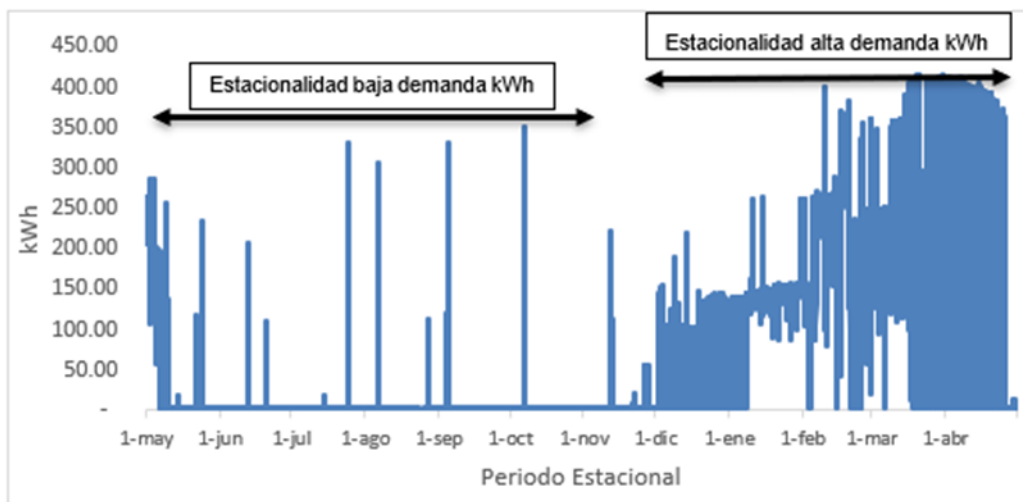
4.2. Parámetros y variables de la curva de demanda del Gran Usuario

A través de la curva de demanda de cada uno de los usuarios fue posible identificar una serie de variables, las cuales influyen de forma directa en el proceso de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas analizadas.

Dentro de las variables de operación identificadas la más relevante y que tiene un impacto de forma directa al costo económico del servicio eléctrico es que

los tres usuarios presentaron una estacionalidad de consumo durante el año estacional, esto básicamente se debió a que estos puntos de medición están incorporados al proceso agroindustrial del riego de caña de azúcar, donde los periodos de riego justamente coinciden con los periodo de alta demanda de los grandes usuarios, esto debido a que en este periodo la escasez de lluvias provoca una temporada seca, por lo cual los sistemas de riego son requeridos en sus máximas capacidades.

Figura 13. **Parámetros de operación de los grandes usuarios**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial.

A través de la construcción de las curvas de la demanda se identificó un desaprovechamiento de los recursos contratados en la estacionalidad de bajo consumo, debido a que la tarifa gran usuario no regulado adquiere obligaciones ante el mercado mayorista a lo largo de todo un año estacional, entendiéndose los respaldos de potencia de la demanda firme asignada. Por lo que, estos usuarios en la temporada de baja demanda solo cumplen con su obligación registrando

una demanda arriba de los 100kW por lo menos 2 meses de cada trimestre estacional.

Las variables que influyen en el proceso de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas analizadas se extrajeron de la medición comercial, de acuerdo con los criterios de liquidación y facturación descritos en las normas y proceso de liquidación de la distribuidora para las tarifas horarias. Las cuales se detallan de forma individual para cada usuario en un año estacional.

Tabla X. Perfil de demanda del US-1, año estacional

	Gran Usuario No.1											
	May.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
Potencia Contratada	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
Demanda Max hora Pico (KW)	143.6	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	107.2	118.7	150.2	149.1
Demanda Maxima (kW)	143.6	105.1	111.2	111.4	111.1	122.1	111.0	120.3	118.5	135.4	150.2	153.0

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial.

Tabla XI. Perfil de demanda del US-2, año estacional

	Gran Usuario No. 2											
	May.	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
Potencia Contratada	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
Demanda Max hora Pico (KW)	143.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.2	1.1	1.0	135.7	147.2	144.4
Demanda Maxima (kW)	146.5	108.4	109.5	109.7	110.1	121.4	110.6	116.3	113.4	137.4	147.2	147.9

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial.

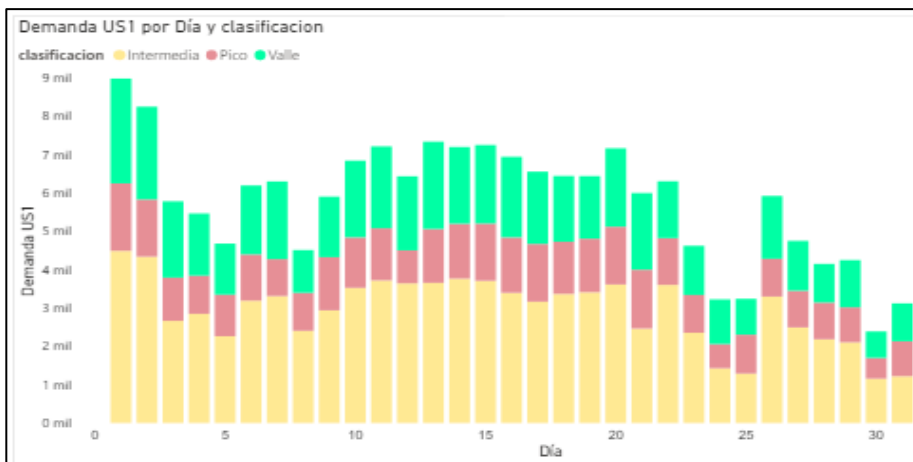
Tabla XII. **Perfil de demanda del US-3, año estacional**

	Gran Usuario No. 3											
	US3	US3	US3	US3	US3	US3	US3	US3	US3	US3	US3	US3
Potencia Contratada	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0
Demanda Max hora Pico (KW)	1.0	0.9	1.1	1.1	1.3	1.1	53.8	139.0	154.2	154.3	133.3	118.8
Demanda Maxima (kW)	114.5	118.8	110.6	110.4	110.6	121.2	110.4	152.8	154.6	154.4	136.0	118.8

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial.

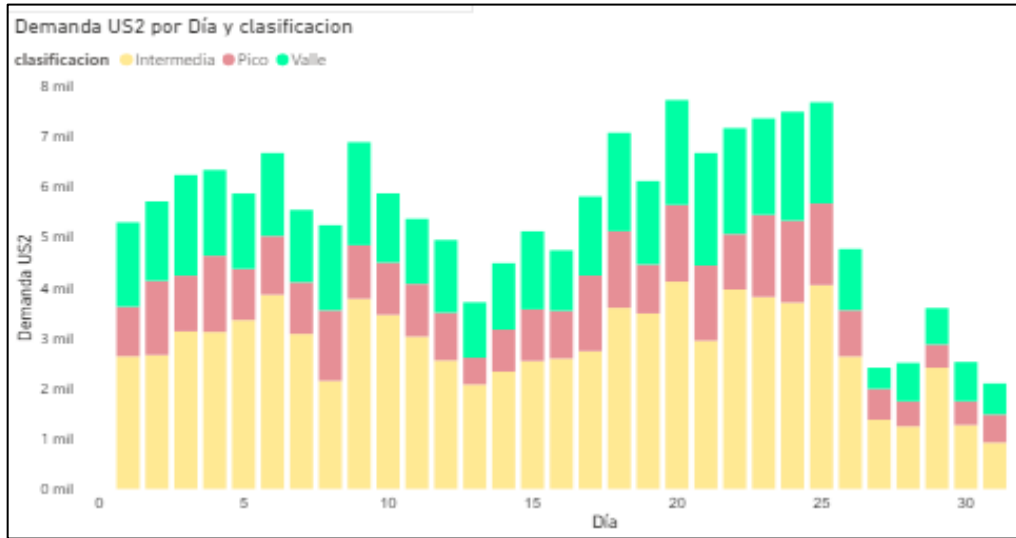
Estas variables fueron utilizadas en ambos procesos de liquidación de las tarifas analizadas, de acuerdo con la metodología de cálculo de cada una de ellas. En el caso de la tarifa eléctrica regulada horaria de la EEGSA se consideró la clasificación de los registros de demanda de forma horaria al final de cada mes de liquidación, esto debido a que los parámetros para la liquidación requieren de esta clasificación.

Figura 14. **Clasificación horaria de la demanda US-1**



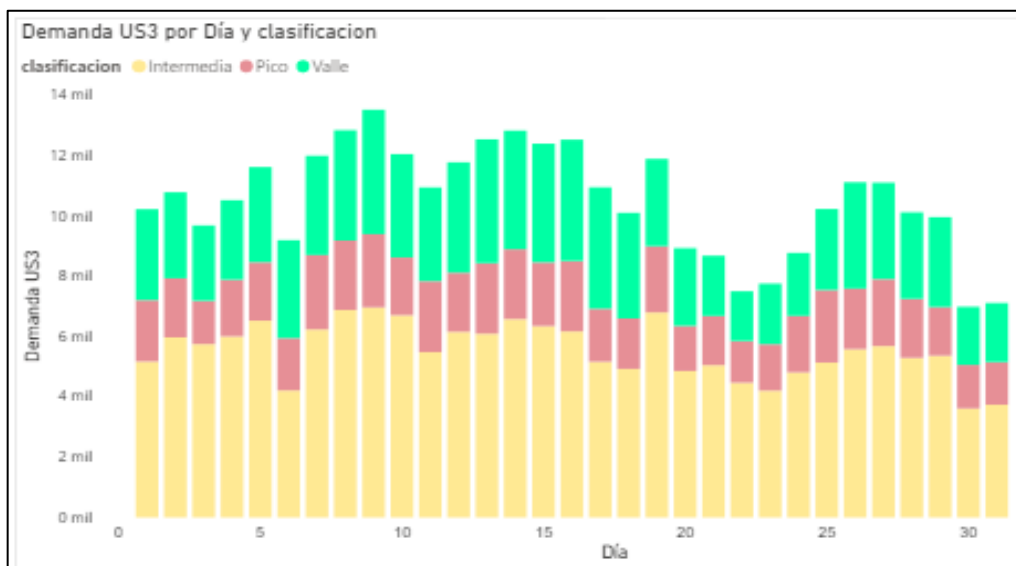
Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial usuario.

Figura 15. Clasificación horaria de la demanda US-2



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial usuario.

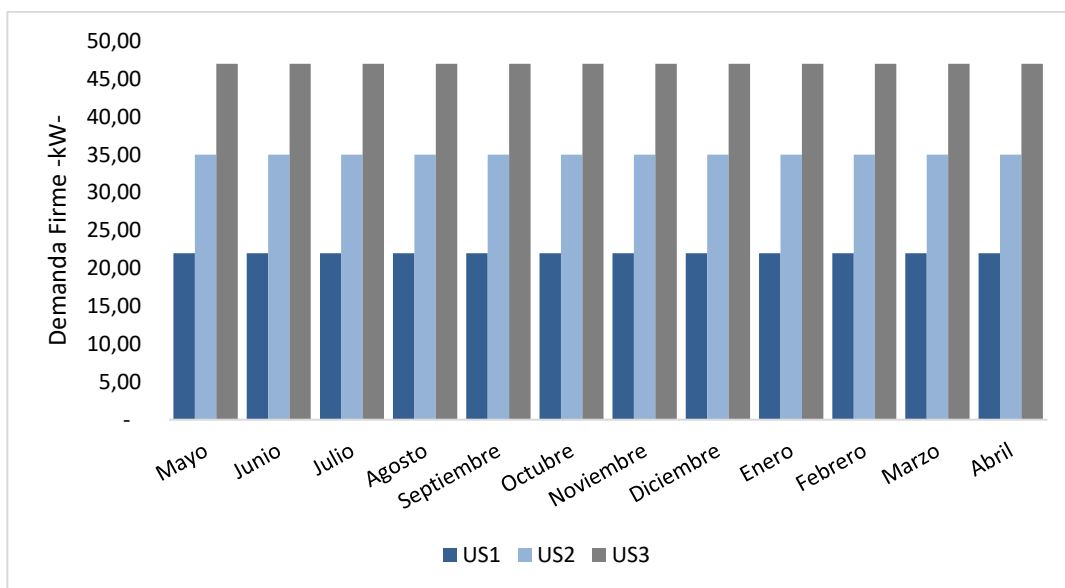
Figura 16. Clasificación horaria de la demanda US-3



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos de la medición comercial usuario.

Otra de las variables importantes obtenidas fue la demanda firme de cada uno de los usuarios, este valor es de suma importancia para un usuario consumidor debido a que a partir de este valor se calculan los costos por transporte y desvíos de potencia.

Figura 17. **Demanda firme asignada a los usuarios**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del perfil comercial.

4.3. Estimación del proceso de liquidación y facturación tarifas eléctricas horaria y gran usuario

Las estimaciones mostradas en esta sección se realizaron de acuerdo con la metodología de cálculo de liquidación y facturación de las tarifas reguladas horarias de la distribuidora EEGSA y tarifa eléctrica gran usuario no regulada.

4.3.1. Cargos estimados de facturación para la tarifa gran usuario

El proceso utilizado para el cálculo de los cargos estimados para la facturación de un gran usuario se basó en la metodología de liquidación y facturación descrita en las Normas de Coordinación Comercial No. 12 y No.03

4.3.2. Cargos estimados por energía tarifa gran usuario

Se muestran los cargos unitarios obtenidos de acuerdo con demanda de energía mensual de cada uno de los grandes usuarios. El precio de referencia tomado para las estimaciones realizadas fue de 50 USD/MWh.

Tabla XIII. Estimados costos de energía mensual

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 789.54	\$ 1,036.49	\$ 72.62
Junio	\$ 36.85	\$ 37.73	\$ 41.96
Julio	\$ 42.61	\$ 51.99	\$ 55.70
Agosto	\$ 57.16	\$ 40.95	\$ 43.17
Septiembre	\$ 41.51	\$ 48.49	\$ 56.35
Octubre	\$ 60.56	\$ 51.25	\$ 49.21
Noviembre	\$ 44.28	\$ 54.80	\$ 117.70
Diciembre	\$ 35.87	\$ 66.85	\$ 1,900.63
Enero	\$ 78.47	\$ 51.72	\$ 4,761.39
Febre ro	\$ 2,732.83	\$ 1,176.70	\$ 3,714.99
Marzo	\$ 2,613.33	\$ 2,918.65	\$ 3,440.88
Abril	\$ 2,475.01	\$ 2,931.06	\$ 2,068.66

Fuente: elaboración propia, con datos calculados con la medición comercial kWh.

4.3.3. Cargos estimados por potencia tarifa gran usuario

Para el estimado de este cargo se tomó el valor de demanda firme asignado a cada gran usuario para el año estacional por el Administrador del Mercado Mayorista. El precio supuesto para la potencia se definió de acuerdo con los precios dados en el mercado eléctrico, durante el periodo en que se realizó esta investigación, el precio supuesto en las estimaciones fue de 3.87 USD kW-mes

Tabla XIV. Cargos estimados por potencia del gran usuario

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Junio	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Julio	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Agosto	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Septiembre	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Octubre	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Noviembre	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Diciembre	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Enero	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Febrero	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Marzo	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89
Abril	\$ 85.14	\$ 135.45	\$ 181.89

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del registro de Demanda Firme asignada.

La tarifa eléctrica gran usuario no regulada cubre el volumen de demanda firme, a través de los contratos en el mercado a término descritos en la Norma de Coordinación Comercial No.13.

4.3.4. Estimación de los cargos a terceros en la tarifa gran usuario

El detalle de la facturación de un gran usuario incluye la sección de cargos a terceros, dentro de esta sección se incluyen los costos por la utilización de las líneas de transporte y redes de distribución que el usuario hace uso. Por lo que se estimaron los cargos de los peajes y el cargo por valor agregado de distribución VAD de acuerdo con la metodología descrita en la Norma de Coordinación Comercial No. 12.

4.3.4.1. Cargo por uso del sistema de peaje principal

El detalle de precios del peaje principal lo emite mensualmente el Administrador del Mercado Mayorista, a través de los informes de Transacciones Económicas ITE. Para la estimación de los cargos unitarios por peaje principal se tomaron los precios dados durante el periodo estacional analizado.

Tabla XV. **Costos peaje principal grandes usuarios**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 70.20	\$ 111.68	\$ 149.98
Junio	\$ 70.62	\$ 112.36	\$ 150.88
Julio	\$ 70.44	\$ 112.07	\$ 150.49
Agosto	\$ 70.79	\$ 112.62	\$ 151.23
Septiembre	\$ 70.80	\$ 112.64	\$ 151.26
Octubre	\$ 70.82	\$ 112.67	\$ 151.29
Noviembre	\$ 71.61	\$ 113.93	\$ 152.99
Diciembre	\$ 71.54	\$ 113.81	\$ 152.84
Enero	\$ 78.53	\$ 124.93	\$ 167.76
Febrero	\$ 78.17	\$ 124.36	\$ 167.00
Marzo	\$ 78.14	\$ 124.32	\$ 166.94
Abril	\$ 78.05	\$ 124.18	\$ 166.75

Fuente: elaboración propia, con datos calculados del Precio Peaje ITE AMM.

4.3.4.2. Cargo por uso del sistema de peaje secundario

Los cargos unitarios estimados para el sistema de peaje secundario se realizaron tomando como referencia los precios del peaje secundario, emitidos por el AMM, a través de los Informes de Transacciones Económicas ITE, dados en el periodo de evaluación en US\$.kW. mes.

Tabla XVI. Cargos peaje secundarios grandes usuarios

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 309.69	\$ 334.12	\$ 260.74
Junio	\$ 322.71	\$ 329.21	\$ 257.28
Julio	\$ 267.74	\$ 276.09	\$ 302.61
Agosto	\$ 282.97	\$ 278.67	\$ 281.32
Septiembre	\$ 267.54	\$ 263.37	\$ 265.18
Octubre	\$ 282.99	\$ 280.48	\$ 281.62
Noviembre	\$ 297.04	\$ 295.48	\$ 294.93
Diciembre	\$ 282.60	\$ 281.45	\$ 281.18
Enero	\$ 306.46	\$ 296.30	\$ 389.23
Febrero	\$ 299.76	\$ 286.96	\$ 391.08
Marzo	\$ 337.17	\$ 341.99	\$ 384.30
Abril	\$ 379.56	\$ 371.95	\$ 343.65

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del Informe de Transacciones Económicas.

4.3.4.3. Cargo unitario del valor agregado de distribución

El VAD es una retribución económica a la distribuidora por el uso de sus redes. La estimación de este cálculo se realizó en base a los pliegos tarifarios de la distribuidora EEGSA y el registro de demanda horaria del gran usuario.

En el caso del cargo unitario de la potencia, se tomó en cuenta la demanda máxima registrada en el periodo mensual de cada usuario.

Tabla XVII. **Cargos unitarios del valor agregado**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 519.33	\$ 528.71	\$ 304.06
Junio	\$ 426.61	\$ 445.67	\$ 314.90
Julio	\$ 288.91	\$ 298.28	\$ 326.89
Agosto	\$ 310.86	\$ 305.53	\$ 308.50
Septiembre	\$ 310.51	\$ 305.06	\$ 307.23
Octubre	\$ 308.75	\$ 306.31	\$ 307.86
Noviembre	\$ 355.66	\$ 353.37	\$ 352.63
Diciembre	\$ 323.02	\$ 322.21	\$ 324.82
Enero	\$ 346.62	\$ 336.60	\$ 525.90
Febrero	\$ 345.49	\$ 329.64	\$ 667.60
Marzo	\$ 519.21	\$ 452.22	\$ 619.77
Abril	\$ 555.08	\$ 560.62	\$ 552.55

Fuente: elaboración propia, con datos calculados con la demanda del usuario.

4.3.5. Cálculo estimado de otros cargos para el Gran Usuario

En el detalle de la facturación de la tarifa gran usuario no regulado esta es la última sección de cargos incluida, básicamente los cargos incluidos son los desvíos de potencia y los cargos por medición. En esta sección la comercializadora también incluye los cargos por mantenimiento o atención técnica que requiera el usuario en caso de alguna emergencia.

4.3.5.1. Desvíos de potencia grandes usuarios

El cálculo de estos cargos se realizó de acuerdo con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número No.3. La norma indica que un desvió

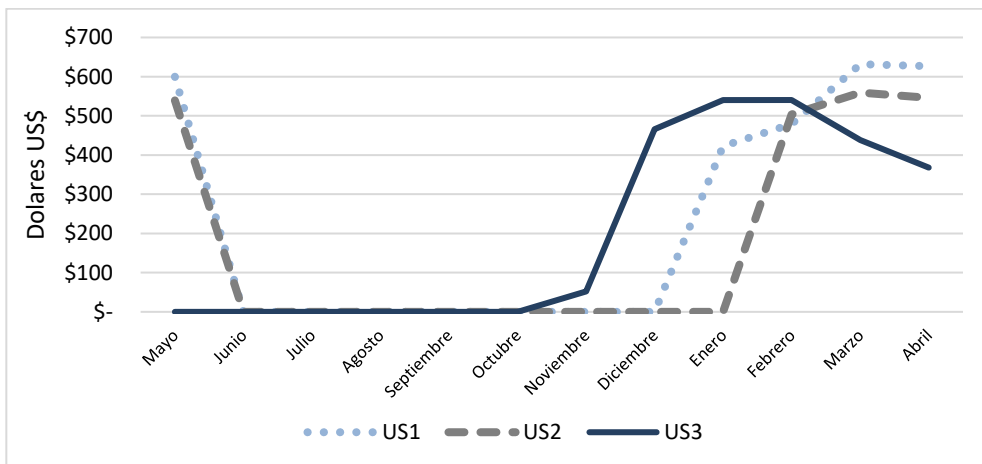
de potencia se da cuando la demanda de potencia en la banda punta supera el valor de la Demanda Firme contratada. Para el cálculo de esta penalización se tomó el precio de referencia de la potencia 8,90 US\$.

Tabla XVIII. **Cargos por desvíos de potencia, en \$/kW-mes**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 599.83	\$ 539.26	\$ -
Junio	\$ -	\$ -	\$ -
Julio	\$ -	\$ -	\$ -
Agosto	\$ -	\$ -	\$ -
Septiembre	\$ -	\$ -	\$ -
Octubre	\$ -	\$ -	\$ -
Noviembre	\$ -	\$ -	\$ 52.04
Diciembre	\$ -	\$ -	\$ 466.29
Enero	\$ 423.06	\$ -	\$ 540.17
Febrero	\$ 478.73	\$ 503.46	\$ 540.42
Marzo	\$ 631.75	\$ 559.33	\$ 438.40
Abril	\$ 626.41	\$ 545.72	\$ 367.86

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de facturación GU.

Figura 18. **Tendencia de los cargos por desvíos de potencia**



Fuente: elaboración propia, con datos calculados de desvíos de potencia.

La tendencia de los cargos adopta la estacionalidad identificada en el proceso de consumo de energía eléctrica, reflejando que durante el periodo estacional de baja demanda no existen cargos de desvíos en los tres usuarios analizados.

4.3.6. Cargos estimados de facturación para la tarifa horaria de EEGSA

Para el proceso de estimación de los cargos económicos de la tarifa eléctrica regulada horaria de la distribuidora EEGSA, se tomó como referencia la metodología y los precios promedios de la energía horaria y potencia contenida en los pliegos tarifarios de la distribuidora del año 2,020.

4.3.6.1. Cargo unitario por energía para la tarifa horaria

La metodología para la estimación de esta sección se basó en el proceso definido por la distribuidora, para la liquidación y facturación de sus usuarios, esta contempla precios diferentes para cada banda horaria, por lo que se ordenó de forma horaria la demanda registrada por los usuarios al final de los periodos mensuales estimados.

Además, la empresa eléctrica EEGSA, considera en el proceso de liquidación de las tarifas horarias, el parámetro de consumo en la banda valle el cual considera que un usuario puede consumir en banda valle hasta un 21.55 % o 22.71 % del total de la energía consumida. Si en caso sobre pase este rango el diferencial será cobrado a precio incluido en el pliego tarifario con la especificación de cargo por energía en valle adicional.

Se estimo el volumen de energía adicional en la banda valle, tomando en cuenta los parámetros de cálculo de la distribuidora.

Tabla XIX. **Energía adicional en banda Valle, en kWh**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	1,010.51	996.93	-
Junio	3.53	-	-
Julio	-	-	-
Agosto	-	-	-
Septiembre	-	-	-
Octubre	-	-	-
Noviembre	-	-	-
Diciembre	-	-	-
Enero	-	-	3,364.16
Febrero	2,796.79	858.86	4,934.85
Marzo	397.69	-	3,019.52
Abril	-	-	-
Total	4,208.52	1,855.78	11,318.53

Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del registro de la demanda de los usuarios.

Teniendo estas estimaciones se calculó a través de las ecuaciones planteadas en el proceso de liquidación para esta tarifa los cargos por energía en las bandas horarias con lo cual se obtuvieron los cargos finales por energía consumida.

Tabla XX. **Cargo total de la energía consumida tarifa horaria**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 1,850.97	\$ 2,437.95	\$ 172.65
Junio	\$ 87.43	\$ 89.63	\$ 99.66
Julio	\$ 101.23	\$ 123.53	\$ 132.38
Agosto	\$ 135.90	\$ 97.28	\$ 102.55
Septiembre	\$ 98.62	\$ 115.22	\$ 133.92
Octubre	\$ 143.97	\$ 121.77	\$ 116.90
Noviembre	\$ 105.20	\$ 130.19	\$ 279.72
Diciembre	\$ 85.26	\$ 158.91	\$ 4,522.73
Enero	\$ 186.49	\$ 122.86	\$ 11,229.09
Febrero	\$ 6,424.23	\$ 2,774.48	\$ 8,705.12
Marzo	\$ 6,199.39	\$ 6,935.50	\$ 8,101.14
Abril	\$ 5,884.40	\$ 6,966.36	\$ 4,919.48

Fuente: elaboración propia, con datos calculados del proceso de facturación TH EEGSA.

4.3.6.2. **Cargos unitarios de potencia para tarifa horaria**

El proceso de estimación del cargo de la potencia en la tarifa regulada horaria de EEGSA se realizó de acuerdo con el proceso de liquidación emitido por la distribuidora para este tipo de tarifa.

De acuerdo con el objetivo de análisis planteado en esta investigación se tomaron los valores de potencia de los usuarios obtenidos del perfil comercial que estos tuvieron durante el año evaluado.

Tabla XXI. **Cargos estimados de potencia, en \$/kW-mes**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 872.36	\$ 869.58	\$ 164.67
Junio	\$ 163.83	\$ 164.79	\$ 164.21
Julio	\$ 163.73	\$ 164.80	\$ 164.84
Agosto	\$ 163.78	\$ 164.56	\$ 164.87
Septiembre	\$ 163.81	\$ 164.63	\$ 165.83
Octubre	\$ 163.83	\$ 164.70	\$ 164.98
Noviembre	\$ 164.37	\$ 165.33	\$ 426.39
Diciembre	\$ 164.30	\$ 164.96	\$ 849.59
Enero	\$ 691.77	\$ 164.63	\$ 925.06
Febrero	\$ 748.44	\$ 833.21	\$ 925.16
Marzo	\$ 905.03	\$ 890.09	\$ 821.08
Abril	\$ 899.28	\$ 876.41	\$ 749.09

Fuente: elaboración propia, con datos calculados del proceso de liquidación TH EEGSA.

En la tarifa regulada horaria los cargos por distribución y transporte están incluidos en los cargos unitarios que contienen los pliegos tarifarios, por lo que en este proceso de liquidación económica realizado donde se asumió que estos usuarios estaban conectados a la tarifa regulada, solo existen cargos por energía y potencia. Adicionalmente se agrega un cargo fijo dependiendo si los usuarios están en baja o media tensión, en este caso el cargo agregado al monto total de la estimación de cargos fue de 872.78 GTQ equivalentes a 113.35 US\$.

Tabla XXII. **Cargo fijo promedio usuario media tensión**

Mes	US1	US2	US3
Mayo	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Junio	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Julio	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Agosto	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Septiembre	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Octubre	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Noviembre	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Diciembre	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Enero	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Febrero	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Marzo	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35
Abril	\$ 113.35	\$ 113.35	\$ 113.35

Fuente: elaboración propia, con datos calculados con pliegos tarifarios EEGSA.

4.4. Análisis comparativo de los costos finales generados para las tarifas eléctricas

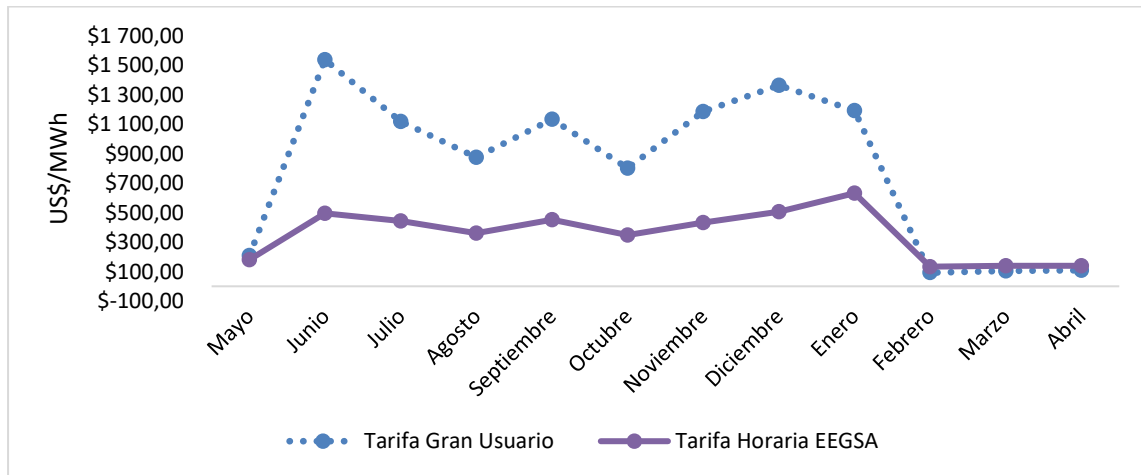
Se analizaron los cargos económicos obtenidos del proceso de liquidación y facturación de la tarifa regulada horaria de la EEGSA y los obtenidos para la tarifa eléctrica gran usuario no regulada. Este análisis contemplo la comparación de todos los cargos finales obtenidos a partir de una serie de registros de demanda de un año estacional de los usuarios, los cuales fueron evaluados de acuerdo con la metodología de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas en estudio.

4.4.1. Análisis económico de los precios monómicos de energía

En el mercado eléctrico de energía de Guatemala, una de las metodologías utilizadas para evaluar los costos por el servicio de suministro eléctrico, es el análisis de los precios monómicos de la energía, esto a partir de dividir todos los costos generados por el servicio durante un periodo, con el volumen total de kilovatios consumidos.

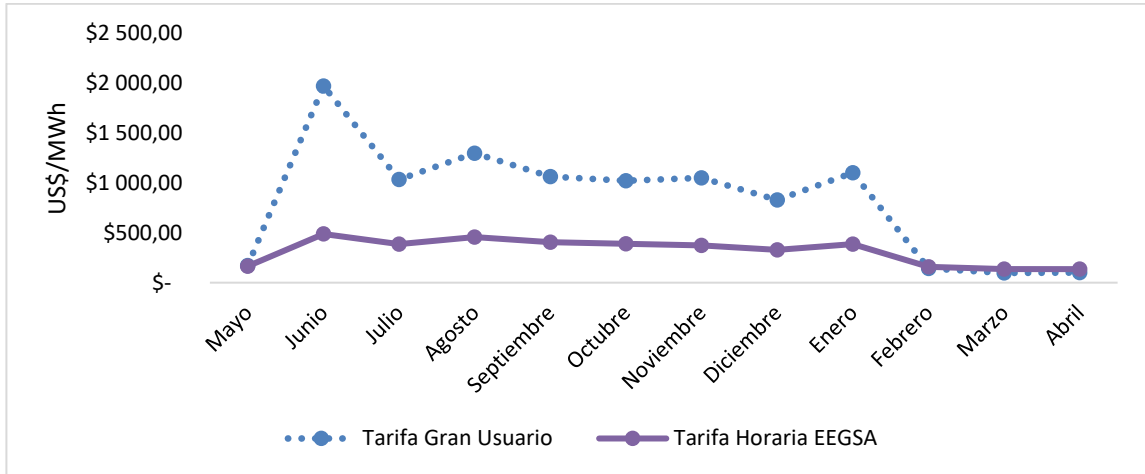
A través de esta técnica se realizó el análisis económico a nivel general del servicio de suministro, en este caso comparando los costos obtenidos en ambas tarifas, lo cual permitió identificar cómo se comporta el nivel de costo del servicio en términos de la energía para ambas tarifas eléctricas.

Figura 19. Comparativo de precios monómicos para US-1



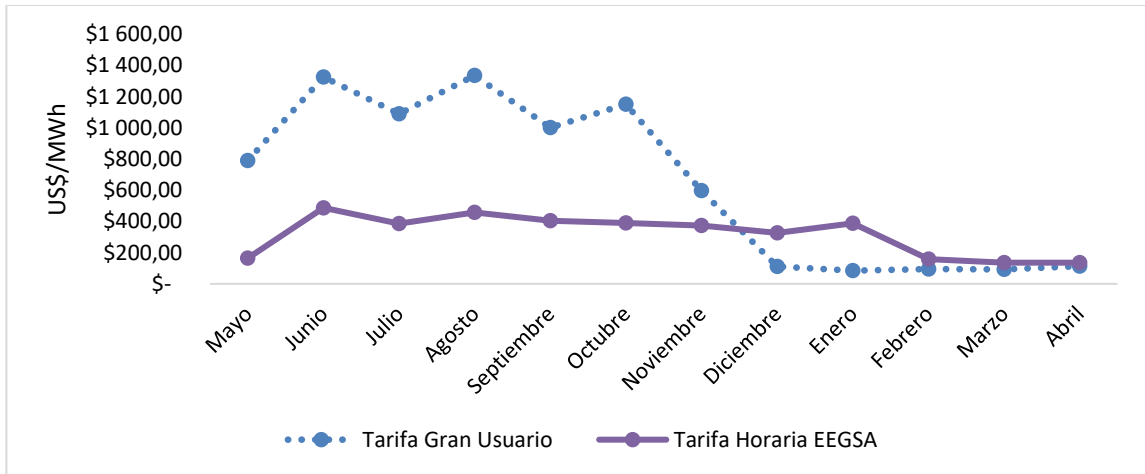
Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de liquidación US-1.

Figura 20. **Comparativo de precios monómicos para US-2**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de liquidación US-2.

Figura 21. **Comparativo de precios monómicos para US-3**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de liquidación US-3.

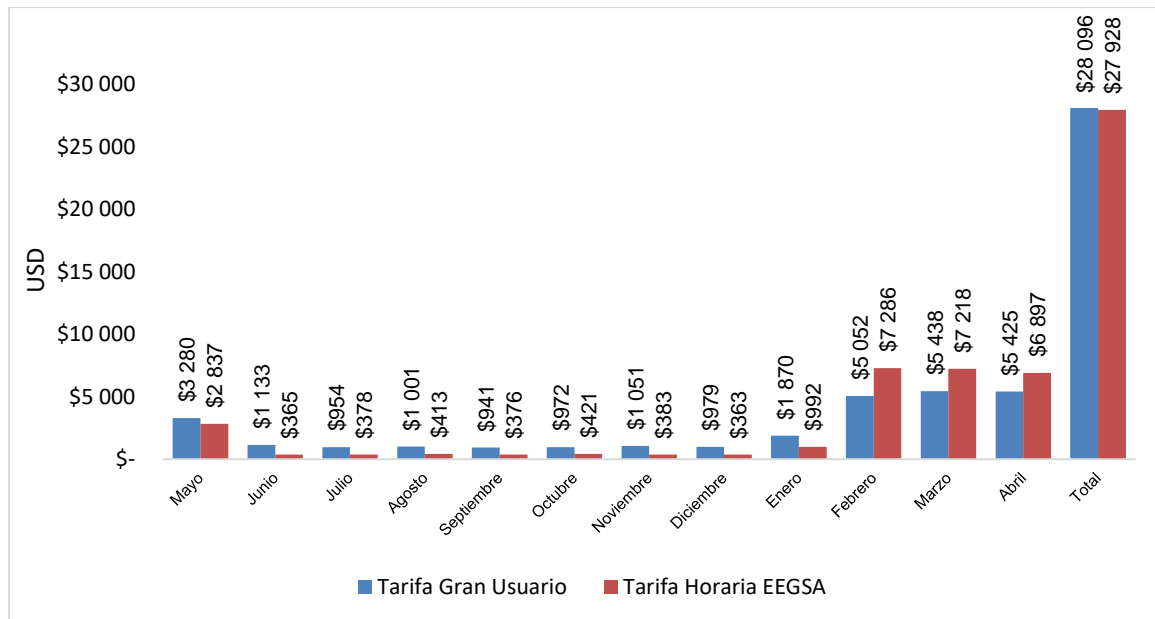
Este comparativo, permitió identificar que la estacionalidad de demanda que tienen estos usuarios afecta de forma económica a la tarifa gran usuario, por lo

que para este periodo la tarifa gran usuario no regulada suele tener un precio monómico mayor que el de la tarifa regulada horaria EEGSA.

4.4.2. Comparativo económico de los costos mensuales generados

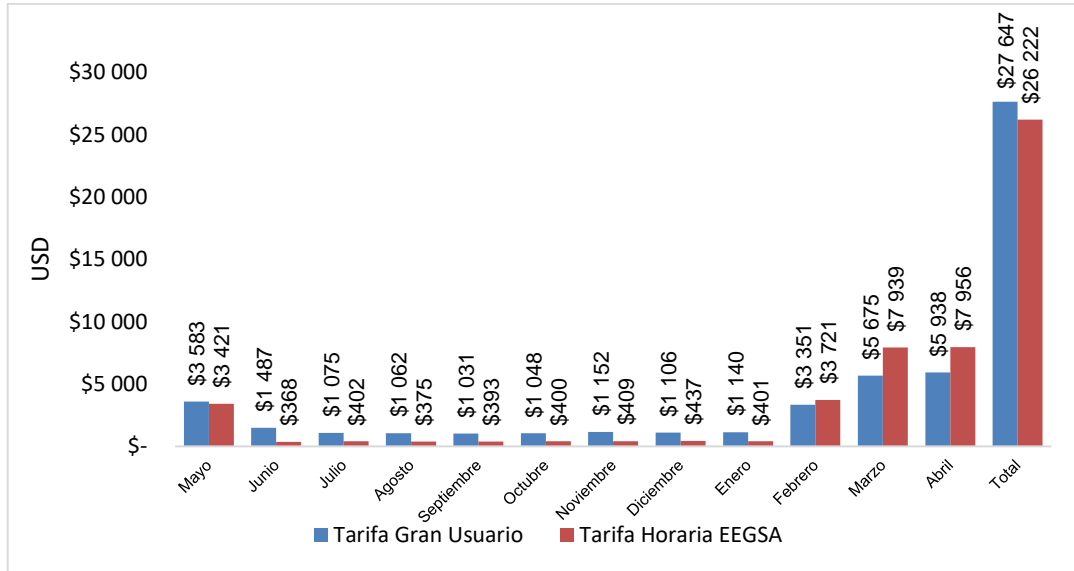
Una vez generada una idea del escenario económico a través de los precios monómicos resultantes, se evaluaron los costos económicos netos obtenidos del proceso de liquidación de ambas tarifas, esta evaluación tuvo como objetivo comparar de forma real los costos económicos obtenidos

Figura 22. Comparativo de costos finales US-1



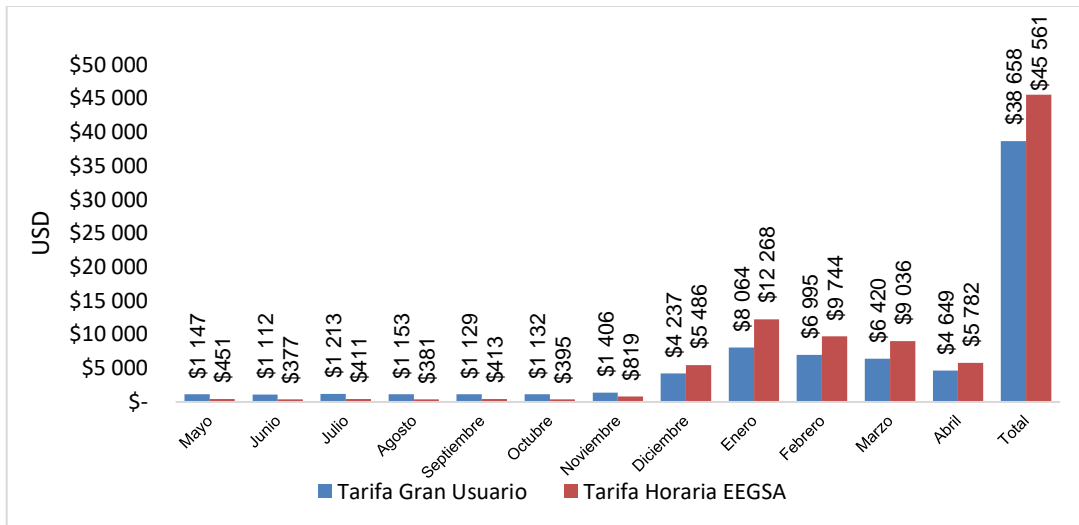
Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de facturación.

Figura 23. **Comparativo de costos finales US-2**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de facturación.

Figura 24. **Comparativo de costos finales US-3**



Fuente: elaboración propia, con datos obtenidos del proceso de facturación.

A través del análisis de los costos finales resultantes de la estimación de los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas evaluadas, se demostró para cada uno de los grandes usuarios evaluados, la tarifa eléctrica que, de acuerdo con las condiciones mostradas en su perfil de demanda, la que resulta ser más rentable económicamente al final del periodo.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Construcción de curvas de demanda grandes usuarios

Los gráficos contruidos de las curvas de demanda de los grandes usuarios, demuestran que dentro del perfil de consumo de energía eléctrica, existen variables relevantes que son importantes para las transacciones comerciales en el mercado eléctrico, dentro de las principales variables visualizadas se comprobó que existe una estacionalidad en la demanda de energía eléctrica, comprobando que el periodo donde existen mayores volúmenes de energía eléctrica demanda se comprende en los meses de diciembre a mayo, donde se registran demandas máximas promedio de 140kW. Es importante tomar en cuenta que la ideología de la habilitación de un usuario en la tarifa eléctrica gran usuario no regulada, tiene como fin primordial que el perfil del usuario sea de altos volúmenes de demanda a lo largo de un intervalo de tiempo específicamente durante un año estacional, por lo que se demostró en las secciones siguientes como la estacionalidad de baja demanda, afecta económicamente los costos de la tarifa eléctrica gran usuario no regulada.

Los resultados de esta investigación son confiables, primeramente, debido a que los registros de la demanda de los usuarios fueron obtenidos directamente de la medición comercial de los grandes usuarios, y apegado a las metodologías de construcción de las curvas de demanda del mercado eléctrico se obtuvieron los perfiles y curvas de demanda horaria de cada uno de los usuarios. Esto realizado en hojas de cálculo de Excel a través del ordenamiento horario de los registros, y la utilización de gráficos de líneas para la construcción de las curvas.

Los datos son replicables, para la construcción de curvas de demandas que posteriormente pueden utilizarse para análisis económicos, esto siempre y cuando los registros provengan de una fuente confiable de medición.

El objetivo específico se alcanzó, porque fue posible construir las curvas de demanda de los usuarios a partir de los registros obtenidos de los consumos dados durante un año estacional de operación de estos grandes usuarios, con esto se creó un escenario general de los volúmenes de energía que demandan estos usuarios, que de acuerdo con la operación agroindustrial en donde se encuentran conectados, presentan estacionalidades en su demanda de energía.

5.2. Parámetros y variables de la curva de demanda del gran usuario

Se demostró que, para fines de análisis económicos de usuarios consumidores de energía eléctrica, una de las metodologías más relevantes para construir un perfil operacional y comercial del usuario, es a través de la construcción de las curvas de demanda del usuario, lo cual en esta investigación proporciono las variables suficientes para poder realizar estimaciones económicas de los procesos de liquidación y facturación, con las principales variables obtenidas a través de las curvas de demanda horaria, fueron los valores de demanda máxima horaria, demanda máxima pico, estacionalidad en la demanda de energía eléctrica. Por lo que comercialmente el perfil de operación se pudo construir para fines posteriores de esta investigación.

Los resultados de esta investigación son confiables debido a que las variables extraídas con fines de análisis económicos entre tarifas eléctricas, se sustentan en las variables que utilizan las metodologías de cálculo de los procesos de liquidación y facturación de suministro eléctrico en la tarifa regulada horaria de la distribuidora de EEGSA, y en las normas comerciales NCC-12 y

NCC-03 que describen las variables a tomar en cuenta para la liquidación y facturación de un usuario en tarifa gran usuario no regulada.

Los datos de las variables extraídas son replicables para futuros análisis, siempre y cuando el investigador tome como referencia los registros de las demandas dadas en esta investigación. En el caso de que este análisis se tome como referencia, las variables descritas son replicables para que sus valores sean extraídos de la medición o curvas de demanda del perfil que se desee analizar.

El objetivo específico se alcanzó, debido a que las variables extraídas en esta sección fueron utilizadas en los procesos de liquidación y facturación estimados para los usuarios analizados en la sección posterior.

5.3. Estimación del proceso de liquidación y facturación tarifas eléctricas horaria y gran usuario

Utilizando las metodologías de los procesos de liquidación y facturación, de la tarifa eléctrica gran usuario, y el de la tarifa eléctrica horaria de EEGSA, se demostraron los cargos unitarios resultantes para cada una de las tarifas, generando estimaciones para el cargo unitario por energía consumida, cargos unitarios por potencia contratada, cargos unitarios de transporte y distribución, y cargos estimados para la penalizaciones dadas en el caso de los desvíos de potencia, estas estimaciones se sustentaron de acuerdo a los lineamientos descritos en las Normas Comerciales No. 03 y No.12 del Administrador del Mercado Mayorista y la metodología de liquidación y facturación utilizada por la distribuidora EEGSA para la tarifa eléctrica horaria.

Las estimaciones de los cargos económicos se realizaron tomando como referencia las variables obtenidas en la sección anterior, en el caso del cargo unitario por potencia contratada para la tarifa regulada horaria se tomó como referencia el valor de 101kW, debido a que este valor es el que tenían contratado los usuarios al inicio de esta investigación. Para la tarifa gran usuario no regulada el valor utilizado fue la demanda firme asignada para el año evaluado.

Los resultados de esta investigación se consideran confiables debido a que contemplaron registros de la medición comercial real de cada uno de los usuarios, las cuales se utilizaron para las estimaciones realizadas de los cargos unitarios resultantes de los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas, las cuales se sustentaron en las metodologías de cálculo utilizadas para las liquidaciones de los usuarios contratados en las tarifas eléctricas gran usuario no regulada y regulada horaria de EEGSA.

Las metodologías utilizadas para la estimación del proceso de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas horarias y grandes usuarios, son replicables debido a que son procesos definidos en el mercado eléctrico, para la liquidación de usuarios consumidores habilitados en las tarifas analizadas, Se consideran confiables siempre y cuando el pliego tarifario de la distribuidora este vigente y el proceso de liquidación y facturación no tenga modificaciones.

El objetivo específico fue alcanzado, debido a que se logró estimar cada uno de los cargos descritos en los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas analizadas, logrando estimar los cargos finales resultantes para cada uno de los usuarios evaluados al final de un año estacional.

5.3.1. Análisis comparativo de los costos finales generados para las tarifas eléctricas

Se demostró a través del análisis realizado con las estimaciones obtenidas, la tarifa eléctrica que de acuerdo a las condiciones de estos usuarios resulta ser económicamente más óptima de contratar para cada usuario consumidor evaluado, por lo que se demostró a través del análisis económico de los precios monómicos estimados y de los costos finales mensuales de ambas tarifas, que para el usuarios No.1 y No. 2 la tarifa eléctrica que resulta ser más rentable económicamente es la tarifa regulada horaria, siempre y cuando el volumen de demanda se mantenga, por su parte para el usuario No. 3, se demostró que la tarifa que resulta ser económicamente más óptima y genera mayor rentabilidad es la tarifa gran usuario no regulada, esto debido al mayor volumen de energía consumido por el usuario.

Se demostró que la estacionalidad con baja demanda influye económicamente en los costos finales en los usuarios, específicamente en aquellos habilitados en la tarifa gran usuario no regulada, debido a que en esta tarifa el usuario está obligado a pagar ciertos cargos de mercados, tales como la demanda firme, los cargos de peaje principal y secundario, etc. Lo cual genera un cargo prácticamente fijo durante esta estacionalidad, sin embargo, para usuarios que presentan esta característica estacional en su demanda, la tarifa horaria genera menores costos debido a que los cargos por potencia son ajustables y producen menores costos.

Por tal razón debido a que los usuarios No.1 y No2 tienen una estacionalidad de baja demanda más amplia, la tarifa eléctrica regulada horaria de EEGSA resulta ser más rentable, sin embargo, hay que considerar que un aumento aproximado del 45 % y 48 % en la demanda de estos usuario volvería

la tarifa regulada horaria mucho más cara que la tarifa gran usuario no regulada, esto debido a que los cargos por energía en la tarifa gran usuario no regulada son proporcionales a la cantidad de energía demanda por el usuario

El resultado de este análisis económico se considera confiable, debido a que se realizó en base a estimaciones de los cargos unitarios de los procesos de liquidación y facturación de las tarifas eléctricas; gran usuario no regular y tarifa regulada horaria de EEGSA.

Los datos y el proceso para analizar las tarifas eléctricas son replicables, utilizando datos reales de la demanda de un usuario y contemplando el proceso de cargos unitarios estimados en esta investigación para cada una de estas tarifas.

El objetivo general se cumplió debido a que se logró, identificar a partir de una serie de registros de la demanda de los usuarios, la tarifa eléctrica que representa menores costos económicos para cada uno de los usuarios al final de un año estacionar, En consecuencia, se creó un panorama de análisis en cuanto a los costos que genera cada una de las variables involucras en el perfil de estos usuarios, siendo la más importante en esta investigación el efecto económico que tiene una estacionalidad de la demanda en las tarifas eléctricas, específicamente en la de gran usuario, por su parte también se considera factor importante el precio de la energía negociado, debido a que este será un determinante cuando el volumen de energía aumente, esto a razón que la tarifa gran usuario garantiza la negociación de un precio menor a la de la tarifa regulada.

Este análisis no contempla usuarios que presenten una curva de demanda con tendencias de demanda plana a lo largo de un año estacional, cuyas

demandas se encuentren en el intervalo de los 100kW y 120kW, esto debido a que en este caso es la tarifa eléctrica gran usuario la que resulta económicamente rentable. El análisis realizado está orientado a usuarios cuya curva de demanda presente estacionalidades u otra característica particular de consumo que se considere objeto de análisis.

CONCLUSIONES

1. A través de la construcción de las curvas de demanda de los usuarios se identificaron amplios periodos de estacionalidad de bajo consumo de energía, que generan cargos fijos en la tarifa no regulada gran usuario.
2. La variable principal a tomar en cuenta para que la tarifa regulada horaria de EEGSA, sea opción de análisis, para grandes usuarios con demandas superiores a los 100kW, es que presente un periodo estacional igual o mayor a los 5 meses de bajo consumo de energía en el año estacional.
3. Para los grandes usuarios No1. y No2, se determinó que la tarifa más rentable de acuerdo con las condiciones identificadas en la curva de la demanda es la tarifa regulada horaria de la EEGSA, siempre y cuando estos no consideren aumentos en la demanda aproximadamente del 45 % y 48 % respectivamente.
4. El gran usuario No.3 debido al mayor volumen de energía consumido, cumple con la finalidad y el objetivo de la figura de la tarifa no regulada gran usuario, por lo que de mantener o aumentar los volúmenes de su demanda, la tarifa más rentable económicamente es la tarifa no regulada gran usuario.

RECOMENDACIONES

1. Para los usuarios interesados con condiciones similares a las aquí evaluadas, tomar en cuenta como objeto de análisis la tarifa horaria EEGSA, siempre y cuando este se encuentre dentro de la zona geográfica que cubre dicha distribuidora y el usuario presente estacionalidades en su perfil.
2. Construir las curvas de la demanda del usuario, con la finalidad de identificar si este cuenta con periodo estacionales de baja demanda, considerar que estos grandes usuarios tienen estacionalidades de baja demanda entre 5 a 6 meses del año estacional.
3. Para los usuarios No.1 y No.2 considerando las variables que afectan su curva de demanda, previo a solicitar una desconexión de la tarifa no regulada gran usuario, deberán considera para los próximos años no tener un aumento en su demanda del 45 % y 48 % respectivamente.
4. Para el usuario No.3, se considera rentable mantener la calidad de gran usuario en la tarifa no regulada, siempre y cuando no tenga una disminución en su demanda que represente una caída de 146.00 MWh durante los siguientes periodos estacionales.

REFERENCIAS

1. Acuerdo Gubernativo 256-97. Congreso de la República de Guatemala. (21 de marzo 1997). Reglamento de la Ley General de Electricidad. Diario de Centro América, Guatemala, Guatemala. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=34Reglamento_LGE_actualizado%202013.pdf
2. Acuerdo Gubernativo 299-98. Congreso de la República de Guatemala. (25 de mayo 1998). Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Diario de Centro América, Guatemala, Guatemala. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=35AMM-reglamento-amm.pdf
3. Administrador del Mercado Mayorista (s.f.). Mercado eléctrico de Guatemala. Guatemala: Autor. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=610Gui%CC%81a%20para%20inversiones%20mercado%20ele%CC%81ctrico%20de%20Guatemala%20-VF-.pdf
4. Bayas, L., y Jaramillo, M. (2009). La tarifa horaria en el Ecuador como incentivo de eficiencia energética. *Revista Politécnica*. Volumen 30(1), pp.53–68. Ecuador, Ecuador. Recuperado de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5519/1/Luis-Bayas.pdf>

5. BESOAIN, R. A. (2003). *Metodología de optimización simultánea de energía y servicios complementarios para el despacho económico*. (Doctoral dissertation). Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile: Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/jimenez.pdf>
6. Cardona, E. (2007). *Métodos para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia*, incorporando flexibilidad de la demanda. (tesis de posgrado). Universidad EAFIT, Medellín, Colombia Recuperado de <https://core.ac.uk/download/pdf/47239174.pdf>
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (s.f.). *Mercado de energía eléctrica*. Guatemala: Autor. Recuperado de <http://www.cnee.gob.gt/pdf/informacion/GuiaDelInversionista2015.pdf>
8. Congreso de la República de Guatemala. (15 de noviembre 1996). Decreto No. 93-96, *Ley General de Electricidad*. Diario de Centro América. Guatemala, Guatemala. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=6AMM-ley-general-electricidad.pdf
9. Fernandez, D. (2018). Los 4 modelos de mercado eléctrico. *Revista Mercados Eléctricos*. Volumen (1), pp.1-5. Madrid, España. Recuperado de <http://danifernandez.org/articulo/los-4-modelos-mercado-electrico/>

10. Mikel, E. (2016). *Análisis del mercado eléctrico*. (tesis de pregrado). Universidad Pública de Navarra, Pamplona Iruña, España. Recuperado de <https://academic.e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/20137/Col%c3%a1s%20Elizalde%2c%20Mikel%20TFG.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
11. Ministerio de Energía y Minas. (s.f.). *Subsector Eléctrico en Guatemala*. Guatemala: Autor. Recuperado de https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Subsector-EI%C3%A9ctrico-en-Guatemala.pdf?__cf_chl_jschl_tk__=61bbba5a6499dc764f41b79d7523f3b7f11e24df-1599761086-0-AaLIXeRAQ1Xr-t2zJGiRIVC9zi5XqHeMFsMOgaYsr_9OyoKQwR3I8etMfpTGW_UxoE0k22XjIAR7eVojF7fy4oa4q
12. Resolución 157-09. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2000). Norma de Coordinación Comercial No. 12; Procedimientos de Facturación y Liquidación. Guatemala: Autor.
13. Resolución 157-10. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2000). Norma de Coordinación Comercial No. 13; Mercado a Término. Guatemala: Autor.
14. Vega, M. (2011). La comercialización de energía eléctrica a través de cooperativas de consumo. *Boletín de la Asociación Internacional de Derecho Cooperativo* (198) pp.197-216, Bilbao, España. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.18543/baidc-45-2011pp197-216>

