



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DEL INCREMENTO DE PEAJE EN
SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR EL RECONOCIMIENTO DEL FACTOR DE
RECUPERACIÓN DE CAPITAL EN LAS OBRAS DEL PER EN EL AÑO 2023**

Carlos Raúl Cojulún Montealegre

Asesorado por el MBA. Ing. Luis Manuel Pérez Archila

Guatemala, octubre de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DEL INCREMENTO DE PEAJE EN
SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR EL RECONOCIMIENTO DEL FACTOR DE
RECUPERACIÓN DE CAPITAL EN LAS OBRAS DEL PER EN EL AÑO 2023**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS RAÚL COJULÚN MONTEALEGRE
ASESORADO POR EL MBA. ING. LUIS MANUEL PÉREZ ARCHILA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO a.i.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Ing. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
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:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DEL INCREMENTO DE PEAJE EN
SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR EL RECONOCIMIENTO DEL FACTOR DE
RECUPERACIÓN DE CAPITAL EN LAS OBRAS DEL PER EN EL AÑO 2023**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 6 de agosto de agosto de 2022.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Carlos Raúl Cojulún Montealegre', with a stylized, flowing script.

Carlos Raúl Cojulún Montealegre



EEPFI-PP-1616-2022

Guatemala, 7 de noviembre de 2022

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DEL INCREMENTO DE PEAJE EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR EL RECONOCIMIENTO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL EN LAS OBRAS DEL PER EN EL AÑO 2023.**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Proyectos de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en un mercado eléctrico regulado. - Regulación a nivel nacional**, presentado por el estudiante **Carlos Raul Cojulun Montealegre** carné número **200516014**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

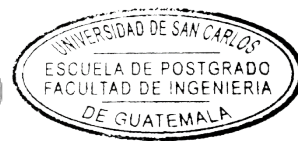
Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Luis Manuel Pérez Archila
Ingeniero Electricista
Colegiado 11,492

Mtro. Luis Manuel Pérez Archila
Asesor(a)

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador(a) de Maestría



Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería





EEP-EIME-1382-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DEL INCREMENTO DE PEAJE EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR EL RECONOCIMIENTO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL EN LAS OBRAS DEL PER EN EL AÑO 2023.**, presentado por el estudiante universitario **Carlos Raul Cojulun Montealegre**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, noviembre de 2022

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.699.2023

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA DEFINICIÓN DEL INCREMENTO DE PEAJE EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN POR EL RECONOCIMIENTO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL EN LAS OBRAS DEL PER EN EL AÑO 2023**, presentado por: **Carlos Raúl Cojulún Montealegre**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. José Francisco Gómez Rivera
Decano a.i.



Guatemala, octubre de 2023

JFGR/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por haberme permitido concluir una más de mis metas, enseñándome que está ahí observando.
Mis padres	Por haberme enseñado a ser una persona de bien y brindarme las herramientas para seguir adelante.
Soporte de mi vida	Nohelia Santizo por estar a mi lado siempre, preocupándose siempre por mí, apoyándome y enseñándome a seguir adelante y no rendirme.
Mis hijos	Por haberme enseñado que el amor existe y que cada mañana lo veo en sus ojos.
Mis amigos	Por acompañarme y tomarse el tiempo de brindarme su amistad, y por invitarme a culminar esta etapa tan olvidada de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por permitirme tener educación de calidad y gratuita.
Facultad de Ingeniería	Por haber creado la carrera y proporcionarme las herramientas y conocimientos que me han permitido desarrollarme a nivel profesional.
Compañeros de estudio	Por compartir mañanas y tardes de estudios y tareas que forjaron el trabajo de equipo que ahora tenemos.
Excompañeros y amigos de trabajo de la Gerencia de Tarifas de CNEE	Por brindarme su conocimiento, apoyo y sobre todo amistad que nos permitió realizar el “deber ser” dentro de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a pesar de todo lo teníamos en contra.
Mi asesor	Ing. Luis Manuel Pérez, por brindarme su amistad y apoyo en esta etapa de desarrollo del trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	5
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
3.1. Contexto general	9
3.2. Descripción del problema	10
3.3. Formulación del problema	11
3.4. Delimitación del problema	13
4. JUSTIFICACIÓN	15
5. OBJETIVOS	17
5.1. General.....	17
5.2. Específicos	17
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	19
7. MARCO TEÓRICO.....	21
7.1. Marco legal.....	21

7.1.1.	Ley General de Electricidad	21
7.1.2.	Reglamento de la Ley General de Electricidad	21
7.1.3.	Resoluciones del MEM.....	22
7.1.4.	Resoluciones de la CNEE	22
7.2.	Estructura de la industria eléctrica en Guatemala.....	22
7.2.1.	Ministerio de Energía y Minas	22
7.2.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica	23
7.2.3.	Administrador del Mercado Mayorista	23
7.2.4.	Transportistas de energía eléctrica	24
7.3.	Sistema de transmisión	25
7.3.1.	Sistema Principal (SP).....	25
7.3.2.	Sistema Secundario (SS)	25
7.3.2.1.	Sistema secundario de transmisión.....	26
7.3.2.2.	Sistema secundario de subtransmisión	26
7.4.	Modalidad de ampliaciones.....	26
7.4.1.	Por mutuo acuerdo entre dos partes	26
7.4.2.	Por iniciativa propia	27
7.4.3.	Por licitación pública.....	27
7.5.	Instalaciones de transmisión en la industria eléctrica	27
7.5.1.	Subestaciones.....	28
7.5.1.1.	Clasificación de subestaciones	28
7.5.1.2.	Disposición de barras	31
7.5.1.3.	Bahías o campos de conexión	34
7.5.2.	Líneas de transmisión	35
7.5.2.1.	Generalidades y características básicas	35
7.5.2.2.	Clasificación conforme a tecnología constructiva	36

	7.5.2.3.	Elementos que integran una línea	37
	7.5.3.	Terrenos y servidumbres de paso de energía eléctrica	38
7.6.		Variables consideradas en la remuneración de la transmisión en Guatemala.....	40
	7.6.1.	Valor Nuevo de Reemplazo	40
	7.6.1.1.	Metodología de UPE´S para la determinación del VNR	41
	7.6.1.2.	Aplicación de fórmula para calcular el VNR	42
	7.6.2.	Peajes de transmisión	43
	7.6.2.1.	Base legal del peaje	43
	7.6.2.2.	Metodología para calcular el peaje	44
	7.6.2.3.	Cálculo de la anualidad de la inversión	44
7.7.		Tarifas de distribución aplicadas en Guatemala	47
8.		PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	49
9.		METODOLOGÍA.....	53
	9.1.	Características del estudio	53
	9.1.1.	Diseño	53
	9.1.2.	Enfoque	53
	9.1.3.	Alcance	54
	9.2.	Unidad de análisis	54
	9.3.	Variables.....	54
	9.4.	Descripción de las fases del estudio	56
	9.4.1.	Fase 1: recolección y revisión de información documental	56

9.4.2.	Fase 2: análisis de la información recolectada en el trabajo de campo	58
9.4.3.	Fase 3: análisis cuantitativo y estadística descriptiva para determinar la variación de los peajes secundarios de subtransmisión en la regiones occidental y oriental	59
9.4.4.	Fase 4: análisis cuantitativo y estadística descriptiva para determinar el impacto a la tarifa de energía eléctrica	59
9.5.	Resultados esperados.....	60
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	63
11.	CRONOGRAMA	67
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	69
13.	REFERENCIAS	71

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Árbol de problemas	11
2.	Esquema de solución	20
3.	Estructura del subsector eléctrico	24
4.	Subestación Los Brillantes	29
5.	Configuración barra simple	32
6.	Configuración barra doble	33
7.	Configuración barra interruptor y medio	34
8.	Bahía de conexión barra simple de línea 230 kV	35
9.	Configuración H de postes	36
10.	Área de terrenos de una subestación 230 kV	39
11.	Área de servidumbre en una línea de transmisión	40
12.	Metodología del cálculo del VNR	43
13.	Fórmula del peaje	46
14.	Integración de los costos en la tarifa social.....	47

TABLAS

I.	Transportistas que devengan algún ingreso según CNEE.....	25
II.	Unidades de Costos Unitarios de UPE"S	42
III.	Definición teórica y operativa de variables	55
IV.	Clasificación de las variables	56
V.	Resumen de resultados esperados.....	60
VI.	Datos de subestaciones y líneas PER	64

VII.	Variabilidad del peaje en sistemas.....	65
VIII.	Variabilidad de las tarifas de energía eléctrica	65
IX.	Cronograma de actividades	67
X.	Recursos necesarios para la investigación.....	69

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
h	Horas
km	Kilómetro
kWh	Kilovatio hora
kV	Kilovoltio
MVA	Mega Voltio Amperio
MVAR	Mega Voltio Amperio Reactivo
MW	Megavatio
m	Metro
%	Porcentaje
Q	Quetzales
U	Unidad

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
EHS	<i>Extra-High Strength.</i>
FRC	Factor de Recuperación de Capital.
GIS	<i>Gas Insulated Switchgear.</i>
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
ISR	Impuesto Sobre la Renta.
LGE	Ley General de Electricidad.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
NCC	Norma de Coordinación Comercial.
OPGW	<i>Optical Ground Wire.</i>

Peaje	Es la remuneración percibida por los transportistas por permitir el uso de sus instalaciones.
PER	Plan de Electrificación Rural.
SF6	Hexafluoruro de Azufre.
SP	Sistema Principal, el cual es el sistema de transmisión compartido por los generadores.
SS	Sistema Secundario, todo aquello que no forma parte del Sistema Principal
STEE	Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.
UPE	Unidad de Propiedad Estándar.
VAD	Valor Agregado de Distribución.
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo.

RESUMEN

Producto de la promulgación de la Ley General de Electricidad -LGE- en noviembre del año 1996 y de lo indicado en su Artículo 7, una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional lo debe de realizar a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Este cambio en Ley motivo a que el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- concluyera que fuese necesario desincorporar sus empresas de distribución.

Lograr la desincorporación o venta de estas empresas de distribución denominadas “Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima”, permitió al INDE agenciarse de fondos para la implementación de un fideicomiso que le permitiera el poder ejecutar un nuevo Plan de Electrificación Rural -PER- para seguir electrificando a Guatemala a través de la construcción de instalaciones de transmisión para un voltaje igual o superior a 69,000 voltios.

La construcción de estas obras de transmisión y su habilitación para operar en la red de transmisión de energía eléctrica de Guatemala permitirían a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE-, propiedad del INDE, conforme lo citado por el Artículo 64 de la LGE devengar un pago de peaje a su propietario; el cual según la Comisión Nacional de Energía Eléctrica debería de ser calculado dentro del contexto del Artículo 47 de la referida Ley, es decir como un subsidio para las tarifas de distribución.

Considerar estas obras de transmisión como subsidio implicaría para ETCEE que para el cálculo de la Anualidad de la Inversión no se le fuese reconocido el Factor de Recuperación de Capital -FRC-, con lo cual no se le estaría reconociendo el capital invertido para la construcción de estas instalaciones; puntualmente únicamente se le estaría reconociendo una cuota de amortización para una reposición futura y los costos asociados a administración, operación y mantenimiento.

Se espera que este diseño de investigación desarrolle de forma clara y concisa la discrepancia planteada por el INDE ante el Ministerio de Energía y Minas respecto al no reconocimiento del FRC, y las premisas que considero este Ministerio para ordenar a CNEE el reconocer este FRC para todas las obras de transmisión del Plan de Electrificación Rural, así como conocer el incremento de los peajes y las tarifas de distribución de energía eléctrica de las distribuidoras del área de influencia, por esta decisión.

1. INTRODUCCIÓN

La transmisión de energía eléctrica es una de las áreas en que se divide el subsector eléctrico en Guatemala y está conformada de varias empresas que prestan el servicio de transporte de energía eléctrica mediante el uso de sus subestaciones y líneas de transmisión, dichas empresas se le conocen como transportistas y por la prestación del servicio se les remunera mediante el denominado peaje de transmisión, el cual es establecido por la CNEE.

Puntualmente este peaje surge de la aplicación de la anualidad de la inversión calcula sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones óptimamente dimensionadas, considerando una tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años.

Desde el año 2009, CNEE para todas aquellas instalaciones de transmisión provenientes del Proyectos de Electrificación Rural, de beneficio social o utilidad pública que haya desarrollado el Estado de Guatemala, de acuerdo con lo indicado por el artículo 47 de la Ley General de Electricidad ha reconocido para dichas instalaciones la metodología para reconocer por anticipado la reposición de los activos en treinta (30) años, lo anterior, derivado que ha considerado que las mismas fueron financiadas a través del denominado Fideicomiso de Administración INDE – Obras Rurales de Occidente y Oriente.

Lo considerado por CNEE para las obras del PER siempre fue sujeto de recursos de revocatoria por parte del agente propietario de dichas instalaciones y en su oportunidad muchos de estos recursos fueron denegados por el MEM,

sin embargo en el año 2017 mediante la resolución SG-Resol-2017-0129 el MEM dio con lugar al recurso de revocatoria planteado; ordenando a CNEE sea reconocido el Factor de Recuperación de Capital (FRC) en la obras del Plan de Electrificación Rural, desde esa fecha hasta la presente dicha orden continúa sin ser aplicada.

Por lo anterior, esta propuesta de diseño de investigación pretende estudiar el cambio de criterio del MEM y consecuentemente de CNEE respecto de reconocer a las obras del Plan de Electrificación Rural el FRC, así como su relación con la determinación de la anualidad de la inversión, peaje y tarifas de distribución reguladas. Para la cual se propone utilizar estadística descriptiva e inferencial, así como un análisis cuantitativo, con el objetivo de determinar las variables que se ven afectadas por esta orden y así establecer los impactos económicos a los peajes de los Sistemas Secundarios de Subtransmisión Regiones Occidental y Oriental.

El diseño de investigación está conformado por cuatro secciones, en la primera se desarrollará el marco teórico vigente dentro del cual se abordará el enfoque de los fundamentos de la estructura y composición del marco legal, y los aspectos regulatorios del subsector eléctrico guatemalteco y su interacción con los diferentes agentes del mercado eléctrico guatemalteco.

La segunda sección, desarrollará a detalle todo lo relacionado con el PER, investigando los alcances del Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales Occidente y Oriental, fuentes de financiación, criterios previos de CNEE y recursos administrativos planteados contra las decisiones de CNEE y por último se calculan los efectos de considerar el FRC en el PER, el incremento del Peaje Secundario de Subtransmisión y su impacto en tarifas de distribución reguladas.

En la tercera sección se presentan los resultados de considerar en la subestaciones y líneas de transmisión el FRC, análisis comparativos de antes y después. Por último, en la cuarta sección se discuten los resultados, con base en los objetivos de la investigación y esta sección da los insumos necesarios para el planteamiento de las conclusiones y recomendaciones.

2. ANTECEDENTES

Para el desarrollo del estudio, se tomarán en consideración las siguientes referencias que permitirán profundizar y conocer el tema de investigación a resolver.

Como lo indica Say (2012), en Guatemala como secuela de la reestructuración del subsector eléctrico puesta en marcha por la LGE, provoco que el INDE concluyera que era necesario desincorporar las empresas de distribución denominadas la Oriente y la Occidente, de su propiedad.

Desincorporar a estas empresas de su propiedad no significaba más que la venta de las mismas, estas fueron adquiridas por la empresa española Unión Fenosa Desarrollo de Acción, Sociedad Anónima, la cual obtuvo el ochenta por ciento de las acciones por un monto correspondiente a trescientos treinta y tres millones de dólares en moneda de los Estados Unidos de América, siendo denominadas a partir de ese momento como “Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima”. (Say, 2012, p. 45).

Con el monto obtenido producto de la venta de estas empresas se creó el fideicomiso denominado Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente, el cual tenía como principal objetivo el implementar un nuevo y agresivo plan de electrificación rural para electrificar al resto de Guatemala.

Este plan que buscaba la electrificación del área rural de Guatemala conllevaba la ejecución de obras o instalaciones de transmisión para un voltaje

igual o superior a 69,000 voltios, las cuales fueron desarrolladas por la ETCEE, la cual según lo investigado por Vásquez (2015) es la empresa con el mayor liderazgo entre los agentes transportistas en Guatemala, en cuanto a la cantidad y propiedad de activos de transmisión se refiere.

Conforme lo indicado por el MEM (2020) a lo largo del periodo comprendido del año de mil novecientos noventa y ocho (1998) hasta el año dos mil dieciocho (2018), el INDE ha invertido Q. 1423.87 Millones, en la ejecución de estos proyectos de electrificación, dentro de los cuales se encuentran los desarrollados por el Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente.

En Guatemala el negocio del transporte o transmisión de energía es regulado por la CNEE, la cual define un peaje para este servicio, este peaje según lo investigado por Bocanegra (2022) concierne al desembolso que cobra un propietario de infraestructuras por consentir el uso de estas para trasladar potencia y energía a favor de terceros, este rubro también es posible definirlo como el mecanismo en el cual un agente del subsector tiene la potestad de utilizar la infraestructura que le pertenece a un transportista para introducir o apartar potencia del SP o SS.

El peaje antes descrito para Coronado (2012), en la composición de tres (3) factores de relevancia, siendo estos: Anualidad de la inversión, reposición de las instalaciones y administración, operación y mantenimiento; los cuales forman la retribución que tomará la empresa que ejerce la función de transportista y conforme al Artículo 55 del RLGE será el monto que este recibirá cada año por sus infraestructuras dedicadas al STEE, fraccionado en doce desembolsos mensuales y adelantados.

Según el AMM (2020) en el informe denominado “Determinación de Anualidad de la Inversión y Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala, para el Período 2021 – 2022” para el cómputo de la renta del VNR de los sistemas de transmisión de cada empresa transportista, se utiliza el FRC considerando un sistema de cuota constante. Este informe es relevante para esta investigación ya que define que la anualidad constituye el ingreso o rentabilidad que toda compañía de transporte debería percibir por el dinero destinado para la construcción de su infraestructura de transmisión, más la asignación de amortización para reponer estas al final de su vida útil.

Por lo que el coste por año del transportista se obtendrá sumando la renta de la inversión (coste de capital), calculado aplicando el FRC al VNR de los activos eléctricos y no eléctricos, sumando los costos anuales de administración mantenimiento y operación, definidos como el 3 % de este VNR. Sin embargo, como lo indica el estudio denominado “Estudio para el Cálculo del Peaje del Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica de Guatemala” (CNEE, 2009) dentro de la regulación guatemalteca existe la discriminación respecto a los bienes pertenecientes a los transportistas, pero no pagados por ellos (subsidios), como lo es el caso de las obras del PER desarrolladas dentro del Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

De acuerdo al Artículo 6 de la Ley General de Electricidad -LGE-, el peaje de transmisión es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros. Para la definición del referido rubro la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- lo establece considerando los siguientes conceptos:

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un Factor de Recuperación de Capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la CNEE.
- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, los cuales serán como máximo e 3 % del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior.

3.1. Contexto general

El Plan de Electrificación Rural -PER- es un plan de instalaciones de transmisión desarrollado por el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- el cual consta de instalaciones tales como subestaciones y líneas de transmisión en diferentes niveles de voltajes, el mismo fue iniciado en el año 2000 y liquidado en el año 2017. Dichas instalaciones de transmisión dentro del contexto del Artículo 47 de la LGE han sido consideradas como un subsidio por parte de CNEE, y para el cálculo de la Anualidad de la Inversión no les fue reconocido el Factor de

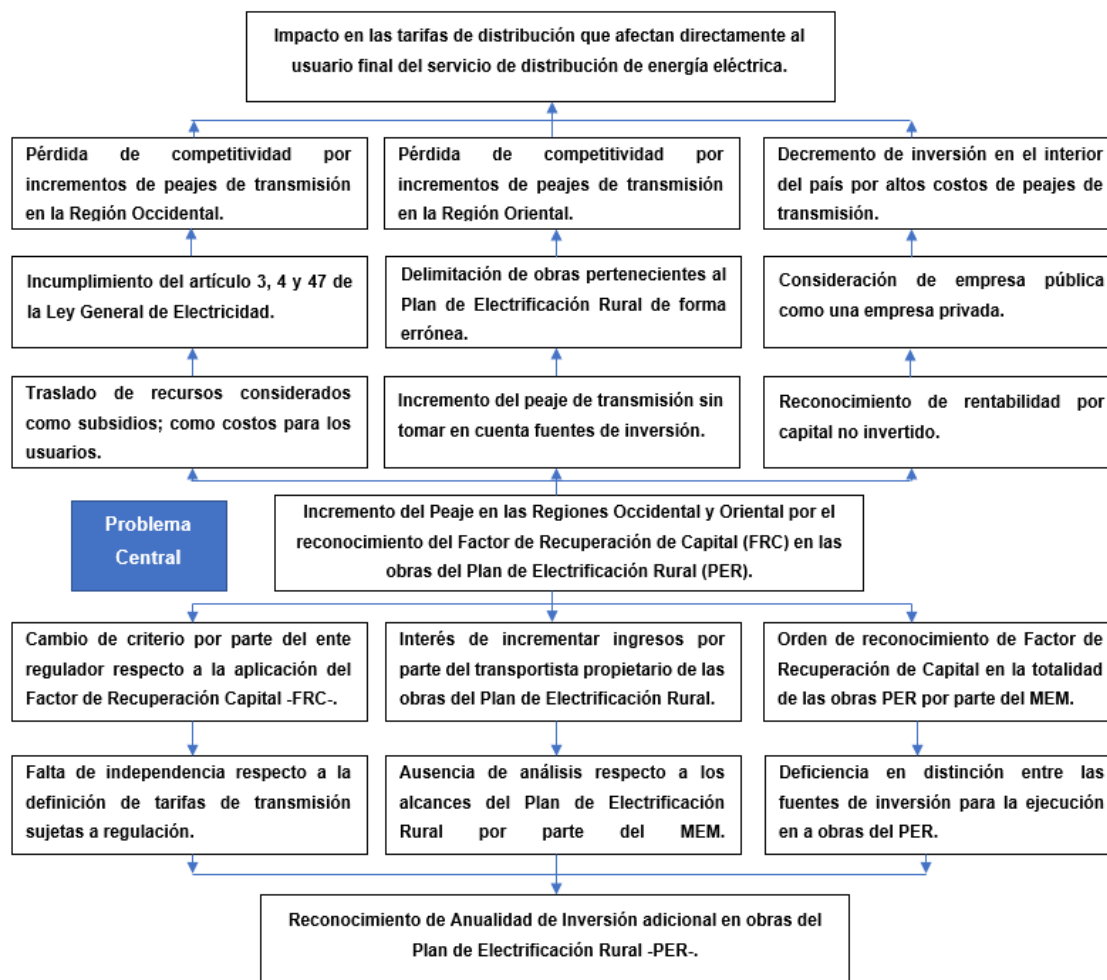
Recuperación de Capital -FRC- por parte de dicha entidad. Este factor comprende la remuneración por el capital invertido en la construcción de instalaciones de transmisión más la cuota de amortización necesaria para reponer o sustituir la instalación al final de la vida útil, este rubro concierne al único factor o monto reconocido para dichas obras por parte de la CNEE.

3.2. Descripción del problema

Derivado del recurso de revocatoria planteado por el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- como propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- en contra de las resoluciones CNEE-2-2015 y CNEE-7-2015 el Ministerio de Energía y Minas -MEM- resolvió con lugar a dicho recurso ordenando a la CNEE reconocer el FRC en las obras de transmisión del Plan de Electrificación Rural -PER- de la ETCEE, lo cual tiene como principal efecto el incremento de los Peajes Secundarios de Subtransmisión de la Regiones Occidental y Oriental de la referida entidad, lo cual impactará de manera directa en las tarifas de distribución de energía eléctrica de las distribuidoras del área de influencia.

El siguiente esquema logra identificar las posibles causas y consecuencias del problema objeto de estudio:

Figura 1. **Árbol de problemas**



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

3.3. **Formulación del problema**

Dentro de esta sección se determinará la pregunta central y preguntas auxiliares que se pretenden responder al finalizar la investigación y las cuales establecen las bases de los objetivos de esta.

- Pregunta central

¿A cuánto correspondería el incremento de Peaje en Sistemas Secundarios de Subtransmisión en las Regiones Occidente y Oriente debido a la orden del reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER- por parte del Ministerio de Energía y Minas -MEM- de Guatemala?

- Preguntas auxiliares

Para dar respuesta a la interrogante principal es necesario atender las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Qué consecuencias tendría el cambio de criterio por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- respecto a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la determinación del peaje correspondiente a las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-?
- ¿A cuánto correspondería el incremento de la Anualidad de la Inversión en obras del Plan de Electrificación Rural -PER- debido a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC-?
- ¿Qué variación unitaria tendrían las tarifas de distribución reguladas, tales como Tarifa Social y Tarifa No Social por el reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-?

3.4. Delimitación del problema

El punto de partida del análisis a realizar conlleva conocer la lista de activos de transmisión de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- conforme la Resolución CNEE-78-2014 y la información utilizada para el cálculo del peaje vigente del período 2023. De esta manera, las subestaciones y líneas de transmisión a analizar tendrán las siguientes características:

- Formar parte de las instalaciones de transmisión contenidas en las resoluciones CNEE-2-2015 y CNEE-7-2015 y sus posibles modificaciones.
- Ser parte de las obras de transmisión que forman parte del Plan de Electrificación Rural de la ETCEE.
- Integrar la lista de instalaciones de transmisión a las cuales el Ministerio de Energía y Minas ordena el reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital.
- Se encuentren ubicadas geográficamente en la regiones occidental y oriental de Guatemala.
- Que su monto de peaje impacte de manera directa al peaje del Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente.
- Que su monto de peaje impacte de manera directa al peaje del Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Oriente.

4. JUSTIFICACIÓN

Dentro de las líneas de investigación de la Maestría de Gestión de Mercados Eléctricos Regulados se encuentran:

- Regulación a nivel nacional (línea principal).
- Estructura y dinámica del mercado eléctrico y sus impactos en la economía nacional y global (línea secundaria).

Este tema de investigación se considera forma parte de la línea de investigación de regulación a nivel nacional como línea principal, porque examina la variabilidad de los peajes de transmisión de instalaciones existentes por el efecto de resolver recursos de revocatoria a favor de dichos agentes por el Ministerio de Energía y Minas, derivado de controversias surgidas entre agentes del subsector eléctrico y el ente regulador nacional.

Además, se considera que también forma parte de la línea de investigación de estructura y dinámica del mercado eléctrico y sus impactos en la economía nacional y global como línea secundaria, por las siguientes razones: primero, dentro de la regulación guatemalteca, según lo indica Bocanegra (2022), el proceso de determinación de los peajes no es estático en el tiempo, ya que el mismo cambia conforme a la determinación de peaje por nuevos proyectos que son habilitados comercialmente mes a mes, factores de ajuste establecidos por el artículo 69 de la Ley General de Electricidad o por estudios bianuales establecidos en el ya citado artículo.

Segundo, porque la determinación de todo nuevo peaje o variación de este impacta unitariamente en las tarifas de distribución reguladas, tales como Tarifa Social y Tarifa No Social, las cuales de ser excesivamente altas asfixiaran el bolsillo de los guatemaltecos.

Desarrollar esta investigación permitirá a la población y distribuidoras de energía eléctrica conocer el efecto de lo ordenado por el Ministerio de Energía y Minas a la Comisión Nacional De Energía Eléctrica mediante la resolución identificada como SG-Resol-2017-0129, en específico el ordenar reconocer el factor de recuperación capital -FRC-, en las obras de transmisión del PER.

La investigación se dispondrá de tal manera que permita demostrar el incremento de peaje de las instalaciones de transmisión del PER y su impacto en los Sistemas Secundarios de Subtransmisión de las Regiones Occidental y Oriental.

Se espera que los resultados a obtener de esta investigación logren explicar de manera clara la variación unitaria que tendrán las tarifas de distribución reguladas por el incremento al monto del peaje de los sistemas de transmisión relacionadas con las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Definir el incremento de Peaje en Sistemas Secundarios de Subtransmisión en las Regiones Occidente y Oriente debido a la orden del reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER- por parte del Ministerio de Energía y Minas -MEM- de Guatemala.

5.2. Específicos

- Establecer el cambio de criterio por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- respecto a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la determinación de del peaje correspondiente a las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-.
- Calcular el incremento de la Anualidad de la Inversión en obras del Plan de Electrificación Rural -PER- debido a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC-.
- Evaluar la variación unitaria que tendrán las tarifas de distribución reguladas, tales como Tarifa Social y Tarifa No Social por el reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

La presente investigación pretende determinar el incremento de peaje en los Sistemas Secundarios de Subtransmisión para las Regiones Occidental y Oriental debido al reconocimiento del factor de recuperación de capital en las obras de transmisión del Plan de Electrificación Rural.

Esta investigación por realizar guarda relación directa con temas de relevancia en la regulación a nivel nacional ya que aborda o cuestiona como las decisiones regulatorias impactan directamente en las tarifas de distribución reguladas. Por tal motivo, se considera que el producto que se obtenga de esta investigación ayudara a los usuarios del servicio de distribución a comprender en gran medida como las decisiones del Ente Rector del Sector Eléctrico los afecta.

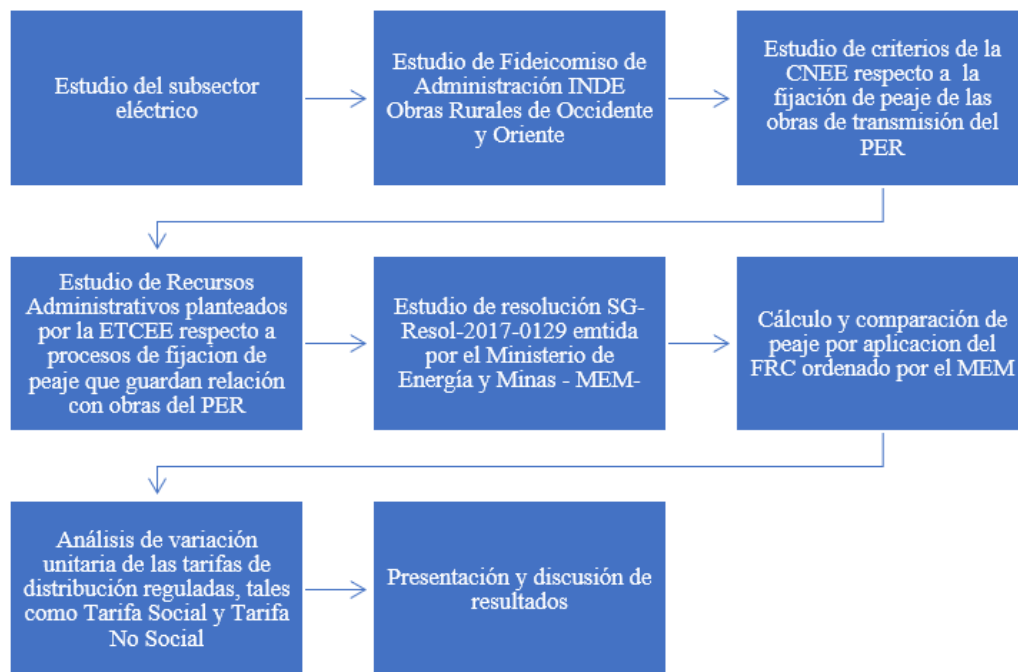
Para abordar el impacto de estas decisiones regulatorias se pretende realizar una investigación en cinco fases, iniciando con el estudio del subsector eléctrico guatemalteco; seguido por, el estudio del Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de Occidente y Oriente; con las fases anteriores desarrolladas, se procederá a establecer las consideraciones que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha tomado en cuenta para la determinación del peaje de las obras del Plan de Electrificación Rural.

Con lo antes descrito se podrá saber del porque la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- ha planteado recursos administrativos o de revocatoria contra los valores que CNEE ha determinado; por último, se abordara la resolución mediante la cual el Ministerio de Energía y Minas ordeno

a la CNEE el reconocimiento del factor de recuperación de capital en la totalidad de las obras de transmisión del Plan de Electrificación Rural.

Por lo antes descrito, para desarrollar el informe final del diseño de investigación se tomará en cuenta el siguiente esquema de solución.

Figura 2. **Esquema de solución**



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. Marco legal

Para poder dar solución al problema planteado en la presente investigación es ineludible estar al tanto de los alcances principales de la LGE y su Reglamento, así como la base argumental de las decisiones de las instituciones involucradas, para lo cual se desarrollan las siguientes definiciones:

7.1.1. Ley General de Electricidad

Según Morales (2015) en Guatemala la industria eléctrica es regida por la LGE, la cual fue establecida el quince (15) de noviembre de mil novecientos noventa y seis (1996) por el Congreso de la República mediante el Decreto 93-96, y es una ley que fue implementada para desarrollar y asegurar el sistema eléctrico de Guatemala.

Esta ley rige y monitorea las actividades relacionadas con la generación de energía, el transporte de esta y finalmente la distribución (Ramos, 2007).

7.1.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad

Con la enunciación de la Ley surgió su Reglamento, el cual se encuentra incluido en el Acuerdo Gubernativo 256-97, sancionado por la Presidencia de Guatemala el veintiuno (21) de marzo de mil novecientos noventa y siete (1997) y divulgado el dos (2) de abril de mil novecientos noventa y siete (1997).

7.1.3. Resoluciones del MEM

Acorde a lo descrito por la Ley del Organismo Ejecutivo, la cual fue establecida el 13 de noviembre de 1997 por el Congreso de la República mediante Decreto 114-97, en su artículo 27, además de las que asigna la Constitución Política de la República y otras leyes, los Ministerios tienen entre otras funciones “resolver los recursos de revocatoria y reposición que se presente, por acuerdos y resoluciones de la administración a su cargo” (Ley del Organismo ejecutivo, 2013, p. 13).

7.1.4. Resoluciones de la CNEE

Haciendo uso de sus facultades y deberes, la CNEE emite resoluciones que dan solución o respuesta a los requerimientos establecidos en el artículo cuatro de la LGE.

7.2. Estructura de la industria eléctrica en Guatemala

La organización de la industria eléctrico de Guatemala está conformada por distintas entidades o agentes, en específico se desarrollarán las que guardan relación directa con la investigación, tal y como se muestra a continuación:

7.2.1. Ministerio de Energía y Minas

Según lo indicado en el artículo 3 de la LGE, el MEM, 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 y su reglamento” (CNEE, 2013, p. 4).

7.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Según lo indicado en el artículo 4 de la LGE, “la CNEE es un órgano técnico del Ministerio con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones” (CNEE, 2013, p. 4).

Según lo indicado Santizo (2004) es el ente que tiene entre sus principales funciones el definir tarifas de transmisión y distribución considerando precios que deban promover la eficiencia económica del sistema eléctrico.

7.2.3. Administrador del Mercado Mayorista

El AMM, es un ente privado que tiene entre otras funciones:

La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado, establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores. (CNEE, 2013, p. 12)

Figura 3. **Estructura del subsector eléctrico**



Fuente: elaboración propia.

7.2.4. Transportistas de energía eléctrica

Un transportista “es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad” (CNEE, 2013, p. 6).

La LGE nos indica además que, para ser considerados como transportistas, sus infraestructuras de transmisión deben poseer una capacidad de envío de 10 MW como mínimo.

Tabla I. **Transportistas que devengan algún ingreso según CNEE**

Transportistas	
1	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE)
2	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC)
3	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (RECSA)
4	Orazul Energy Transco, Limitada
5	Transmisora de Energía Renovable, S.A. (TRANSNOVA)
6	Transporte de Electricidad de Occidente (TREO)
7	Transfosur, S.A.
8	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. (TRECSA)
9	Transportes Eléctricos del Sur, S.A. (TRANSESUSA)
10	EEB Ingeniería y Servicios, S.A. (EEBIS).
11	Transporte de Energía Eléctrica del Norte, S.A. (TRANSNORTE)
12	Empresa Propietaria de la Red, S.A. Sucursal Guatemala (EPR)

Fuente: elaboración propia.

7.3. Sistema de transmisión

Se llama sistema de transmisión a “el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios”. (CNEE, 2013, p. 6). En Guatemala se clasifica en:

7.3.1. Sistema Principal (SP)

Corresponde al sistema que comparten la totalidad de los generadores conectados al sistema de transmisión, el mismo es definido por la CNEE de conformidad con un informe técnico que le presenta el AMM para dicho fin.

7.3.2. Sistema Secundario (SS)

Concierne a aquel que no forma parte de la asignación del sistema principal derivado del análisis realizado por la CNEE, este sistema excluye a

sistemas de distribución privados. Estos según la NCC 9 pueden ser clasificados de la siguiente manera:

7.3.2.1. Sistema secundario de transmisión

Según el AMM (2006), corresponden a las instalaciones que conectan a los participantes productores con el SP, cuando estos introducen flujo preponderante de energía en el sentido hacia el SP, son definidos por la CNEE mediante resolución.

7.3.2.2. Sistema secundario de subtransmisión

Según el AMM (2006), corresponden a las instalaciones que conectan a los participantes consumidores con el SP, cuando estos retiran flujo preponderante de energía desde el SP, son definidos por la CNEE mediante resolución.

7.4. Modalidad de ampliaciones

En Guatemala la ejecución de nuevos proyectos de transmisión o ampliaciones a instalaciones existentes, tales como líneas y subestaciones eléctricas, logran ser realizadas considerando las siguientes modalidades:

7.4.1. Por mutuo acuerdo entre dos partes

En esta modalidad las nuevas instalaciones o ampliaciones a la red existente se construyen de común acuerdo entre las partes, acordando propiedad, precio y otras condiciones que se detallan en un instrumento legal el cual contiene como mínimo alcances administrativos, técnicos y comerciales.

7.4.2. Por iniciativa propia

En esta modalidad las nuevas instalaciones o ampliaciones a la red existente se construyen por decisión del agente transportista interesado, el cual previamente plantea ante la CNEE las ventajas que proporcionan tales instalaciones al sistema, esto con el propósito que las mismas sean consideradas como económicamente adaptadas y dicha entidad determine el medio a través del cual deberán recuperar la financiación realizada.

7.4.3. Por licitación pública

En esta última modalidad, la CNEE derivado de la definición del Plan de Expansión del Sistema de Transporte y de la determinación del SP citado en el numeral 7.3.1 identifica que instalaciones son necesarias para los próximos dos (2) años, realizando una lista de cuales debieran ser licitadas de forma obligatoria, a estas instalaciones u obras se les remunera mediante el Canon anual durante el periodo de su amortización y posteriormente se les remunera con peaje.

7.5. Instalaciones de transmisión en la industria eléctrica

El servicio de transmisión en la industria eléctrica es ejecutado por dispositivos específicos y estos no puede ser empleados para otros propósitos, estos dispositivos serán analizados en este numeral de una manera elemental, tratando de exponer los tipos de configuraciones, tecnologías y descripciones, Coronado (2012) sugiere que “por la gran amplitud y variedad del equipo para subestación y línea de transmisión disponible en el mercado y configuraciones posibles junto con su variantes, hacen de este un tema amplio y extenso que no será abarcado a profundidad”. (p. 47).

7.5.1. Subestaciones

Conforme a lo investigado por Ardón (2018) la subestación puede determinarse como al conjunto de puntos de conexión que interactúan en el desarrollo de las acciones de la generación y/o consumo de energía eléctrica, siendo una de sus principales aplicaciones el modificar parámetros que manejan en las mismas, dentro de las cuales se pueden mencionar: tensión, corriente, frecuencia, entre otros.

7.5.1.1. Clasificación de subestaciones

Las subestaciones pueden ser clasificadas de diferentes maneras, pudiendo señalarse las siguientes:

- Por su servicio prestado: Subestaciones elevadoras, construidas generalmente por generadores, estas permiten que sea elevado el nivel de tensión de distribución (media tensión), con el objetivo que la potencia que se genera en estas plantas pueda ser trasladada a una red de transmisión existente; subestaciones de transformación reductora, estas se ubican muy cerca de poblaciones en donde se encuentra los consumidores (zonas industriales, grandes usuarios, zonas residenciales, entre otras).

Las mismas tienen como principal función el reducir la tensión para ser entregada a la red de la empresa que se dedica a la distribución de energía, en Guatemala se manejan los voltajes de 13.8 y 34.5 kV; y subestaciones de maniobra, estas tienen como principal función permitir la conexión o desconexión de varias bahías o campos de conexión con el

fin de realizar modificaciones del flujo de potencia que se traslada por las zonas de un sistema de transmisión.

- Por su forma de construcción: Subestaciones tipo exterior; son las instalaciones cuyo medio aislante general es el aire y están edificadas de forma normal; subestaciones tipo interior: son centrales eléctricas, donde el medio aislante es el gas, que en muchos casos corresponde al denominado SF6 (hexafluoruro de azufre); y la subestación tipo híbrida, la cual presenta características de ambas tecnologías ya que posee barras que pueden estar aisladas en aire pero integradas en módulos o compartimientos aislado en SF6.

Figura 4. **Subestación Los Brillantes**



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (2022). *Empresas*. Consultado el 8 de agosto de 2022. Recuperado de <https://www.inde.gob.gt/etcee/>.

Las subestaciones eléctricas una vez estando construidas permiten clasificar a los elementos que las integran en dos rubros: Elementos principales y elementos secundarios, los cuales se describen a continuación.

Los elementos o partes principales:

- Transformadores de potencia.
- Interruptores de potencia.
- Reconectores o *reclosers*.
- Seccionadores o cuchillas con y sin puesta a tierra.
- Pararrayos o descargadores.
- Tableros PCYM (protección, control y medición).
- Tableros de comunicación
- Bancos de elementos capacitivos.
- Bancos de elementos reactivos.
- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente.
- Terreno y su respectiva red de tierra instalada.
- Barras.
- Obras civiles mayores entre las cuales se encuentran cimentaciones de transformadores e infraestructura.

Los elementos o partes secundarias:

- Cables o conductores para conexión de equipos.
- Cables o conductores de control.
- Alumbrado interior (casetas de control) y exterior (patio de maniobras).
- Perfiles de acero y armado para soporte de equipos principales.

- Herrajes para barraje.
- Aisladores para barraje
- Equipo contra incendio.
- Equipos de comunicación.
- Cimentaciones menores tales como: Trincheras, conducto, drenajes, cercas, muro perimetral.

Los elementos antes mencionados cumplen con funciones únicas internamente dentro de estas infraestructuras, algunos de estos pudieran o no estar situados en la subestación; sin embargo, exponer la función y las características de todos los elementos que pudieran estar conectados en la subestación no corresponde al objetivo de la presente investigación, por lo cual únicamente se mencionaron de manera breve.

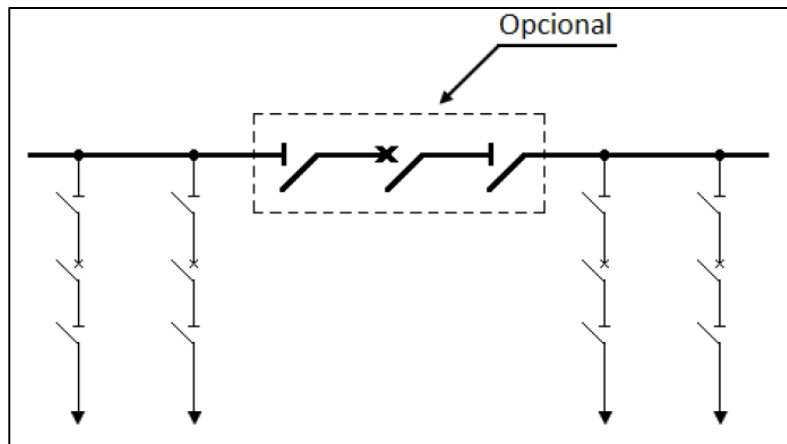
7.5.1.2. Disposición de barras

Dentro de una subestación las barras generalmente son el medio físico en el cual se interconectan todos los elementos principales de la subestación, esta permite la conexión de líneas, transformadores, reactores, reguladores, capacitores y otros elementos.

En Guatemala las configuraciones de barras construidas y más usadas corresponden a:

- Barra simple: “Es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta” (Morales, 2015, p. 39).

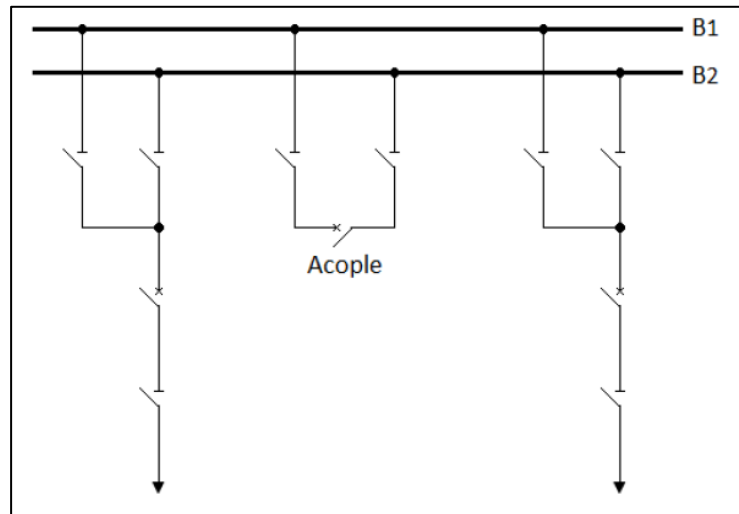
Figura 5. Configuración barra simple



Fuente: Morales (2015). *Estudio de prefactibilidad para ampliación de una subestación de operación de 69 kV del sistema nacional interconectado a una subestación de potencia de 230 kV, en la ciudad capital de Guatemala.*

- Barra doble: “Para aumentar la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor, para el acoplamiento de las dos barras conformándose así una configuración llamada de doble barra”. (Morales, 2015, p. 39). Este tipo de arreglo respecto a la barra simple se considera más completo, sin embargo, es más costoso ya que cuenta con más equipo asociado en su construcción.

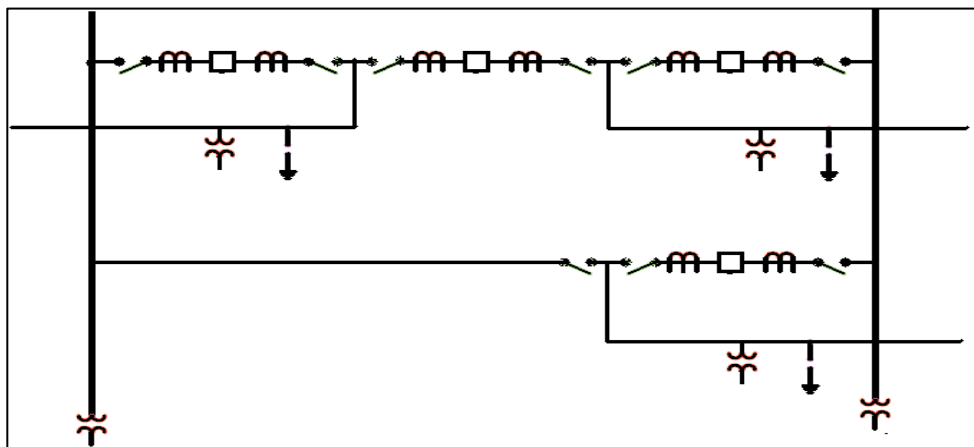
Figura 6. Configuración barra doble



Fuente: Morales (2015). *Estudio de prefactibilidad para ampliación de una subestación de operación de 69 kV del sistema nacional interconectado a una subestación de potencia de 230 kV, en la ciudad capital de Guatemala.*

- Barra en configuración interruptor y medio: esta disposición si se compara con la barra simple y barra doble es considerada más completa y versátil, por cantidad de interruptores de potencia instalados puede ser denominada como: configuración par tres (3) interruptores o configuración impar dos (2) interruptores, lo antes indicado le permite realizar mantenimientos sin ningún problema con lo que se puede afirmar que es más versátil.

Figura 7. Configuración barra interruptor y medio



Fuente: Coronado (2012). Metodología de unidades de construcción estándar y valor nuevo de reemplazo para el cálculo de peajes de transmisión de energía eléctrica en Guatemala.

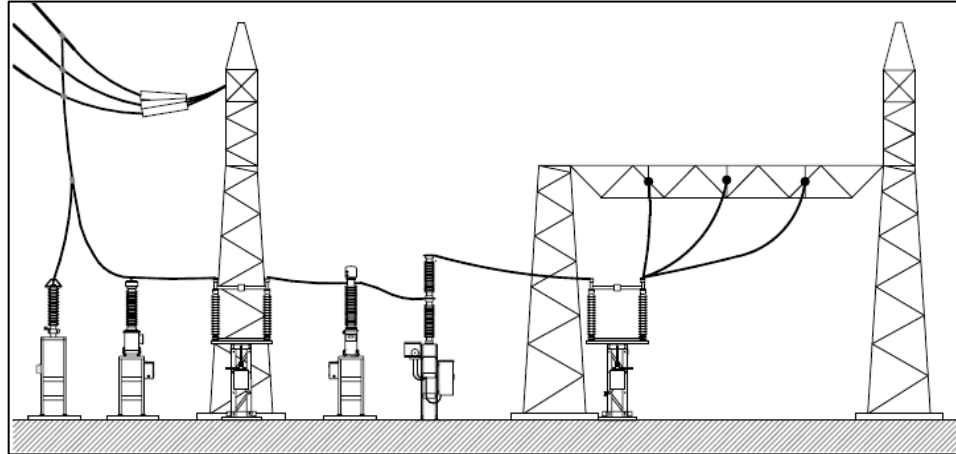
7.5.1.3. Bahías o campos de conexión

Los campos de conexión se refieren a bahías o entradas en las subestaciones que permiten la conexión de líneas, máquinas (transformadores, capacitores, reactores, etcétera) y acoplamientos de barras.

Los dispositivos o elementos antes citados necesitan comúnmente los mismos componentes para conectarse, sus variaciones primordialmente dependerán de la cantidad de los aparatos necesarios, nivel de tensión, potencia, características de cortocircuito de los equipos, relevancia dentro de la subestación, área disponible, así como otros factores.

Una bahía o campo de conexión mientras más aumente de voltaje, mayor será su costo relacionado, esto derivado que posee mayor cantidad de equipos y sus equipos de protección adquieren una complejidad mayor.

Figura 8. **Bahía de conexión barra simple de línea 230 kV**



Fuente: Coronado (2012). Metodología de unidades de construcción estándar y valor nuevo de reemplazo para el cálculo de peajes de transmisión de energía eléctrica en Guatemala.

7.5.2. Líneas de transmisión

Para Díaz (2020) las líneas son aquellas instalaciones que son utilizadas para transmitir energía eléctrica desde una fuente de generación hasta las cargas que alimentan en los centros de consumo.

7.5.2.1. Generalidades y características básicas

Elementalmente son el medio físico utilizado para transportar energía eléctrica entre largas distancias, estas poseen diferentes técnicas constructivas, configuraciones para distintos niveles de voltaje, en Guatemala puntualmente las más utilizadas y que devenga peaje de transmisión corresponde a: Líneas de tensión 400 kV, líneas de tensión 230 kV, líneas de tensión 138 kV y líneas de tensión 69 kV.

7.5.2.2. Clasificación conforme a tecnología constructiva

En Guatemala las líneas son construidas considerando diversos diseños o tecnologías, voltajes, configuraciones, las cuales varían según el agente transportista que la esté construyendo y el fin para el que se necesite; pudiéndose encontrar líneas edificadas en torres de armadura de celosía, postes de hormigón con retenidas o autosoportados, postes de maderas (en menor cantidad) y postes de metal, en configuraciones tales como: bandera, horizontal, triangular y la denominada tipo “H” utilizada predominantemente por la ETCEE en al área rural.

Figura 9. Configuración H de postes



Fuente: Coronado (2012). *Metodología de unidades de construcción estándar y valor nuevo de reemplazo para el cálculo de peajes de transmisión de energía eléctrica en Guatemala.*

Todas las formas constructivas antes citadas pueden contar con dos o un circuito instalado, así como 1 y 2 conductores por terna. Las características antes mencionadas inciden de manera directa en el precio que finalmente tendrá la

línea a construir, así como las características del terreno en el cual se tenga que implantar como por ejemplo la proporción de pasar por propiedades montañosas o llanas, el superficie o suelo (normal, arcilloso, rocoso, etcétera) y el lugar que cruce la línea (localidades urbanas, rurales, áreas protegidas, entre otras).

7.5.2.3. Elementos que integran una línea

Sin considerar el tipo o clasificación de las líneas, las mismas tendrán prácticamente el mismo funcionamiento y estarán conformadas por materiales y/o equipos con características o fines similares, variando primordialmente en tamaño y características derivadas del voltaje, entre otros; en ese sentido una línea está conformada por los siguientes materiales:

- Conductores de fase: medio mediante el cual se unen dos puntos o subestaciones, de este material depende la cantidad de energía que podría transmitir una línea.
- Conductor de guarda o hilo de guarda: tienen como principal función proteger o servir de cobertura protectora contra las descargas atmosféricas (rayos o relámpagos), convencionalmente es conformado por conductores de acero de extra alta resistencia (EHS) con diámetros inferiores a los conductores instalados en las fases o ternas, como por ejemplo 1/8, 3/16, 5/16 y 7/16, la CNEE desde el año dos mil nueve (2009) requiere a ciertos proyectos la instalación de denominado cable OPGW, el cual tiene características adicionales de comunicación y blindaje.
- Morsetería: corresponden a los materiales que retienen a los conductores e hilo de guarda a la infraestructura de una línea, entre estos se encuentran: Grapas de amarre, grapas de suspensión, amortiguadores,

horquillas, hebillas, conectores, yugos, grilletes, separadores y tornillería en general.

- Aisladores: materiales utilizados para soporte o pedestal de los conductores en la infraestructura, estos pueden ser contruidos de porcelana y materiales de estructura sintética tales como resinas epoxi.
- Otros equipos o materiales: cimentaciones necesarias para soportar y transmitir las cargas de las infraestructuras al suelo donde se encuentren instaladas y red de tierras, las cuales permiten interconectar el hilo de guarda y la estructura en si con el suelo, esto con el objetivo dar un camino de baja resistencia hacia tierra o suelo den caso de falla por cortocircuito en una o varias fases de la línea.

7.5.3. Terrenos y servidumbres de paso de energía eléctrica

Se define terreno al espacio o área física geográfica en el cual se implanta o construye una subestación. El lugar de su ubicación ideal es siempre sujeto de análisis por parte de los agentes transportistas, ya que técnicamente y muchas veces por la planificación que realiza la CNEE, esta exige que dichos terrenos se encuentren en el perímetro de los centros de demanda o carga los cuales son alimentados por las líneas de transmisión que provienen desde los centros de generación.

La situación antes descrita no siempre se da en realidad derivado por la complicación que supone adquirir a precios competitivos terrenos en las cercanías de los centros de demanda, los agentes transportista a raíz de estas complicaciones han migrado a construir subestaciones en tecnologías GIS.

Figura 10. **Área de terrenos de una subestación 230 kV**

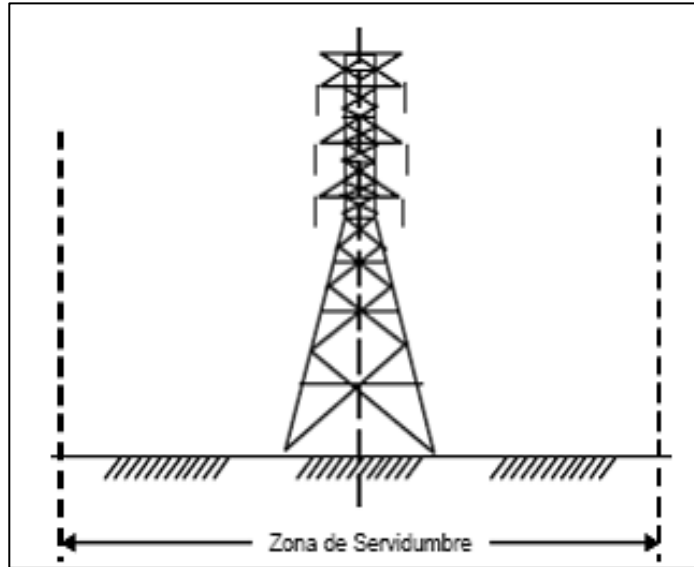


Fuente: [Fotografía de Carlos Cojulún]. (Subestación Interfaz 230/34.5 kV, Río Dulce, Izabal. Guatemala 2022). Colección particular. Guatemala.

Para Reyes (2015) una servidumbre de paso es la una limitación o gravamen que se imponen sobre una finca ajena para instalación de líneas aéreas o subterráneas destinadas a la conducción de energía eléctrica y para la conservación constante de las mismas, previo al pago correspondiente de alguna indemnización a dueño del predio sirviente que generalmente consiste en una franja de área, cuyo ancho puede estar entre 8 – 12 metros para líneas de 69 kV, 12 – 18 metros para líneas de 138 kV, 20 – 25 metros para líneas de 230 kV y hasta 30 metros para una línea de 400 kV.

Al igual que para los terrenos de subestaciones, en Guatemala la adquisición de franjas de servidumbres supone un reto para las empresas que se dedican a la construcción de estas, ya que la conflictividad por la adquisición está en aumento.

Figura 11. **Área de servidumbre en una línea de transmisión**



Fuente: Coronado (2012). *Metodología de unidades de construcción estándar y valor nuevo de reemplazo para el cálculo de peajes de transmisión de energía eléctrica en Guatemala.*

7.6. Variables consideradas en la remuneración de la transmisión en Guatemala

Para conocer específicamente las variables que existen dentro de la remuneración del servicio de transmisión en Guatemala es necesario poder desarrollar los siguientes conceptos:

7.6.1. Valor Nuevo de Reemplazo

Según la LGE el VNR corresponde a “el costo que tendría construir la obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio” (CNEE, 2013, p. 16).

7.6.1.1. Metodología de UPE'S para la determinación del VNR

Desde al año 2009, la CNEE conforme a sus funciones descritas en el artículo 4 de la LGE ha utilizado la metodología de UPE'S para la determinación del VNR, esta metodología consiste en una simplificación de todas las instalaciones de un sistema de transmisión, para el caso concreto de Guatemala las UPE'S se clasifican en las cinco (5) familias, las cuales corresponden a:

- Campos de conexión o bahías de subestaciones (salidas de línea, transformador, acoplamiento y capacitores).
- Líneas de transmisión, diferenciadas como nivel de tensión, longitud, tipos de suelo, cantidad de circuitos, tipos de conductores, tipos de estructuras, configuraciones y otros equipos especiales.
- Infraestructuras básicas de subestaciones (barraje, edificios de control, caminamientos de acceso y patio, mallas de puesta a tierra, muros o cercos perimetrales, iluminación interna y patio, servicios auxiliares, sistemas de control, comunicación y control, etcétera).
- Máquinas: MVA correspondientes a subestaciones y reguladores de tensión, así como MVAr para bancos de capacitores y reactores.
- Otros equipos: Hace referencia a equipos especiales que son instalados por los agentes transportistas tales como seccionadores especiales, detectores de falla, controladores motorizados, protecciones requeridas por normativa, sistemas contra incendios, entre otros.

Cada una de estas familias cuenta con un costo unitario específico, tal y como se muestra a continuación:

Tabla II. Unidades de costos unitarios de UPE'S

Costos Unitarios	Familias constructivas
US\$/Unidad	Campos de conexión
US\$/Km	Líneas de transmisión
US\$/Unidad	Infraestructuras básicas
US\$/MVA o US\$/MVAR	Máquinas
US\$/Unidad	Otros equipos

Fuente: elaboración propia.

Estos costos unitarios son los que determina mediante resolución la CNEE y corresponden a los que utiliza dicha institución para establecer el VNR indicado en el artículo 69 de la LGE.

7.6.1.2. Aplicación de fórmula para calcular el VNR

Con los costos descritos en inciso anterior, el VNR es calculado buscando presupuestar una red de transmisión de reemplazo, a como nueva, que en teoría debería ser equivalente en capacidad a la que existe en la realidad, para determinar este rubro es necesario contar con precios de referencia que determina CNEE (precios o costos de UPE'S) y multiplicarlos por el inventario de instalaciones que dicha institución determino por resolución identificada como CNEE-78-2014 y sus modificaciones. Como se muestra en la figura a continuación:

Figura 12. Metodología del cálculo del VNR



Fuente: Bocanegra (2022). *Diseño de investigación del análisis técnico comparativo de las subestaciones eléctricas con tecnologías GIS y convencionales de 69 kV y su impacto en el monto del peaje en la Región Central de Guatemala.*

7.6.2. Peajes de transmisión

Según la definición de LGE el peaje corresponde al “pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros”. (CNEE, 2013, p. 6). Es un rubro que puede ser acordado entre dos partes (instituciones o entidades) y si en dado caso no existiera dicho acuerdo corresponderá a la CNEE definirlo, para lo cual deberá escuchar cada una de las opiniones de estos. Todo lo relacionado con el peaje se explica a continuación:

7.6.2.1. Base legal del peaje

El peaje en la LGE se define conforme a los alcances de los artículos 69 para el Sistema Principal y 70 para el Sistema Secundario en ambos casos el peaje busca reflejar los costos correspondientes de capital y operación de estos sistemas. Respecto al Sistema Principal este es calculado cada dos años por CNEE así como su fórmula de ajuste y por facilidad el peaje del Sistema Secundario se fija en el mismo periodo, tomando en cuenta un informe o estudio

técnico que los dueños de infraestructuras de transmisión y el AMM presentan para ese fin, sin embargo, la definición de este rubro termina siendo potestad del ente regulador por ley.

7.6.2.2. Metodología para calcular el peaje

Tal y como se encuentra determinado en el artículo 55 del RLGE todo agente que se dedique al negocio de la transmisión tiene la opción de cobrar cada año por la utilización de sus infraestructuras dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica una remuneración que como ya se indicó en el inciso 7.6.2 se denominara peaje, para establecer este rubro CNEE toma en cuenta los siguientes conceptos tales como: anualidad de la inversión y costos anuales de administración, mantenimiento y administración.

7.6.2.3. Cálculo de la anualidad de la inversión

Para el computo de la renta del VNR de los sistemas de transmisión de cada empresa que se dedica a la prestación de transmisión, se utiliza el FRC considerando un sistema de cuota constante, sumando la rentabilidad del capital y la cuota de depreciación para la restitución de las obras cuando estas llegan al final de su vida, en Guatemala corresponden a treinta (30) años. Para aplicar lo antes descrito se utiliza la fórmula siguiente:

$$FRC = \frac{r^*(1+r)^{T_0}}{(1+r)^{T_0}-1} \quad (1)$$

Donde:

- FRC = Factor de Recuperación de Capital

- r = Rentabilidad real antes de impuestos.
- T_o = Vida útil de las instalaciones en años, equivalente a 30 años.

El cálculo del FRC antes descrito se efectúa considerando una tasa de actualización del 7 % real después de impuestos, la cual corresponde al piso instituido en la LGE en su artículo 79 conforme a estudios que contrata el ente regulador para tal fin, siendo el valor antes citado el mismo desde el año 2012, según la resolución CNEE-263-2012.

Para incorporar esta tasa al cálculo se ajusta considerando el ISR vigente en Guatemala, cuyo valor es del 25 % conforme a la Ley de Actualización Tributaria, Decreto 10-2012 y sus reformas vigentes. De esta forma la tasa real antes de impuestos se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$r = \frac{TA}{1 - ISR} \quad (2)$$

Donde:

- r = Rentabilidad real antes de impuestos
- TA = Tasa de actualización real después de impuestos equivalente al 7 %
- ISR = Impuesto Sobre la Renta, equivalente al 25 %

Aplicando la fórmula antes descrita la rentabilidad real antes de impuestos resulta en un valor igual 9.33 %. Finalmente tomando en cuenta los treinta (30) años de vida útil para la totalidad de las infraestructuras, con excepción de los terrenos con una existencia perpetua, y la tasa de actualización calculada, el FRC resulta en un valor igual a 10.02 %. En el cálculo del FRC se consideran las siguientes situaciones:

- Si las empresas han cubierto la totalidad del pago materiales y dispositivos, los mismos se considera son de su propiedad, por lo que para el computo de la anualidad el FRC a utilizar correspondería a 10.02 %.
- En el caso de terrenos y servidumbre, se reconoce solamente la rentabilidad del capital sin la amortización, es decir 9.33 %.
- El equipamiento que no fue pagado por los transportistas pero que los tienen en propiedad, reciben sólo el reconocimiento según cuota de amortización, equivalente 0.69 %.

Esta última situación corresponde al trato que CNEE ha aplicado a las obras pertenecientes al Plan de Electrificación Rural -PER- y por la cual el MEM ordeno cambiar por el FRC correspondiente a 10.02 %.

Una vez calculado el FRC es posible determinar el peaje para las instalaciones de transmisión considerando lo siguiente:

Figura 13. **Fórmula del peaje**



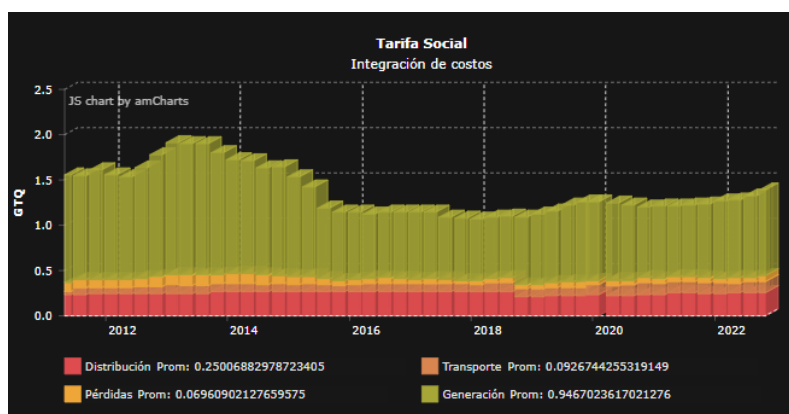
Fuente: Bocanegra (2022). *Diseño de investigación del análisis técnico comparativo de las subestaciones eléctricas con tecnologías GIS y convencionales de 69 kV y su impacto en el monto del peaje en la Región Central de Guatemala.*

7.7. Tarifas de distribución aplicadas en Guatemala

Según la LGE la prestación de distribución final “es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión”. (CNEE, 2013, p. 6). Estos precios o tarifas conforme al artículo 71 de la referida ley son calculados por CNEE la cual considera para dicho propósito la suma de los precios ponderados de todas las compras que definitivamente efectúa la sociedad o entidad distribuidora en un periodo de tiempo y así como el VAD.

Las tarifas de distribución que por ley define la CNEE se encuentran conformadas por los siguientes rubros: costos de generación, costos de distribución, costos de transmisión y pérdidas, tal y como se muestra a continuación:

Figura 14. Integración de los costos en la tarifa social



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2022). *Pliegos*. Consultado el 21 de octubre de 2022. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>.

Dentro de los pliegos tarifarios que publica la CNEE se encuentran entre otras las denominadas tarifas BTSS y BTS, estas corresponden a las se aplican a la mayoría de la población guatemalteca, ya que representan el 94 % y 6 % de los usuarios registrados por las distribuidoras, respectivamente, estas se definen de la siguiente manera:

- Baja tensión simple social: Esta tarifa posee una proyección de representación social, es aplicada al abastecimiento de energía eléctrica y está dirigida a todos aquellos usuarios regulados que se encuentran conectados en baja tensión. Los principales rubros de facturación corresponden a: Cargo por Consumidor (CF) y Cargo Único por Energía (CUE).
- Baja tensión simple: Corresponde a una tarifa que se aplica de manera general a usuarios y toma en cuenta cualquier uso de la energía siempre y cuando no se supera el límite de potencia máxima que se demanda, siendo este de 11 kilowatts. Los principales rubros de facturación por energía son: Cargo por Consumidor (CF) y Cargo Único por Energía (CUE).

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

INTRODUCCIÓN

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Marco Legal

1.1.1 Ley General de Electricidad

1.1.2 Reglamento General de Electricidad

1.1.3 Resoluciones de MEM

1.1.4 Resoluciones de la CNEE

1.2 Estructura de la industria eléctrica en Guatemala

1.2.1 Ministerio de Energía y Minas

1.2.2 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

1.2.3 Administrador del Mercado Mayorista

1.2.4 Transportistas de energía eléctrica

1.3 Sistema de Transmisión

1.3.1 Sistema Principal (SP)

1.3.2 Sistema Secundario (SS)

1.3.2.1 Sistema Secundario de Transmisión

1.3.2.2 Sistema Secundario de Subtransmisión

- 1.4 Modalidad para ampliaciones
 - 1.4.1 Por mutuo acuerdo entre partes
 - 1.4.2 Por iniciativa propia
 - 1.4.3 Por licitación pública
- 1.5 Instalaciones de transmisión en la industria eléctrica
 - 1.5.1 Subestaciones
 - 1.5.1.1 Clasificación de subestaciones
 - 1.5.1.2 Disposición de barras
 - 1.5.1.3 Bahías o campos de conexión
 - 1.5.2 Líneas de transmisión
 - 1.5.2.1 Generalidades y características básicas
 - 1.5.2.2 Clasificación conforme a tecnología constructiva
 - 1.5.2.3 Elementos que integran una línea
 - 1.5.3 Terrenos y servidumbres de paso de energía eléctrica
- 1.6 Variables consideradas en la remuneración de la transmisión en Guatemala
 - 1.6.1 Valor Nuevo de Reemplazo
 - 1.6.1.1 Metodología UPE'S para la determinación del VNR
 - 1.6.1.2 Aplicación de fórmula para calcular el VNR
 - 1.6.2 Peaje de transmisión
 - 1.6.2.1 Base legal del peaje
 - 1.6.2.2 Metodología para calcular el peaje
 - 1.6.2.3 Cálculo de la anualidad de la inversión
- 1.7 Tarifas de distribución aplicadas en Guatemala

- 2 DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN RELACIONADA CON EL PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL -PER
 - 2.1 Fideicomiso de Administración INDE Obras Rurales de occidente y oriente
 - 2.1.1 Antecedentes
 - 2.1.2 Alcances
 - 2.1.3 Obras de Transmisión relacionadas
 - 2.1.4 Informe de evaluación socioeconómica del Ministerio de Energía y Minas
 - 2.2 Fuentes de financiamiento
 - 2.2.1 Recursos provenientes del Fideicomiso de Administración INDE – Obras rurales de occidente y oriente
 - 2.2.2 Recursos provenientes del Préstamo BCIE No. 1627
 - 2.2.3 Ingresos propios
 - 2.3 Consideraciones de la Comisión Nacional de Energía respecto a obras de transmisión del Plan de Electrificación Rural
 - 2.3.1 Criterios determinados en el proceso de fijación de peaje del periodo 2009-2010
 - 2.3.2 Criterios determinados en el proceso de fijación de peaje del periodo 2013-2014
 - 2.3.3 Criterios determinados en el proceso de fijación de peaje del periodo 2015-2016
 - 2.4 Recursos administrativos planteados por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica respecto a procesos de fijación de peaje que guardan relación con obras del Plan de Electrificación Rural
 - 2.4.1 Recursos de revocatoria planteados
 - 2.4.2 Resoluciones del Ministerio de Energía y Minas

- 2.4.3 Orden determinada en resolución SG-Resol-2017-0129
- 2.4.4 Actuaciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica posterior a la emisión de la resolución SG-Resol-2017-0129
- 2.5 Aplicación del factor de recuperación de capital conforme a lo ordenado por el Ministerio de Energía y Minas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica
 - 2.5.1 Cálculo del peaje en subestaciones del plan de electrificación rural
 - 2.5.2 Cálculo del peaje en líneas de transmisión del plan de electrificación rural
 - 2.5.3 Cálculo del incremento de peaje en los sistemas de subtransmisión región occidental y oriental

3 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

- 3.1 Nuevo Peaje de subestaciones del Plan de Electrificación Rural
- 3.2 Nuevo Peaje de líneas de transmisión del Plan de Electrificación Rural
- 3.3 Análisis comparativo previa a la aplicación del factor de recuperación de capital
- 3.4 Impacto al peaje de los sistemas de subtransmisión región occidental y oriental
- 3.5 Impacto en tarifas reguladas

4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

9. METODOLOGÍA

9.1. Características del estudio

Las características de la metodología del estudio contemplan el diseño, enfoque, alcance y unidad de análisis del mismo, que se describen a continuación.

9.1.1. Diseño

El diseño adoptado para esta investigación corresponderá a no experimental, ya que no es posible manipular deliberadamente las variables sujetas de análisis, únicamente es posible observar el efecto en el resultado final. Además, las variables a estudiar serán de corte transversal ya que se recolectan datos en un solo momento, los cuales serán evaluados de acuerdo a la información y características actuales, con el propósito de describir su incidencia en un momento posterior. Utilizando métodos estadísticos descriptivos se podrá cuantificar en qué medida se ve afectado el peaje y las tarifas a través de medidas de variabilidad.

9.1.2. Enfoque

El enfoque del estudio propuesto es cuantitativo ya que utiliza la recolección y análisis de los datos con el objeto de examinar las preguntas de investigación tomando en cuenta variables cuantitativas de tipo continua, considerando como base principal el análisis de la variabilidad del monto de la anualidad de la inversión, peaje e impacto en tarifas por el hecho de considerar

o no el factor de recuperación de capital en las instalaciones de transmisión del PER derivado de la orden del MEM hacia CNEE.

9.1.3. Alcance

El alcance del estudio es descriptivo, derivado que su propósito es analizar (explicar) el comportamiento de la variabilidad del factor de recuperación de capital, con la intención de determinar su efecto presente y futuro en el cálculo de la anualidad de la inversión de subestaciones y líneas de transmisión, establecer el impacto al monto del peaje de los Sistemas Secundarios de Subtransmisión de las Regiones Occidental y Oriental de Guatemala y al de las tarifas de distribución reguladas que se ven afectadas.

9.2. Unidad de análisis

La unidad de análisis corresponderá al peaje de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión que forman parte del Plan de Electrificación Rural y sean parte de los Sistemas Secundarios de Subtransmisión Regiones Occidental y Oriental de Guatemala.

9.3. Variables

Se establecieron las subestaciones y líneas de transmisión pertenecientes al PER, factor de recuperación de capital, anualidad de la inversión, peajes de transmisión, sistemas secundarios de subtransmisión y tarifas de distribución de energía eléctrica como variables de investigación, y se indican en la siguiente tabla sus definiciones conceptuales y operativas.

Tabla III. **Definición teórica y operativa de variables**

Variable	Definición Conceptual	Definición Operativa
Obras PER	Subestaciones y líneas de transmisión pertenecientes al Plan de Electrificación Rural del INDE.	De los resultados emitidos en la resolución CNEE-78-2014, considerando el CRIDT de cada instalación
Factor de recuperación de capital	Relación que ayuda a encontrar los valores presentes de una serie de pagos iguales.	Fórmula económica específica cuyo resultado es un porcentaje
Anualidad de la inversión	Equivalencia entre un valor presente y una serie de pagos futuros uniformes, efectuados en períodos de tiempo.	De multiplicar el VNR de las instalaciones del PER por el FRC resultando en un monto en US\$/año
Peaje de transmisión	Pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica.	De los resultados de peaje del periodo 2023-2024 que emitirá la CNEE en US\$/año
Sistemas Secundarios de Subtransmisión	Corresponden a las instalaciones que conectan a los participantes consumidores con el “Sistema Principal de Transmisión”, cuando estos retiran flujo preponderante de energía desde el “Sistema Principal”.	De los resultados que emitirá mediante resolución la CNEE para el periodo 2023-2024.
Tarifas de distribución de energía eléctrica	Es el precio que pagan los usuarios o consumidores por el servicio de distribución de energía eléctrica.	De los resultados de los pliegos tarifarios emitidos por la CNEE, en Q/kWh

Fuente: elaboración propia.

Tabla IV. **Clasificación de las variables**

Variable	Categórica		Numérica		Manipulable	Observable	Nivel de medición
	Dicotómica	Politómica	Discreta	Continua			
Obras PER	X					X	Nominal
Factor de recuperación de capital				X		X	Razón
Anualidad de la inversión				X		X	Razón
Peaje de transmisión				X		X	Razón
Sistemas Secundarios de Subtransmisión	X						Nominal
Tarifas de distribución de energía eléctrica				X		X	Razón

Fuente: elaboración propia.

9.4. Descripción de las fases del estudio

A continuación, se detallan las fases del desarrollo de la investigación

9.4.1. Fase 1: recolección y revisión de información documental

En esta fase se recopilará información documental sobre subestaciones eléctricas y líneas de transmisión pertenecientes al Plan de Electrificación Rural, con la finalidad de conocer cada uno de los activos de transmisión que pertenecen a este plan y así fortalecer los conocimientos técnicos y regulatorios sobre dichas instalaciones.

Se revisará la información abierta al público general, dentro de esta documentación podemos encontrar la siguiente:

- Publicaciones históricas del Plan de Electrificación Rural del Instituto Nacional de Electrificación.
- Planes indicativos de electrificación rural publicados por el Ministerio de Energía y Minas.
- Tesis universitarias con información sobre el Plan de Electrificación Rural ejecutado por la ETCEE propiedad del INDE.
- Resoluciones donde el la Comisión Nacional de Energía Eléctrica resuelva hitos o puntos que guarden relación con obras de transmisión pertenecientes al Plan de Electrificación Rural ejecutado por la ETCEE propiedad del INDE.
- Resoluciones de fijación de peaje de obras de transmisión pertenecientes al Plan de Electrificación Rural ejecutado por la ETCEE propiedad del INDE en los últimos años.

Asimismo, se solicitarán documentación e información no abierta al público, dicha información se le solicitará a la Unidad de Información Pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la información a requerir corresponderá a la siguiente:

- Copia de Contrato de Construcción de Obras de Transmisión de Energía Eléctrica, contenido en el Fidecomiso PER, Escritura Publica No. 54

- Copia de los expedientes de CNEE que contengan las resoluciones CNEE-1-2011 y CNEE-2-2011, así como la resolución 2558 del Ministerio de Energía y Minas.
- Copia completa de expediente GTTA-15-60, dentro del cual el MEM ordena CNEE el reconocimiento del FRC en un plazo de treinta (30) días a las instalaciones propiedad de la ETCEE.
- Copia de los documentos Excel denominados CNEE Inventario ETCEE 2021-2022 y CNEE Inventario ETCEE 2023-2024, que surgen de la aplicación de lo resuelto en la resolución CNEE-78-2014.
- Modelo de cálculo de peajes de transmisión utilizado por el ente regulador de Guatemala para el periodo 2023-2024.

9.4.2. Fase 2: análisis de la información recolectada en el trabajo de campo

Durante esta fase, se realizará el análisis de la información recolectada de la fase anterior, esto con el objetivo de agrupar las variables indicadas en la sección 9.3.

Se identificarán qué subestaciones y líneas de transmisión se encuentran contenidas dentro del Plan de Electrificación Rural ejecutado por la ETCEE propiedad del INDE realizando un análisis estadístico descriptivo, a continuación se identificará la fuente inversión o pago de estas instalaciones para posteriormente analizar la ubicación geográfica donde se encuentren instaladas con el objetivo de determinar si pertenecen a los Sistemas Secundarios de Subtransmisión de las Regiones Occidental y Oriental, esto como punto de

partida para realizar el análisis comparativo, dado que se requerirá delimitar si estas instalaciones pertenecen o no al PER y la región donde se encuentran ubicadas.

Con la claridad de la fuente de inversión y lo que supone esto en el cambio de criterio de CNEE, se procederá a determinar el efecto que conllevaría esta acción en el cálculo del factor de recuperación de capital y en la determinación de la anualidad de la inversión de las subestaciones y líneas de transmisión pertenecientes al PER.

9.4.3. Fase 3: análisis cuantitativo y estadística descriptiva para determinar la variación de los peajes secundarios de subtransmisión en la regiones occidental y oriental

En esta etapa, se abordará la variación de peaje teniendo en cuenta la lista de activos de todas las subestaciones y líneas de transmisión que pertenezcan al PER, el Sistema Secundario de Subtransmisión dentro del cual estén incluidos y los resultados de Valor Nuevo de Reemplazo contenidos en el modelo de Unidades de Propiedad Estándar UPE´S del estudio de fijación de peaje de CNEE para el periodo 2023-2024; con el objetivo de determinar en qué medida varía la anualidad de inversión y peajes por considerar el FRC en la obras del PER.

9.4.4. Fase 4: análisis cuantitativo y estadística descriptiva para determinar el impacto a la tarifa de energía eléctrica

Con los resultados de las variaciones de anualidad de inversión y peaje inciden de forma directa en la determinación de las tarifas, se determinará la variación unitaria Q/kwh que tendrían dichas tarifas y el porcentaje de

incremento, con esto determinado se podrá establecer claramente el efecto que supone reconocer el FRC en las obras del PER.

9.5. Resultados esperados

Los resultados que se esperan de la investigación están planteados de acuerdo a los objetivos de la misma, por lo que se considera obtener un informe claro y conciso sobre las características técnicas y económicas de las subestaciones y líneas de transmisión del PER, así como del efecto de la consideración del FRC en la anualidad de la inversión, peajes de los Sistemas Secundarios de Subtransmisión Occidental y Oriental y en las tarifas de distribución final reguladas.

Así mismo, se espera una explicación clara del cambio de criterio de la CNEE en el sentido de reconocer que ETCEE fue quien pago por la ejecución de las instalaciones del PER con fondos propios, lo cual previo a lo ordenado por el MEM no es tomando esa manera.

Tabla V. **Resumen de resultados esperados**

Preguntas de investigación	Objetivos	Fases (métodos)	Resultados esperados
Principal	General	Todas las fases	General
¿A cuánto correspondería el incremento de Peaje en Sistemas Secundarios de Subtransmisión en las Regiones Occidente y Oriente debido a la orden del reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER- por parte del Ministerio de Energía y Minas -MEM- de Guatemala?	Definir el incremento de Peaje en Sistemas Secundarios de Subtransmisión en las Regiones Occidente y Oriente debido a la orden del reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER- por parte del Ministerio de Energía y Minas -MEM- de Guatemala.	Aplicación de las cuatro fases descritas en la metodología.	Definición del incremento del monto de peaje en Sistemas Secundarios de Subtransmisión en la Regiones Occidente y Oriente por la implementación del Factor de Recuperación de Capital en las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-.

Continuación tabla V.

Preguntas de investigación	Objetivos	Fases (métodos)	Resultados esperados
Auxiliar 1	Específico 1	Fase 1, 2 y 3	Resultado (Fase 1, 2 y 3)
¿Qué consecuencias tendría el cambio de criterio por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- respecto a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la determinación del peaje correspondiente a las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-?	Establecer el cambio de criterio por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- respecto a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la determinación del peaje correspondiente a las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-.	Análisis estadístico descriptivo de la información recolectada en campo, para conocer los criterios vigentes del cálculo del FRC y la anualidad de la inversión	Conocimiento de los criterios técnicos que actualmente aplica la CNEE para la determinación del FRC de las instalaciones del PER y la consecuencia de variar este rubro por considerar lo ordenado por el MEM a CNEE.
Auxiliar 2	Específico 2	Fase 2 y Fase 3	Resultado (Fase 2 y 3)
¿A cuánto correspondería el incremento de la Anualidad de la Inversión en obras del Plan de Electrificación Rural -PER- debido a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC-?	Estimar el incremento de la Anualidad de la Inversión en obras del Plan de Electrificación Rural -PER- debido a la aplicación del Factor de Recuperación de Capital -FRC-.	Estimación del cálculo de la anualidad de la inversión no considerando lo ordenado por el MEM, estimación del cálculo de la anualidad de la inversión tomando en cuenta lo ordenado por el MEM	Estimar el incremento de la anualidad de la inversión en las obras de transmisión del PER por aplicar lo ordenado por el MEM
Auxiliar 3	Específico 3	Fase 4	Resultado (Fase 4)
¿Qué variación unitaria tendrían las tarifas de distribución reguladas, tales como Tarifa Social y Tarifa No Social por el reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-?	Evaluar la variación unitaria que tendrían las tarifas de distribución reguladas, tales como Tarifa Social y Tarifa No Social por el reconocimiento del Factor de Recuperación de Capital -FRC- en la totalidad de las obras del Plan de Electrificación Rural -PER-.	Análisis del impacto a la tarifa de energía eléctrica.	La comparativa del impacto a las tarifas de energía eléctrica por la implementación del FRC.

Fuente: elaboración propia.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Por la naturaleza del estudio de investigación y de la información que se analizará, se utilizarán técnicas de estadística descriptiva e inferencial.

Para las variables de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión del PER, se utilizará estadística inferencial, la cual permitirá a través de la muestra estadística de considerar el FRC, el poder determinar el comportamiento de estas y con ello extraer las conclusiones de la aplicación dicho rubro a dichas instalaciones de transmisión.

Así también, para las variables de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión del PER, factor de recuperación de capital, anualidad de la inversión y peaje, se utilizará la estadística descriptiva con el objeto de calcular los peajes con y si el FRC que ha sido ordenado reconocer y su efecto en la variación en el monto de peaje de los Sistemas Secundarios de Subtransmisión de la Regiones Occidental y Oriental.

En primer lugar, se calculará el peaje considerando las condiciones previas a la orden del MEM de reconocer el FRC, esto implicaría que al momento de calcular la anualidad de la inversión únicamente se tomaría en cuenta la cuota de amortización (criterio inicial de CNEE) para luego ser multiplicada por del VNR de las instalaciones y posteriormente adicionar los costos de administración, operación y mantenimiento, obteniendo así el peaje respectivo.

En segundo lugar, conociendo la fuente de la inversión y considerando que las instalaciones fueron pagadas por la ETCEE, se procederá a calcular el

FRC que tome en cuenta la suma de la rentabilidad de capital más la amortización (criterio que MEM ordena a CNEE aplicar) para luego ser multiplicado por el VNR de las instalaciones y posteriormente adicionar los costos de administración, operación y mantenimiento, obteniendo así el peaje respectivo.

En tercer lugar, tomando en cuenta cada una las subestaciones y líneas de transmisión se compararán los resultados obtenidos y así se obtendrá el monto total de peaje que se adicionará por considerar el FRC ordenado por el MEM y derivado que cada uno de estos rubros tendrá asociado un Sistema Secundario de Subtransmisión se conocerá de igual manera la variación de estos por el efecto del reconocimiento del FRC.

Del análisis de los párrafos anteriores, se tiene contemplado la realización de tablas con los datos de mayor importancia para realizar las comparaciones, a continuación, se muestran diseños de posibles tablas tentativas.

Tabla VI. Datos de subestaciones y líneas PER

Tipo de instalación	Obra PER	NOMBRE	TIPO DE SISTEMA	Propietario	Pagado por:	VNR (US\$)	Factor anualidad	AO&M	Peaje (US\$/Año)
SE	Si	Jalapa	SSS Región Oriental	ETCEE	ETCEE	250,000.00	10.02 %	7,500.00	32,550.00
LT	Si	Barillas - Ixtlahuacán	SSS Región Occidental	ETCEE	ETCEE	750,000.00	10.02 %	22,500.00	97,650.00
SE	No	Jalapa	SSS Región Oriental	ETCEE	0	250,000.00	0.690 %	7,500.00	9,225.00
LT	No	Barillas - Ixtlahuacán	SSS Región Occidental	ETCEE	0	750,000.00	0.690 %	22,500.00	27,675.00

Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. **Variabilidad del peaje en sistemas**

Peajes SSS (vigentes)	Peaje (US\$/año)		Variabilidad
	Con FRC	Sin FRC	
Subestación 1			
Subestación 2			
Línea de transmisión 1			
Línea de transmisión 2			
Peaje Total del Sistema Analizado	\$ -	\$ -	\$ -

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, para evaluar el impacto del peaje de los Sistemas Secundarios de Subtransmisión de las Regiones Occidental y Oriental, se tomarán los datos de peaje de las obras PER con FRC y sin FRC, se adicionará al peaje total de los sistemas y a continuación se analizará y compara entre ambas premisas.

Puntualmente se elaborarán tablas comparativas en la cuales se pueda observar el impacto en las tarifas de los pliegos tarifarios vigentes, la variación en Q/hwh y la variación porcentual por la implementación del FRC en las obras de PER.

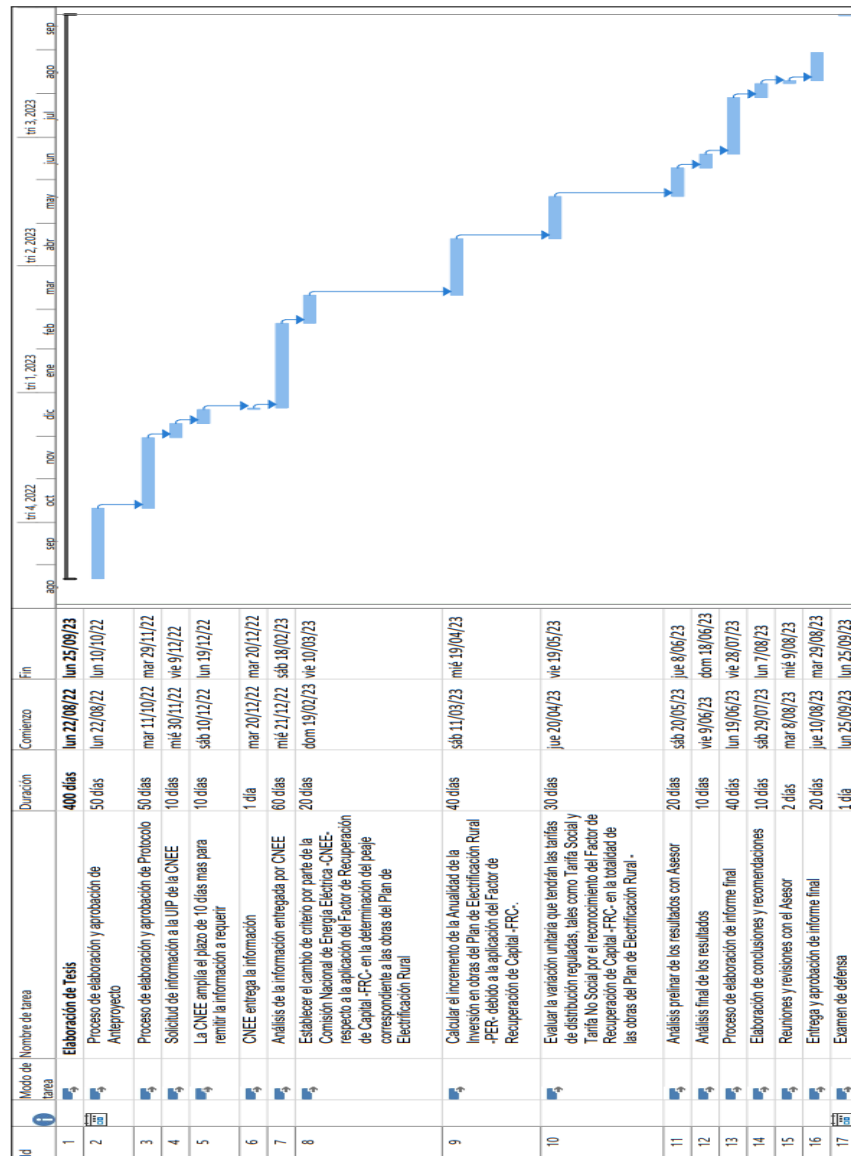
Tabla VIII. **Variabilidad de las tarifas de energía eléctrica**

		Variación Unitaria de la tarifa				
Tipo de Tarifa	TS vigentes octubre-22 o la que corresponda	Con FRC aplicado		Variación Q/hwh	Variación %	
Tarifa Social DEORSA	Q 2.10	Q	-	Q	-	0.00 %
Tarifa Baja Tensión Simple	Q 2.20	Q	-	Q	-	0.00 %
Promedio		Q	-	Q	-	0.00 %

Fuente: elaboración propia.

11. CRONOGRAMA

Tabla IX. Cronograma de actividades



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsoft Project.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

El trabajo de investigación se realizará con la información de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión que pertenecen al Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, la cual ya se obtuvo a través de una solicitud de Acceso a la Información Pública realizada a la Unidad de Información Pública del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-.

Asimismo, dicho trabajo de investigación se realizará con recursos propios del estudiante de maestría, cuyo desglose se muestra a continuación:

Tabla X. Recursos necesarios para la investigación

No.	Recurso	Monto	Financiamiento
1	Internet	Q. 900.00	Propio
2	Renovación de suscripción de Microsoft 365	Q. 469.99	Propio
3	Papelería y útiles	Q. 500.00	Propio
4	Energía Eléctrica	Q. 544.00	Propio
5	Asesor	Q. 4,500.00	Propio
6	Tiempo propio del investigador	Q. 5,500.00	Propio
7	Plagscan	Q. 300.00	Propio
8	Imprevistos (10 %)	Q. 766.47	Propio
TOTAL		Q. 13,985.39	

Fuente: elaboración propia.

Estos montos son estimados para una duración de nueve meses, el cual es el tiempo planteado para realizar la investigación y la elaboración del trabajo final. Asimismo, dentro del monto total se contemplan los imprevistos, el cual es el 10 % de la sumatoria de los costos fijos. Por tanto, considerando la información

obtenida y los costos necesarios para realizar la investigación, se concluye que es factible llevar a cabo la investigación.

13. REFERENCIAS

1. Aceves, J., Fernández, O., y Torres, J. (2012). *Evaluación de la confiabilidad de subestaciones eléctricas de alta tensión*. (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional, México. Recuperado de <https://1library.co/document/oy86460q-evaluacion-confiabilidad-subestaciones-electricas-alta-tension.html>
2. Administrador del Mercado Mayorista. (2020). *Determinación de Anualidad de la Inversión y Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala, para el Período 2021 – 2022*. Guatemala: AMM.
3. Administrador del Mercado Mayorista. (2022). *Determinación de Anualidad de la Inversión y Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica Económicamente Adaptado de Guatemala, para el Período 2023 – 2024*. Guatemala: AMM.
4. Administrador del Mercado Mayorista. (2006). *Norma de coordinación comercial No. 9. Asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios*. Recuperado de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=213NCC-9%20actualizado%2012-2015.pdf

5. Ardón, A. (2018). *Evaluación de la implementación de una subestación de transformación de 230/13.8 kV contra una de 69/13.8 kV en Escuintla, Guatemala*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/9615/1/Alex%20Inicio%20Ard%C3%B3n%20Marroqu%C3%ADn.pdf>
6. Bocanegra, L. (2022). *Diseño de investigación del análisis técnico comparativo de las subestaciones eléctricas con tecnología Gis y convencionales de 69 kV y su impacto en el monto del peaje en la región central de Guatemala*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2009). *Estudio para el Cálculo del Peaje del Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica de Guatemala*. Guatemala: CNEE.
8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2013). *Marco Legal del Sub-Sector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos*. Guatemala: CNEE. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/pdf/marcolegal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>
9. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2013). *Solicitud de ETCEE de Reconocer a las obras PER indicadas en el Contrato 52 el Factor de Recuperación de Capital*. Guatemala: CNEE.

10. Congreso de la República de Guatemala. (1997). *Ley del Organismo Ejecutivo*. Recuperado de https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/12._Ley_del_Organismo_Ejecutivo_Decreto_114_97.pdf
11. Coronado, J. (2012). *Metodología de Unidades de Construcción Estándar y Valor Nuevo de Reemplazo para el Cálculo de Peajes de Transmisión de Energía de Energía en Guatemala*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0799_EA.pdf
12. Díaz, R. (2020). *Estudio de medición de puesta a tierra en línea de transmisión de 69 kV y subestación eléctrica de distribución de 69/13.8 kV energizados aplicando la Norma IEEE STD.81*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/15657/1/Renato%20Alejandro%20D%C3%ADaz%20Mart%C3%ADnez.pdf>
13. Huaranga, J. (2019). *Evaluación del Valor Nuevo de Reemplazo (V.N.R.) 2018 en sistema de distribución eléctrica de EDELSA para la determinación de tarifas eléctricas*. (Tesis de licenciatura). Universidad Continental, Perú. Recuperado de http://119.8.154.77/bitstream/20.500.12394/7136/3/IV_FIN_109_TE_Huaranga_Vilchez_2019.pdf

14. Ministerio de Energía y Minas. (2020). *Plan indicativo de electrificación rural 2020-2050*. Guatemala: MEM. Recuperado de <https://mem.gob.gt/wp-content/uploads/2020/09/Plan-Indicativo-de-Electrificacion-Rural-2020-2050.pdf>
15. Morales, W. (2015). *Estudio de prefactibilidad para la ampliación de una subestación de operación de 69 kV del sistema nacional interconectado a una subestación de potencia 230 kV, en la ciudad capital de Guatemala*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/1794/1/Williams%20Armando%20Morales%20Monroy.pdf>
16. Ramos, I. (2007). *Estudio jurídico del ente operador del mercado mayorista de electricidad*. (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/04/04_6599.pdf
17. Reyes, C. (2015). *La servidumbre de paso y su forma de constitución* (Tesis de licenciatura). Universidad Rafael Landívar, Guatemala. Recuperado de <http://recursosbiblio.url.edu.gt/tesiseortiz/2015/07/01/Reyes-Carlos.pdf>
18. Santizo, M. (2004). *Métodos de asignación de costos del sistema de transporte*. (Tesis de Licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

19. Say, E. (2012). *Regulación eléctrica de zonas rurales aisladas de Guatemala*. (Tesis de Licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0317_EO.pdf
20. Vásquez, D. (2015). *Análisis técnico económico para la reposición de equipos de potencia en subestaciones de la red de transporte de ETCEE*. (Tesis de Licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/3397/1/Daniel%20de%20Jes%C3%BAs%20V%C3%A1squez%20Aguilar.pdf>