



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO
REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE
LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA**

Sergio Gabriel Noriega Buch

Asesorado por el M.A. Ing. José Emilio Zambrano Quinteros

Guatemala, febrero de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO
REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE
LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

SERGIO GABRIEL NORIEGA BUCH

ASESORADO POR EL M.A. ING. JOSÉ EMILIO ZAMBRANO QUINTEROS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

GUATEMALA, FEBRERO DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. 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 Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
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 DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de noviembre de 2022.

Sergio Gabriel Noriega Buch



EEPFI-PP-1686-2022

Guatemala, 9 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 DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Todas las áreas - Diseño de proyectos eléctricos: aspectos técnicos, sociales, legales, ambientales y financieros**, presentado por el estudiante **Sergio Gabriel Noriega Buch** carné número **200611474**, 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"

José Emilio Zambrano Quinteros
INGENIERO ELECTRICISTA
COL. 12265

Mtro. José Emilio Zambrano Quinteros
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-1411-2022

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 DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA**, presentado por el estudiante universitario **Sergio Gabriel Noriega Buch**, 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

LNG.DECANATO.OI.206.2023

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA**, presentado por: **Sergio Gabriel Noriega Buch**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana



Guatemala, febrero de 2023

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por permitirme culminar esta etapa de mis estudios, por estar conmigo en todo momento y ser el motor de mi vida; por todo, gracias Señor.
- Mis padres** Sergio Noriega y Blanca Buch, por ser mi guía, mis amigos y las personas que más amo en este mundo, por su apoyo y confianza incondicional, mi total y eterna gratitud.
- Mis hermanos** Jessica, Daniel y Andy Noriega, Jimmy Xocoy (q. d. e. p.), por ser los mejores compañeros de vida, por ser mi inspiración y darme fuerzas para nunca rendirme.
- Mis abuelos** Juliana Xocoy, Enrique Noriega, Gloria Herrera (q. d. e. p.) y Santiago Buch (q. d. e. p.), por su cariño y sabios consejos durante toda mi vida.
- Mi familia** Por todo su cariño y por alentarme a cumplir esta meta.
- Una persona especial** Por ser mi compañera, mi confidente y alentarme al cumplimiento de mis metas; gracias Lisbeth Chávez por creer en mí y apoyarme durante este largo camino.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser <i>la alma mater</i> que me abrió las puertas del conocimiento y nutrió mi alma con sabiduría.
Facultad de Ingeniería	Por ser el centro que formó a este profesional, por el conocimiento y valores adquiridos en cada una de sus aulas.
Mis amigos	Por su compañía en este camino, por su apoyo, aliento y amistad incondicional; ustedes forman parte de este triunfo.
Mi asesor	M.A. Ing. José Emilio Zambrano Quinteros, por su tiempo, enseñanzas, consejos y apoyo que me brindó en la elaboración de este trabajo de graduación.
Familia y amigos en general	Por ser mi apoyo y fortaleza durante todos estos años, por ser parte de este sueño.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	7
3.1. Contexto general	7
3.2. Descripción del problema	8
3.3. Formulación del problema	8
3.4. Delimitación del problema	9
4. JUSTIFICACIÓN	11
5. OBJETIVOS	13
5.1. General.....	13
5.2. Específicos	13
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	15
7. MARCO TEÓRICO.....	17
7.1. Mercado Eléctrico Regional.....	17

7.1.1.	Aspectos generales.....	18
7.1.2.	Normativa vigente	20
7.1.3.	Agentes del MER	23
7.1.4.	Funcionamiento.....	24
7.2.	Transacciones en el MER	24
7.2.1.	Mercado de oportunidad regional.....	25
7.2.2.	Mercado de contratos regionales	25
7.2.2.1.	Contratos no firmes físicos flexibles	26
7.2.2.2.	Contratos firmes.....	26
7.2.2.3.	Contratos financieros	27
7.2.3.	Contrato a largo plazo	27
7.2.4.	Generación regional	28
7.3.	Red de transmisión regional.....	29
7.3.1.	Conceptos generales	29
7.3.2.	Instalaciones	30
7.3.3.	Remuneración.....	30
7.3.4.	Cargo Variable de Transmisión (CVT)	32
7.3.5.	Derecho de transmisión	33
7.3.5.1.	Derecho firme.....	33
7.3.5.2.	Derecho financiero punto a punto	34
7.3.6.	Capacidad de la RTR	34
7.4.	Estructura institucional del MER	35
7.4.1.	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).....	36
7.4.2.	Ente Operador Regional (EOR).....	37
7.4.3.	Consejo Director del MER.....	37
7.4.4.	Empresa Propietaria de la Red (EPR).....	38
7.4.5.	Corte Centroamericana de Justicia	38
7.4.6.	Solución de controversias	39

8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	41
9.	METODOLOGÍA.....	45
9.1.	Características del estudio	45
9.1.1.	Diseño	45
9.1.2.	Enfoque	46
9.1.3.	Alcance.....	46
9.2.	Unidades de análisis	46
9.3.	Variables.....	47
9.4.	Fases del estudio	49
9.4.1.	Fase uno: exploración bibliográfica	49
9.4.2.	Fase dos: recolección de información	49
9.4.3.	Fase tres: análisis de la información.....	49
9.4.4.	Fase cuatro: interpretación de la información	50
9.4.5.	Fase cinco: discusión de resultados	50
9.5.	Resultados esperados.....	51
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS	53
10.1.	Herramientas estadísticas	54
11.	CRONOGRAMA.....	55
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	57
	REFERENCIAS	59
	APÉNDICES	63

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema de solución	16
2.	Entidades regionales	19
3.	Estructura regulatoria del MER	20
4.	Estructura del RMER.....	22
5.	Remuneración y pago de la RTR	31

TABLAS

I.	Variables de la pregunta auxiliar uno	47
II.	Variables de la pregunta auxiliar dos	48
III.	Variables de la pregunta auxiliar tres	48
IV.	Cronograma de Actividades	55
V.	Recursos Necesarios	57

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
h	Horas
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
%	Porcentaje
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
GTQ	Quetzales
W	Vatio

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista, entidad que se encarga de la operación técnica y comercial del mercado eléctrico guatemalteco.
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de América Central.
CF	Contrato firme: en este tipo de contrato se asigna una prioridad de suministro en el retiro y tiene asociado un derecho firme.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, es la entidad reguladora del mercado eléctrico de Guatemala.
CNFFF	Contrato no firme físico flexible: modalidad de contrato que no ofrece firmeza en el suministro.
COT	Capacidad operativa de transmisión: es la máxima capacidad con la que el sistema puede operar y garantizar la seguridad, desempeño y calidad de este.

CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, es el ente regulador del mercado eléctrico de América Central.
CVT	Cargo variable de transmisión: es el costo en concepto de transmisión asignado a las transacciones de intercambio en el mercado regional.
DCA	Diario de Centro América
EOR	Ente Operador Regional, es el encargado de la operación técnica y comercial del MER.
EPR	Empresa Propietaria de la Red, agente transportista con instalaciones en toda Centroamérica.
MER	Mercado Eléctrico Regional, ámbito donde los agentes de Centroamérica realizan transacciones de energía eléctrica.
MOR	Mercado de oportunidad regional, en el cual las transacciones son de corta duración y se realizan con un día de antelación.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana, es el marco institucional de la integración regional centroamericana.

SIEPAC

Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de
América Central

RESUMEN

El presente estudio plantea la problemática de que existe un bajo desarrollo normativo para la implementación de contratos a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER), el cual, según su concepción, debía promover la integración energética, el fortalecimiento de las redes de transmisión y el intercambio de energía entre las naciones. Durante más de dos décadas de la creación del mercado, no ha sido posible una armonización regulatoria que propicie la integración de estos mercados.

Como objetivo, este estudio pretende analizar por qué no ha sido posible implementar contratos a largo plazo y proyectos regionales de generación, a pesar de que ya existe una infraestructura robusta de transmisión y un mercado regional. Se analizará el mercado desde tres aspectos: el primero analizará los costos de transmisión; el segundo, las condiciones regulatorias; y el tercero, los conflictos entre las autoridades regionales y locales.

Para llevar a cabo esta investigación se ha tomado como referencia la normativa regional, para comprender el MER, su funcionamiento, el tipo de transacciones que se pueden realizar, la remuneración por los servicios y el marco institucional. De esta manera, se podrá abordar la problemática y examinar el mercado con un mayor conocimiento de las reglas y establecer el porqué de los métodos actuales.

Del mismo modo, para el análisis es necesario recabar información relacionada con los costos de la transmisión, artículos del RMER que limitan las transacciones, disputas resueltas por el regulador regional y los impactos en las

transacciones derivadas de los conflictos. Con esta información se hará un estudio de los parámetros estadísticos, para determinar medias, modas, varianzas, entre otros aspectos; adicionalmente, se hará una ponderación cualitativa de los aspectos normativos.

Finalmente se hará una discusión e interpretación de los resultados, a efecto de determinar las causas de las limitaciones y la forma en que estas podrán ser reducidas. Con ello, será posible proponer ajustes a la regulación regional y establecer un esquema de solución para las necesidades de un mercado de contratos a largo plazo, con lo cual será viable abrir nuevas oportunidades de negocio.

1. INTRODUCCIÓN

Todas las naciones de Centroamérica se dieron cuenta que, para robustecer los sistemas eléctricos y minimizar el riesgo de desabastecimiento de energía, era necesario promover una integración eléctrica regional, la cual debía interconectar los mercados nacionales con uno regional, así como desarrollar un mercado de intercambios de energía entre los países.

Con el pasar de los años, el Mercado Eléctrico Regional ha implementado líneas de interconexión y ha creado un mercado de energía eléctrica; sin embargo, es importante resaltar que a la fecha ha constituido un problema el bajo desarrollo normativo para la implementación de contratos a largo plazo, puesto que ha reducido las opciones de los agentes para realizar transacciones y se ha limitado a efectuar un intercambio de excedentes.

De ahí la importancia de este estudio, el cual se justifica en las directrices de la línea de diseño de proyectos eléctricos, subárea de legislación de la estructura de mercado en economías de libre competencia. Tiene como objetivo identificar adecuaciones a la regulación regional, para la implementación de contratos a largo plazo en el MER.

Será necesario hacer una revisión documental de las normas que rigen el mercado regional, entidades participantes, funcionamiento técnico y comercial, agentes que participan, transacciones comerciales, sistemas de transmisión, entre otros. El objetivo es tener una base de conocimientos sólidos para afrontar la problemática.

Mediante una metodología de análisis mixto no experimental, esta investigación busca explicar las causas que restringen la ejecución de transacciones a largo plazo. Para ello, será necesario analizar la variación de los costos de transmisión, aspectos normativos y establecer si la estructura institucional garantiza la estabilidad del mercado.

Para el desarrollo de este estudio se implementarán cinco fases, las cuales servirán para hacer una exploración bibliográfica del MER, recolección de datos asociados a las variables de estudio, análisis e interpretación de la información mediante herramientas estadísticas.

Finalmente, durante la última etapa se efectuará una discusión de los resultados, para determinar las causas y establecer soluciones, que deriven en ajustes a la normativa y así lograr puntos de mejora que incentiven un mercado competitivo e integrado, con nuevas oportunidades comerciales para los agentes del MER.

2. ANTECEDENTES

Comprender el Mercado Eléctrico Regional (MER) requiere de hacer una revisión de informes, noticias, normas, estudios relacionados con su desarrollo e identificar los problemas más recurrentes y carencias en su operación. En ese sentido, se presentan los antecedentes que dan soporte al porqué del presente trabajo de investigación.

Para empezar, el MER tiene como propósito impulsar un mercado de electricidad que se extienda por Centroamérica. Este mercado debe sustentarse en la gradualidad, reciprocidad y competencia; bajo estos principios deben estructurarse las reglas, normas y leyes capaces de incentivar la evolución de un mercado, que se superponga a los seis mercados nacionales, lo cual será posible si se fortalece la estructura de transporte, y que sea la ruta para las transacciones regionales en cualquier modalidad de plazo. (SICA, 1996)

Fernández (2021) efectuó en la revista *Guatelectrica, Quinta Edición*, una descripción del objetivo de los tratados internacionales, específicamente el Tratado Marco de América Central, donde indica que el MER se limita únicamente a un mercado de excedentes y dejó a un lado sus principios, los cuales deberían ser la base de su funcionamiento. Se describen también los últimos conflictos entre el regulador regional y el regulador de Guatemala, así como la falta de certeza jurídica al momento de dirimir estos, ya que las entidades regionales son juez y parte.

Mediante su informe, la CEPAL (2013) indica que, si bien el proyecto de interconexión fue concluido, aún existe una serie de obligaciones por

desarrollar, las cuales son responsabilidad de los reguladores y operadores nacionales CRIE y EOR; sin esto no es posible que existan transacciones para periodos más allá de un año.

Por medio del Informe CRIE (2020) se muestra una panorámica general al año 2020 del MER. En este se presentan los principales indicadores socioeconómicos, precios, transacciones, agentes y avances del mercado en general; se hace un especial énfasis en la capacidad regional instalada y las instalaciones de transmisión desarrolladas al 2020.

A través de su artículo, Vives (2006) expone que la etapa de la liberalización en los mercados eléctricos ocurre porque la competencia es un punto de partida para la eficiencia, ya que los mercados competitivos por sí solos emiten las señales oportunas de producción e inversión para las empresas.

Prensa Libre señala en una publicación el actuar arbitrario del EOR, entidad que desconectó a Guatemala del MER durante 600 horas acumuladas y obstaculizó la exportación de 200 MW cada hora. Ante ello, Guatemala presentó sus alegatos a las autoridades regionales, quienes dieron una respuesta negativa, por lo que fue necesario elevar esta queja a la Corte Centroamericana de Justicia, la cual emitió criterio en favor de Guatemala; sin embargo, CRIE desconoció los fallos de la Corte. (Bolaños, 2019)

Curruchich (2021) manifiesta en el artículo del DCA que Guatemala, con el soporte del sector eléctrico, anunció su retiro del MER, debido a anomalías en el tratado y las reglas que se derivan. Se indica que se han tomado decisiones arbitrarias, las cuales afectan a los agentes guatemaltecos y

desvirtúan la funcionalidad del mercado, un hecho contrario a los fines para los cuales fue creado este.

Además, en el aspecto de transmisión, Tovar Hernández y Ventura (2016) hacen un análisis de los niveles de transferencia en los países de Centroamérica. Manifiestan que esta ha aumentado en los últimos años, debido a la incidencia directa del inicio de operaciones del SIEPAC; no obstante, aún no ha sido posible alcanzar el límite de transferencias regionales fijado en 300 megavatios. Lo anterior se debe a que existen países que han utilizado las redes regionales como complemento de las nacionales, pero aún no han implementado los refuerzos en sus sistemas.

Levy et al. (2020) afirman que la integración energética no es nada nuevo, sin embargo, aún queda mucho camino por recorrer. Desde el punto de vista institucional, las entidades de la región son inexistentes o débiles en su actuar porque carecen de autoridad para dirimir conflictos; generalmente no son capaces de desarrollar normativas regionales que armonicen con las leyes de las naciones suscritas al tratado.

Como hemos podido ver, existen deficiencias en el MER que lo restringen y lo reducen a un mercado de excedentes, con una limitada evolución para la implementación de relaciones contractuales para periodos extensos, con incertezas en los cargos de transmisión. Las entidades regionales son incapaces de armonizar la regulación, lo que ha desatado una sucesión de conflictos entre regulador regional y local.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Derivado de la necesidad de interconectar los sistemas eléctricos de los países de Centroamérica, surge el Mercado Eléctrico Regional cuyo objetivo era una integración eléctrica mediante un mercado sustentado en los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad. Aunque se ha logrado el desarrollo de las interconexiones entre los países, aún no ha sido posible integrar un mercado regional, en el cual se puedan establecer contratos a largo plazo entre agentes de distintos países.

3.1. Contexto general

Este mercado regional actual es el ámbito en el cual los agentes de los distintos países efectúan intercambios de energía; sin embargo, este intercambio solo es posible en el corto plazo, porque únicamente se transan excedentes sin que sea posible la ejecución de contratos a largo plazo.

Luego de la firma del Tratado Marco se ha fortalecido el sistema de transmisión en la región centroamericana, se han interconectado los países miembros; sin embargo, no ha sido posible utilizar toda la capacidad de transporte para la realización de transacciones. Lo anterior se debe a que algunos de los países miembro han incumplido con implementar refuerzos nacionales, ya que han optado por utilizar la infraestructura de las interconexiones regionales para este fin. Aunado a ello, el costo de la transmisión tiene variaciones que no son fáciles de predecir a largo plazo.

En lo que respecta a entidades regionales, estas han tratado de desarrollar una normativa acorde a las necesidades del mercado; sin embargo, han decidido imponer su visión de mercado, sin considerar los principios de gradualidad, competitividad y reciprocidad en los cuales se sustenta el MER. En consecuencia, no existe armonía entre la regulación local y regional, lo cual ha desatado conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades locales, hasta el punto de efectuar desconexiones unilaterales por parte del operador del sistema regional.

3.2. Descripción del problema

Actualmente, el Mercado Eléctrico Regional se ha limitado a transacciones de corto plazo, donde se intercambia únicamente excedente pero no ha sido posible implementar un mercado de contratos a largo plazo. Esta situación se puede atribuir al bajo desarrollo normativo para este tipo de transacciones, ya que la normativa actual provee poca certeza en los costos de transmisión, genera barreras de tipo normativo e incerteza en la resolución de conflictos entre los actores de mercados nacionales y regionales.

3.3. Formulación del problema

Para comprender el bajo desarrollo normativo para contratos a largo plazo en el MER, es necesario identificar las causas y efectos que se derivan en este proceso. Para ello, se propone a continuación una pregunta central que enmarque la problemática descrita con anterioridad, así como tres preguntas auxiliares que complementen a la principal, que ayuden a plantear una solución o definir recomendaciones.

- Pregunta central:

¿Qué condiciones de la regulación regional impiden el desarrollo de contratos a largo plazo dentro del Mercado Eléctrico Regional?

- Preguntas auxiliares:

Para responder a la pregunta central se deberán responder las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cuál es la influencia de la variación de los costos de transmisión para realizar transacciones a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional?
- ¿Cuáles son los artículos del RMER que limitan el mercado eléctrico regional a un mercado de excedentes e impiden el desarrollo de un mercado con contratos a largo plazo?
- ¿Cómo afecta la estabilidad del mercado a largo plazo la incerteza en la resolución de conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades nacionales?

3.4. Delimitación del problema

Este diseño de investigación se centrará en el análisis de las condiciones regulatorias del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica. Se debe considerar que a la fecha y mediante la línea SIEPAC se ha logrado la interconexión de los países miembros; sin embargo, no ha sido posible desarrollar todo el potencial del mercado. Actualmente, los países miembros del

MER únicamente intercambian excedentes en contratos de corto plazo, sin poder acceder a horizontes más allá de un año, sin que ello implique un riesgo adicional.

En ese sentido, el bajo desarrollo de condiciones regulatorias para contratos a largo plazo no es atribuible únicamente a un factor. Para esta investigación limitaremos el análisis a tres factores, importantes y vitales: el primero se refiere a la incerteza de los costos de transmisión; el segundo analiza el poco desarrollo normativo que existe para transacciones a largo plazo, debido a la baja integración normativa; y el tercer factor se refiere a la incerteza en la resolución de conflictos.

Lo descrito con anterioridad nos revela que a la fecha no ha sido posible explotar todo el potencial de las interconexiones y del mercado regional, ya que se ha limitado el acceso a energías más baratas, provenientes de otros países y de un mercado de transacciones a largo plazo entre los agentes del MER.

Finalmente llegamos a la interrogante principal de esta investigación: ¿Qué condiciones de la regulación regional impiden el desarrollo de contratos a largo plazo dentro del Mercado Eléctrico Regional?

4. JUSTIFICACIÓN

Este estudio se justifica en la línea de investigación de diseño de proyectos eléctricos: aspectos técnicos, sociales, legales, ambientales y financieros, específicamente en la subárea de legislación de la estructura de mercado en economías de libre competencia, de la Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados. El objetivo de este trabajo es aportar recomendaciones y puntos de mejora para la regulación regional, mediante el análisis de la situación actual del mercado y las barreras que han impedido el desarrollo de un mercado competitivo y de contratos a largo plazo.

Para comprender estas barreras se debe analizar la transmisión regional y determinar costos de los agentes que realizan transacciones, modelos de remuneración y la trazabilidad de los precios en el largo plazo. Se debe comprender todo lo que implica el uso de la red de transmisión para los agentes que efectúan transacciones. Es necesario identificar si el cobro de este servicio es congruente con las transacciones de mercado y determinar cómo afectan las variaciones en este costo, para la realización de transacciones a largo plazo.

Otro de los objetivos es efectuar un análisis de las condiciones regulatorias que limitan las transacciones. Para el desarrollo de estas es de suma importancia que las reglas del mercado sean claras y que no existan condiciones que limiten la competitividad de los países miembro. Es necesario evaluar los mecanismos actuales para resolución de conflictos, en los cuales estén involucradas las entidades regionales.

A través de este estudio se busca saber las causas que han limitado el desarrollo de las transacciones en la región, para identificar recomendaciones, propuesta de nuevos modelos o eliminación de las barreras que limitan la competitividad del mercado regional.

Finalmente, el aporte de este trabajo es identificar y proponer mejoras en la regulación regional, que incentiven un mercado competitivo y a largo plazo, con nuevas alternativas de negocio. Además, que ayude a entidades regionales, agentes, países y usuarios de la región que se podrían beneficiar de nuevos modelos de contratación, que propicien el acceso a energía proveniente de otros países durante grandes periodos de tiempo.

5. OBJETIVOS

Este trabajo de investigación persigue cumplir los objetivos detallados a continuación.

5.1. General

Identificar adecuaciones en la regulación regional, que permitan el desarrollo de un mercado eléctrico regional con contratos a largo plazo.

5.2. Específicos

Para cumplir con el objetivo principal, será necesario plantearnos los siguientes objetivos específicos.

- Analizar si las variaciones en el costo del servicio de transmisión afectan las transacciones a largo plazo.
- Establecer qué disposiciones regulatorias limitan las transacciones en el mercado eléctrico regional a largo plazo.
- Definir los mecanismos para la resolución de conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades nacionales, que garanticen la estabilidad del mercado.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Mediante el presente estudio se pretende determinar los puntos de mejora o modificaciones en la regulación regional, que incentiven un mercado regional con contratos a largo plazo.

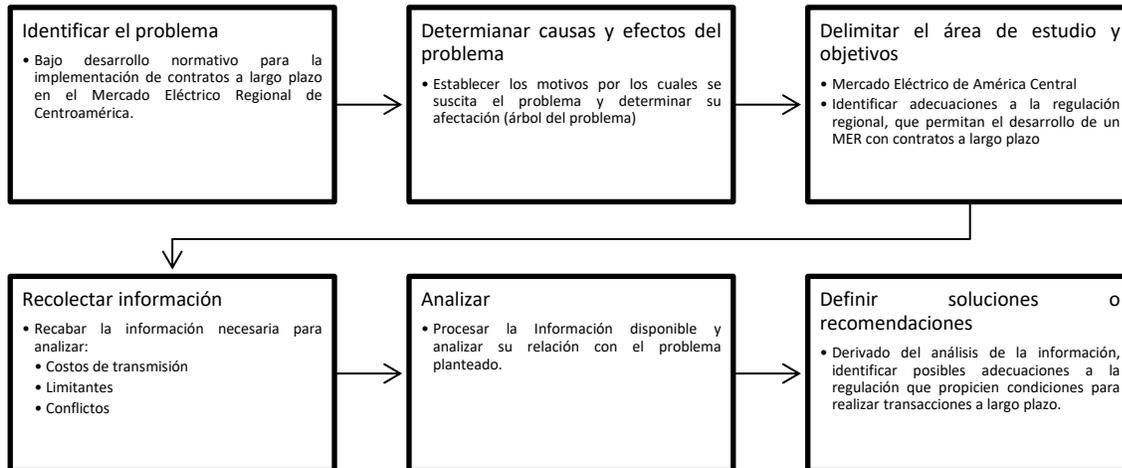
Estas propuestas de mejora surgen por la necesidad de abrir oportunidades de negocio para los agentes del MER, mediante el acceso a proyectos de generación regional, que permitan un mayor intercambio de energía entre los países, a un precio competitivo y por periodos de tiempo más allá de un año. Para ello, es necesario una armonización regulatoria entre los países miembros del tratado y las entidades regionales.

Es importante recordar que los mercados evolucionan constantemente. Tal como se indicó anteriormente, es necesario evaluar la situación actual del mercado y las transacciones de los últimos años, con el objetivo de tener información que permita sustentar el porqué de cada una de las adecuaciones a plantearse.

Uno de los retos que afrontan los agentes al efectuar transacciones, es la disposición de capacidad en la transmisión y el costo variable de transmisión, el cual ha tenido un comportamiento poco predecible en los últimos años y dificulta la firma de contratos a largo plazo. Mediante esta investigación se plantearán las posibles metodologías, para dar certeza a los costos de transmisión y, de esta manera, incentivar las transacciones regionales a largo plazo.

Por medio del análisis se podrán determinar las condiciones regulatorias que actualmente limitan la implementación de contratos a largo plazo, la forma de operar de los agentes y cómo estas afectan las transacciones dentro del MER. La finalidad será aumentar la cantidad de transacciones entre los agentes y ampliar los periodos de contratación entre agentes de diferentes países.

Figura 1. **Esquema de solución**



Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word.

Como se observa en la Figura 1, el esquema se centra en la identificación del problema, la delimitación, establecer causas y efectos, recolectar información, analizarla, interpretarla y definir las soluciones y recomendaciones.

7. MARCO TEÓRICO

Comprender la problemática planteada requiere de una revisión bibliográfica, la cual tendrá como pilar principal las normas que rigen el MER; además, se incluirán otros conceptos que reforzarán y sustentarán el presente trabajo de investigación.

7.1. Mercado Eléctrico Regional (MER)

Con la finalidad de efectuar una integración eléctrica, los gobiernos de América Central, excepto Belice, convinieron conformar un mercado que fuera de uso común a la región, al cual denominaron Mercado Eléctrico Regional (MER). Este se incorporaría a los mercados de cada nación, acuerdo que fue materializado mediante el denominado Tratado Marco del MER.

En su artículo primero, el tratado define el objetivo de esta integración, el cual cita que es “la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región” (Tratado Marco, artículo 1 de 1996).

Para hacer posible este nuevo mercado se tomó en cuenta dos aspectos que resultan fundamentales. El primero de ellos era la construcción y crecimiento de una infraestructura, compuesta por líneas que interconectan y refuerzan la transmisión a lo largo de toda la región; estas se extenderían desde Guatemala a Panamá. El segundo aspecto considerado fue la promoción de intercambios de productos asociados a la electricidad, mediante la habilitación y

evolución de un mercado que posibilitara transacciones a plazos de corta y larga duración; estas últimas debían incentivar la creación de centrales productoras de energía a nivel regional.

A más de veinticinco años de la firma del tratado, el Mercado Regional es un espacio donde los participantes han tenido los medios para ejecutar transacciones de energía fuera de sus fronteras, lo cual expandió sus oportunidades de negocio; sin embargo, hace falta superar algunas limitaciones para lograr una verdadera integración de los mercados.

7.1.1. Aspectos generales

Para que un mercado sea funcional y sostenible en el tiempo es necesario definir las pautas normativas de participación. Para ello, los gobiernos de Centroamérica deciden firmar el Tratado Marco en el año de 1996, que es la base sobre la cual se desarrollaría el resto de la normativa regional y el cual da origen al MER.

Este mercado propició la apertura de los seis mercados nacionales, así como su integración a uno regional. Se otorgó a los participantes de los países la oportunidad de vender y comprar energía eléctrica; este mercado se soporta en tres principios fundamentales: competencia, gradualidad y reciprocidad.

A través de la competencia se busca la libertad para el desarrollo de actividades en la prestación de un servicio, mediante reglas objetivas que fomentarán la transparencia y un trato igualitario, con lo cual se logra la participación de los agentes en igualdad de condiciones.

Por medio de la gradualidad se busca que el mercado se integre de forma natural; para ello se deben incorporar integrantes nuevos al MER, buscar la operación ordenada y sistematizada entre los mercados, el fortalecimiento y extensión de las interconexiones. Finalmente, dotar al mercado de entidades regionales sólidas que alienten el progreso armónico del mercado.

Mediante la reciprocidad, cada país miembro estará facultado de aplicar a otro país las mismas normas y reglamentos que esa nación emplea de forma temporal, para lograr la integración gradual.

Además de un marco regulatorio, otro aspecto importante es su estructura institucional, la cual está comprendida por las entidades listadas en la figura 2.

Figura 2. **Entidades regionales**



Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word.

Adicionalmente, para hacer viable este mercado fue necesario que las naciones fueran conectadas de forma física, mediante líneas de interconexión. Estas serían el medio para transportar la energía eléctrica y la base sobre las cuales se efectúen las transacciones; para ello se desarrolló la RTR, la cual está compuesta por las líneas del SIEPAC y aquellas que el EOR considere indispensables para el buen desempeño del MER.

En síntesis, podemos describir el MER como un mercado mayorista de electricidad, que se basa en normas, sustentado en un marco institucional y con una estructura de transmisión que permite a los agentes de la región ejecutar transacciones comerciales de energía eléctrica.

7.1.2. Normativa vigente

Con el objetivo de garantizar el correcto desempeño del MER, fue necesario definir los criterios legales, normas y leyes que guíen su funcionamiento. Mediante esta normativa se persigue la incorporación de los mercados y una regulación que armonizara con la normativa vigente en los diferentes países. La Figura 3. presenta la forma en que se integra el marco regulatorio.

Figura 3. Estructura regulatoria del MER



Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word

En primera instancia, el Tratado Marco es el documento de mayor jerarquía jurídica en relación con el MER; este define las circunstancias que propicien la creación e incentive de forma progresiva el crecimiento de un mercado común en la región. Debe ser competitivo y sin dejar de ser recíproco e igualitario, que sea capaz de incentivar la sostenibilidad de las naciones participantes y abrir los mercados locales a uno regional; dar acceso a la RTR, así como al intercambio de productos derivados de la energía entre los participantes. (Echevarría et al., 2017)

Si bien el tratado establece los cimientos, para favorecer su cumplimiento y aplicar correctamente los conceptos contenidos en este fue necesario desarrollar el Primer y Segundo Protocolo, los cuales enmarcan y amplían los principios, fines y toda aquella disposición necesaria para cumplir las premisas plasmadas en el Tratado Marco.

Por ello, el Primer Protocolo fue creado para facilitar y aclarar la interpretación de algunos aspectos establecidos en el Tratado Marco. El objetivo era que los intereses de los países estuvieran en armonía, para evitar interpretaciones equívocas respecto de aspectos del MER. Dentro de las modificaciones se incluyeron aspectos de operación del mercado, aspectos concernientes al funcionamiento y estructura de la EPR, estructura y financiamiento del EOR y aspectos relacionados con la resolución de controversias. (SICA, 1997)

Años más tarde, derivado de las nuevas necesidades del MER, surge el Segundo Protocolo para reformar algunos puntos en la regulación, cuyo objetivo fue reforzar aspectos jurídicos del mercado para su funcionamiento eficaz. Este protocolo se orientó a definir aspectos relevantes del MER y a definir requisitos de habilitación para agentes; se define un régimen sancionatorio, medios para

solventar controversias, pago de servicios, la forma en que debía impulsarse la integración y armonía de las reglamentaciones locales con la regional, creación del CDMER y definir el objetivo de la CRIE. (SICA, 2007)

Si bien el Tratado Marco y sus protocolos son el punto de partida para la implementación de un mercado regional, fue necesario la creación de una normativa que integrara aspectos técnicos de la operación de este. En consecuencia, surge el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, conformado por cinco libros; la Figura 4. describe cada uno y los aspectos que este regula.

Figura 4. Estructura del RMER



Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word

Además de las reglas básicas de la coordinación comercial y técnica, el reglamento contiene lo relativo a la remuneración por servicios de transmisión regional, lo relativo a la vigilancia y lo concerniente a la calidad y sus niveles requeridos, así como las sanciones por incumplir estas disposiciones.

Adicional a la normativa ya mencionada, es importante señalar que la CRIE tiene dentro de sus atribuciones emitir resoluciones que modifiquen o complementen los aspectos contemplados en el reglamento, así como establecer nuevas disposiciones regulatorias concernientes al MER.

7.1.3. Agentes del MER

Dentro del MER se podrán desarrollar la generación, distribución, transmisión, comercialización y consumo de electricidad. Cualquier persona o entidad que ejecute estas actividades y esté acreditado por el EOR para tomar parte en el mercado, podrá considerarse como agente.

Ser agente del MER otorga la posibilidad de realizar intercambios de energía eléctrica mediante los mercados de oportunidad y contractual; el derecho a requerir la revisión, en caso de dudas respecto de los montos consignados por transacciones; plantear o ser consultado respecto de propuestas de reformas en las normas; presentar ante el EOR recursos de reconsideración; el derecho de impugnar resoluciones emitidas por la CRIE y al suscitarse investigaciones tendrá derecho al debido proceso.

Para el caso de los agentes del MER, dueños de las instalaciones de transmisión, podrán llevar a cabo las actividades de transporte de energía y recibir la retribución que corresponda, conforme a las normas.

Finalmente, la regulación precisa las obligaciones de estos, entre las cuales se puede resaltar el pago por los servicios del EOR y CRIE, el costo incurrido por las transacciones y otorgar acceso a delegados CRIE-EOR para realizar evaluaciones a sus instalaciones. Además, respetar las directrices de medición comercial, comunicación, control y supervisión, maniobrar sus equipos

conforme a las normas, constituir las garantías requeridas para las transacciones, cancelar las multas y sanciones impuestas y entregar los datos que sean requeridos.

7.1.4. Funcionamiento

Para la operatividad del MER es necesario el cumplimiento de dos condiciones. Primero, es esencial contar con instalaciones que interconecten los mercados locales de las naciones participantes, y para ello fue desarrollado el proyecto SIEPAC, construido de 2006 a 2012, donde el Tratado Marco define como se hará la retribución de esta instalación. La segunda condición busca la creación de un mercado de intercambios en él, donde los agentes pueden pactar la compraventa de electricidad de forma diaria. El EOR es el encargado de coordinar esta actividad y publicar el informe que contenga las transacciones programadas, para posteriormente determinar las desviaciones causadas por la operación real del sistema y los precios con los que se liquidarán las transacciones de desvíos.

7.2. Transacciones en el MER

En primer lugar, el MER es un ámbito donde se transan regionalmente productos derivados de la electricidad, entre ellos la energía eléctrica, transmisión, servicios auxiliares, cuotas de regulación y operación. Para cada producto se define sus propias reglas de mercado.

Para realizar transacciones existen dos modalidades: la primera consiste en transacciones que son el resultado de un despacho a nivel MER, el cual busca la eficiencia económica; la otra modalidad corresponde a transacciones pactadas en común acuerdo, donde las partes compradora y vendedora

acuerdan volúmenes, plazos y precios; posteriormente declaran ante el operador los volúmenes y fechas de ejecución.

7.2.1. Mercado de oportunidad regional

Para hacer transacciones en el mercado de oportunidad es necesario considerar que estas son de corta duración, la declaración se hace con un día de antelación. El agente que participa en este mercado hace sus ofertas de inyección y retiro cada hora. Este es el plazo definido como periodo de mercado, las ofertas se realizan en los nodos de la RTR autorizados comercialmente, cada oferta horaria es informada a los operadores de mercado o sistemas nacionales, la casación de las ofertas se hace en función del predespacho, el precio estipulado para cada oferta dependerá del nodo en que este se realice, el cual es determinado por el operador. (RMER, 2005)

Adicional a las ofertas de oportunidad, dentro de este mercado se consideran las ofertas de flexibilidad asociadas a los contratos, así como las transacciones que resulten por las variaciones en tiempo real.

7.2.2. Mercado de contratos regionales

Para fomentar la interacción entre agentes suministradores y consumidores fue necesario definir un mercado de contratos, las pautas para su conducción y la forma de despacho. El RMER otorga la libertad de pactar libremente los precios y las condiciones contractuales, cada interesado asume los riesgos que conlleva cada transacción, conforme a su percepción.

Para este mercado, el RMER define tres características para establecer las clases de contratos. La primera se refiere a la prioridad de la entrega o de

suministro, la cual otorga a los contratos la calidad de firmes o no firmes; la segunda característica es sobre el tipo de relación contractual, la cual puede ser financieros o físicos flexibles; y la tercera característica corresponde al cubrimiento de riesgos por el costo de transmisión, que se divide en cubiertos mediante derechos de transmisión o mediante ofertas máximas de pago por CVT. (RMER, 2005)

7.2.2.1. Contratos no firmes físicos flexibles

Este contrato surge de la necesidad de intercambiar energía entre las partes; no obstante, no existe firmeza en el suministro, la entrega dependerá de los costos que los involucrados decidan pagar por el CVT y de la congestión que exista en las interconexiones. La cualidad de flexible se refiere a que el contrato puede ser suministrado por el vendedor o por MOR, siempre que el precio lo permita; asimismo, el comprador podrá venderlo al MOR.

Transacciones bajo esta modalidad deben ser tomadas en cuenta dentro del predespacho.

7.2.2.2. Contratos firmes

Esta modalidad tiene la particularidad de que existe una prioridad de entrega en el retiro de energía, ya que el comprador tendrá asegurado el suministro de esta. Esta condición depende de que una de las partes se haya hecho acreedora a un derecho de transmisión. En esa línea, las partes pactan libremente las condiciones de precio y los volúmenes de energía a intercambiar; la parte de la transmisión está cubierta por el derecho de transmisión, el cual se obtiene mediante el mecanismo de subasta.

7.2.2.3. Contratos financieros

Es un tipo de contrato que no tiene efecto alguno sobre el predespacho regional, debido a que no tiene asociada oferta dentro del mercado de oportunidad, únicamente es considerado para la conciliación de transacciones. Este tipo de contrato es el menos utilizado, ya que no tiene un uso práctico o de momento no se ha desarrollado en su totalidad la forma de realizar transacciones bajo esta modalidad.

7.2.3. Contrato a largo plazo

Un contrato a largo plazo es un compromiso de compraventa de una cantidad establecida de energía eléctrica, potencia o ambas, las cuales serán entregadas posteriormente a un precio establecido por anticipado. Como participantes tendremos un suministrador y un consumidor: el suministrador estará obligado a entregar el producto en las cantidades y plazos acordados, mientras que el consumidor deberá recibir la cantidad de energía o potencia, y pagar el precio pactado. (Trespalacios et al., 2017)

Regularmente, estos contratos pactan de forma libre las condiciones de precio, volúmenes de entrega y plazo de suministro. El vendedor desea asegurarse un flujo de ingresos durante un plazo determinado, y el comprador tendrá como objetivo asegurar el suministro con un precio competitivo.

Hasta el momento no se ha definido una cantidad de tiempo que separe el corto y largo plazo; sin embargo, el largo plazo podría definirse como un lapso lo suficientemente grande como para que se permita un ajuste de todos los factores de producción. (Kirschen y Strbac, 2004). Según Lewis (1966), la duración de los planes se pueden definir como de corto, mediano y largo plazo,

para este último define un alcance de entre diez y veinte años. Esta definición de plazo es comúnmente aceptada hoy en día, por lo que el largo plazo se podrá considerar como un periodo superior a diez años.

Como parte de los objetivos trazados en el tratado, se pretende fomentar contratos de larga duración entre los agentes, en la búsqueda de un mercado sostenible y competitivo. A la fecha, este concepto no ha sido desarrollado dentro del RMER, es un aspecto poco explorado por la normativa.

7.2.4. Generación regional

Este concepto se encuentra definido en el tratado, el cual indica que dentro del MER se podrá transar energía eléctrica producida por cualquier central conectada a este, siempre y cuando la entidad que represente a la central se encuentre habilitado como agente. (Tratado Marco, 1996)

Asimismo, los agentes podrán construir centrales de generación en cualquier parte de los Estados suscritos al tratado, para ello deberán acatar las normas de cada nación. Por aparte, cada gobierno debe definir las condiciones bajo las cuales se desarrollarán estas centrales.

Corresponde al CDMER la responsabilidad de establecer las disposiciones para la implementación de generación regional; sin embargo, este aspecto aún no ha sido desarrollado normativamente, únicamente se intercambian los excedentes. Se han dejado a un lado los proyectos de producción a nivel regional, los cuales debieran tener como objetivo abastecer la demanda regional con plantas dedicadas para ello, sin importar la ubicación física de los puntos de consumo y producción.

7.3. Red de transmisión regional

Antes de la creación del MER, los Estados de Centroamérica identificaron el potencial de los proyectos de conexión de sus sistemas eléctricos. Durante las décadas de 1970 y 1980 se gestaron los cimientos para interconectar los países mediante acuerdos bilaterales; el objetivo era intercambiar energía de excedentes y de emergencia; sin embargo, estas interconexiones carecían de solidez.

Para hacer posible la ejecución de transacciones de compraventa de energía entre las naciones de Centro América, era necesario dotar a la región de un sistema de transporte que interconectara a los países y agentes participantes del MER. Por esta razón, los Estados miembro acordaron crear un esquema de transmisión conocido como línea SIEPAC.

7.3.1. Conceptos generales

Para comprender la transmisión en la región y su objetivo dentro del MER es necesario considerar algunos aspectos básicos, que son indispensables para impulsar esta actividad dentro del MER.

Podemos conceptualizar la transmisión regional como el medio físico por el cual la energía circula de un país a otro y atraviesa sus fronteras; esto permite la realización de transacciones entre agentes de diferentes países, ya que las líneas de interconexión juegan un papel medular en todo este mercado. Para que este proceso sea funcional, las instalaciones deben ser de libre acceso y los cargos por su utilización quedarán regulados por la CRIE.

Esta red está integrada por las interconexiones actuales y futuras, así como por las instalaciones de transmisión locales, necesarias para posibilitar los intercambios de energía. Inicialmente los países habían desarrollado interconexiones bilaterales; sin embargo, para tener una integración real fue necesario interconectar a los países mediante líneas de transmisión de 230 kV, lo que hoy conocemos como la línea SIEPAC.

7.3.2. Instalaciones

Es oportuno destacar aspectos del primer sistema de interconexión. El SIEPAC está conformado por mil ochocientos km de línea en 230 kV, los cuales atraviesan Centroamérica y tiene una capacidad nominal de trescientos megavatios en su primer circuito. (Levy et al., 2020)

No obstante, la RTR tiene instalaciones adicionales a las del SIEPAC, dentro de ellas podemos mencionar las instalaciones de interconexión previas, así como todas las instalaciones que sean indispensables para llevar a cabo transacciones de compraventa en el mercado.

Para ser parte de la RTR las instalaciones serán identificadas cada año durante noviembre, para dicho fin se analizará un lapso de cinco años, mediante cinco pautas de identificación definidas en el RMER; la red podrá variar interanualmente, ya que según estas pautas podrían agregarse o retirarse elementos.

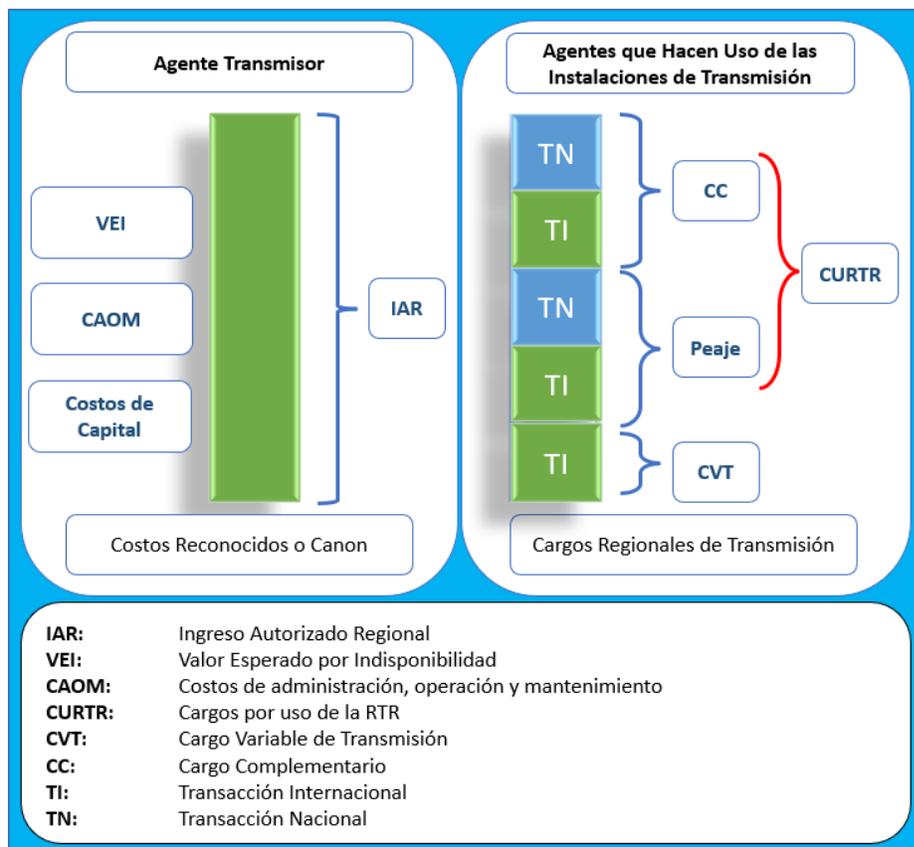
7.3.3. Remuneración

Por medio del RMER se dispone cómo será pagada la transmisión regional. Los transportistas, como dueños de las instalaciones, tienen el

derecho a un pago por el uso de estas, y para ello fue creado el denominado Ingreso Autorizado Regional (IAR). La Figura 5 muestra la forma en que está integrado.

Esta remuneración, a la que son acreedores los transportistas, debe ser trasladada a los agentes que hacen uso de estas instalaciones en forma de cobro; el artículo número catorce del tratado define el régimen de remuneración de la transmisión. La Figura 5 muestra los elementos para este recaudo.

Figura 5. Remuneración y pago de la RTR



Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Power Point

Para empezar, el CVT será internalizado a través de las transacciones de oportunidad. Para los contratos este cargo se cobrará de forma explícita, será el agente quien declare el máximo a pagar por este rubro; el cargo complementario y el peaje conforman el CURTR, que será abonado por los usuarios de la RTR; de este cobro quedarán excluidos los transmisores.

Por aparte, el CURTR utilizará para su cómputo el ingreso por recolectar, el cual estará integrado por el 50 % del IAR, más la resta que resulte de las subcuentas de compensación por faltantes y excedentes, menos el ingreso estimado por CVT y menos el ingreso correspondiente a los pagos por derecho de transmisión. Este ingreso por recolectar es la base para el cálculo del cargo por peaje, así como para el cargo complementario, cuya metodología será aplicada a cada instalación y el cálculo se repetirá a los seis meses.

Finalmente, el cobro por peaje será el resultado de la utilización de las instalaciones, se calculará para cada elemento como el producto del ingreso por recolectar y la proporción del flujo neto sobre la capacidad de operación. Este será asignado proporcionalmente para transacciones nacionales o del MER y considera la dirección del flujo neto; en lo que respecta al Cargo Complementario, será la parte de los ingresos a recolectar que no es posible asignarse mediante peaje.

7.3.4. Cargo Variable de Transmisión (CVT)

Todas las transacciones de contratos en el MER tienen asociado un cargo de transmisión; este se calcula para cada hora y es el resultado de la multiplicación de la energía del contrato por la diferencia de precios en los nodos de retiro e inyección. Este cargo tiene una característica muy particular,

ya que al ser producto de una resta podrá resultar en un cargo o monto por pagar o en un abono o monto a recibir por el agente.

Como se mencionó, la determinación del CVT se hace de forma horaria y depende de la diferencia de los precios entre los nodos. Esto hace que el CVT presente variaciones para cada hora que sea calculado, las cuales están asociadas a las condiciones de precio en cada mercado y a los nodos que sean seleccionados para realizar las transacciones. Un agente podrá establecer la energía para cada transacción y para el CVT la oferta máxima de pago, debido a que por su variabilidad es poco probable determinar el valor de este en cada hora.

7.3.5. Derecho de transmisión

Dentro del Mercado Eléctrico Regional se denomina derecho de transmisión a un documento, el cual confiere a un agente (denominado titular) el derecho financiero o de utilización sobre una porción de capacidad de la RTR durante un determinado periodo, que se llama vigencia del derecho.

Este derecho de transmisión es asignado por el Ente Operador Regional mediante un proceso de subasta, para períodos de validez mensual o anual.

7.3.5.1. Derecho firme

Por medio de este derecho se atribuye a un agente no transportista la capacidad de hacer inyecciones o retiros de energía entre nodos de la RTR. La asignación de este derecho se efectúa mediante un proceso de subasta, el cual es convocado por el operador, cuya adjudicación será mensual o anual. Es importante mencionar que los derechos firmes están asociados a contratos

firmes, estos últimos serán inscritos en el EOR, finalizada la asignación y pagado el costo de este. (EOR, 2017)

Cualquier poseedor de un derecho firme tendrá el derecho u obligación de recibir o pagar según corresponda una retribución por congestión; esto ocurre en función de la capacidad adjudicada y está asociada al respectivo contrato firme.

7.3.5.2. Derecho financiero punto a punto

Como característica principal, este derecho es financiero y otorga a su poseedor el derecho u obligación de recibir o pagar una renta por congestión. El valor de este será determinado por la resta del precio del nodo de retiro, menos el de inyección, multiplicados por la capacidad adjudicada a dicho derecho.

Además, la potencia de cada derecho es la que asigna el EOR en cada subasta de derechos firmes; en el caso del DFPP no existe un compromiso físico, únicamente es una relación financiera.

7.3.6. Capacidad de la RTR

Establecer la capacidad de la RTR requiere comprender que esta se determina con base en la operatividad y en las características físicas de las instalaciones.

Para este caso, la regulación considera dos capacidades: una de ellas corresponde a la declarada por cada transmisor, que es de índole técnica y está relacionada con la capacidad máxima que una línea puede transmitir conforme su diseño, por lo que es un atributo físico de la instalación; la otra capacidad

corresponde a cómo esta instalación puede operar dentro del sistema, se denomina Capacidad Operativa de Transmisión (COT).

La COT será determinada por el operador y es la mayor potencia que se podrá transmitir entre dos nodos. Deberá cumplir con los criterios de a) calidad, b) seguridad y c) desempeño, así como lo requerido por las normas de cada nación. Su objetivo es definir escenarios operativos del MER y lo concerniente a capacidad.

Adicionalmente, la capacidad operativa será determinada una vez al año por el EOR, considerará la información presentada por los transportistas y los Operadores de Mercado y Sistema de cada país.

Es labor del EOR garantizar el derecho de acceso a la RTR, en igualdad de prioridad para los participantes que hacen retiros de energía, condicionado a que debe de existir COT.

7.4. Estructura institucional del MER

Para asegurar el correcto desempeño del mercado se estableció una estructura de instituciones, así como las normas generales de funcionamiento, los roles y responsabilidades de las entidades regionales.

En lo que a las entidades regionales se refiere, el objetivo de estas es garantizar el funcionamiento, vigilancia, operación y coordinación del mercado y a su vez dar cumplimiento a los fines dispuestos en el Tratado Marco y la normativa regional vigente. Para atender esta necesidad se desarrolló una estructura conformada por la CRIE y EOR.

Dentro de estas entidades regionales, es importante mencionar al Consejo director del MER y EPR, el cual cumple funciones necesarias para el buen desempeño del mercado.

Finalmente, dentro de esta estructura es necesario considerar a cada normativa nacional y sus organismos de operación y regulación, ya que estos se encuentran relacionados con las gestiones comerciales y operativas.

7.4.1. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

Como parte esencial en la concepción del nuevo mercado, era indispensable crear una entidad que regulara y emitiera normas que guíen las conductas de interacción entre participantes. Esta responsabilidad fue delegada a la CRIE, cuyo fin es propiciar la integración, crecimiento y fortalecimiento del mercado mediante normas claras que promuevan la competitividad. Adicionalmente, es responsable de moderar el buen desempeño del MER y vigilar el cumplimiento de lo estipulado en el Tratado, los Protocolos, el RMER y resoluciones adjuntas; por último, debe promover un mercado funcional y transparente.

Respecto de la estructura, la junta de comisionados de la CRIE será integrada por un comisionado de cada nación adjunta al tratado, que es designado por cada gobierno. Este comisionado ejercerá funciones por un lapso de cinco años prorrogables, pero adicional a esta junta se cuenta con una estructura administrativa y técnica. En lo que respecta al financiamiento, este proviene del cargo por regulación, el cual es aportado por los agentes consumidores del MER, aunque tiene otras fuentes como sanciones impuestas, aportes de gobierno e intereses originados por intercambios comerciales. La CRIE tiene su sede en Guatemala.

7.4.2. Ente Operador Regional (EOR)

Otra de las tareas indispensables que debían efectuarse en el MER era la coordinación, operación y despacho del mercado. Estas atribuciones fueron delegadas al EOR, que tiene a su cargo la gestión comercial y operativa y la coordinación del uso de las redes de transporte de la región; además, asegurará una operación y despacho al menor costo, sistematizará la interacción comercial entre agentes y, finalmente, deberá proyectar la expansión de la transmisión y la generación de la región.

Además, el EOR está dirigido por una junta directiva de doce directores, cada país miembro designa a dos directores por un lapso de dos años no prorrogables. Su estructura está integrada por un director ejecutivo, gerencias técnicas y administrativas; el financiamiento del EOR se obtiene mediante el cargo de servicio de administración, el cual es aportado por los agentes. La sede del EOR está en El Salvador.

7.4.3. Consejo Director del MER

Para impulsar y fomentar el correcto desempeño del MER, se instituyó el CDMER, el cual tiene a su cargo establecer los medios de coordinación con CRIE y EOR, según la competencia y nivel de responsabilidad; debe tomar decisiones encaminadas a respetar las disposiciones del tratado.

Asimismo, está formado por un delegado de cada gobierno, quien es nombrado por el Ejecutivo, con capacidad para la toma de decisiones en lo que se refiere a política de integración eléctrica del MER. Los costos de funcionamiento son aportados por cada nación; su sede se encuentra en Costa Rica.

7.4.4. Empresa Propietaria de la Red (EPR)

Como propietaria de la línea SIEPAC se encuentra la EPR, cuyas instalaciones conectan físicamente los sistemas eléctricos de Centroamérica. La EPR es una sociedad privada, facultada por los gobiernos y es la encargada del diseño, progreso, construcción, funcionamiento y cuidado de las líneas pertenecientes al sistema de transporte, el cual debe ser de libre acceso para los participantes del MER. (EPR, 2014)

La EPR es una sociedad anónima conformada por once empresas que representan a nueve países. Cada país centroamericano debe estar representado por al menos una empresa, ningún accionista debe superar el 15 % del capital; actualmente cada país participante posee un 11.11 % del capital.

7.4.5. Corte Centroamericana de Justicia

Se trata de un órgano judicial, fundamental y de vital trascendencia para lograr la integración de los países de Centroamérica. Su objetivo primordial es asegurar que sea aplicado el derecho comunitario y ejercido de forma efectiva, con una interpretación semejante, de tal forma que se garantice la correcta legislación de las naciones adjuntas al SICA.

El SICA fue constituido por el Protocolo de Tegucigalpa, el cual busca la integración cultural, económica y social de Centroamérica y de la República Dominicana. El artículo 12 del protocolo da origen a la Corte Centroamericana de Justicia, que la designa como un organismo cuya función será velar por el respeto del derecho y está facultada para ejecutarlo e interpretarlo. (Protocolo de Tegucigalpa, 1991)

7.4.6. Solución de controversias

Cualquier ámbito donde existan transacciones es susceptible de controversias; cuando ocurran, el tratado establece que los agentes deben procurar acuerdos o soluciones que sean satisfactorias mutuamente. Cuando no se encuentra una solución por medio de convenio directo, los agentes tendrán la opción de acudir a la CRIE, para que esta resuelva lo que en derecho corresponda, según sus atribuciones.

Cuando las controversias por interpretación del Tratado Marco y sus protocolos ocurran entre los gobiernos, estas deberán solucionarse vía diplomática mediante negociación como primera instancia. Si persiste el desacuerdo, será sometido a un proceso de conciliación, el cual deberá poner fin a la controversia.

Por aparte, el Tratado Marco y sus protocolos describen de forma general los medios para solucionar disputas; no obstante, es mediante el RMER que se establecen los pasos para la solución de las diferencias. El objetivo es tener un procedimiento, el cual se lleva a cabo de forma expedita, con un trato justo y sin el desgaste de recursos, es decir, eficiente.

En términos generales, el RMER define los procedimientos descritos a continuación: a) Negociación directa entre las partes, b) Conciliación, c) Arbitraje vinculante. Cuando exista disconformidad con el actuar del EOR, se deberá interponer un recurso de reconsideración, que estará a cargo de este; los procedimientos de arbitraje o conciliación serán gestionados por la CRIE.

Finalmente, si la controversia surgiera por las resoluciones de la CRIE, se acude al recurso de reposición. Mediante este, los agentes, reguladores

nacionales, Operadores de Mercado y Sistema y EOR podrán interponer inconformidades para solicitar la revocatoria sobre alguna resolución de la CRIE, que tenga afectaciones de carácter individual o para todo el mercado; Es la CRIE la encargada de solucionar este recurso.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO REFERENCIAL

- 1.1 Estudios previos (recientes)
- 1.2 Antecedentes

2. MARCO TEÓRICO

- 2.1. Mercado Eléctrico Regional
 - 2.1.1. Aspectos generales
 - 2.1.2. Normativa vigente
 - 2.1.3. Agentes del MER
 - 2.1.4. Funcionamiento
- 2.2. Transacciones en el MER
 - 2.2.1. Mercado de oportunidad regional
 - 2.2.2. Mercado de contratos regionales
 - 2.2.2.1. Contratos no firmes físico flexible
 - 2.2.2.2. Contratos firmes
 - 2.2.2.3. Contratos financieros

- 2.2.3. Contrato a largo plazo
- 2.2.4. Generación regional
- 2.3. Red de transmisión regional
 - 2.3.1. Conceptos generales
 - 2.3.2. Instalaciones
 - 2.3.3. Remuneración
 - 2.3.4. Cargo variable de transmisión
 - 2.3.5. Derechos de transmisión
 - 2.3.5.1. Derechos firmes
 - 2.3.5.2. Derecho financiero punto a punto
 - 2.3.6. Capacidad de la RTR
- 2.4. Estructura institucional del MER
 - 2.4.1. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
 - 2.4.2. Ente Operador Regional
 - 2.4.3. Consejo Director del MER
 - 2.4.4. Empresa Propietaria de la Red
 - 2.4.5. Corte Centroamericana de Justicia
 - 2.4.6. Solución de controversias

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- 3.1. Características del estudio
 - 3.1.1. Diseño
 - 3.1.2. Enfoque
 - 3.1.3. Alcance
- 3.2. Unidades de análisis
- 3.3. Variables
- 3.4. Fases del estudio
 - 3.4.1. Fase uno: exploración bibliográfica
 - 3.4.2. Fase dos: recolección de información

- 3.4.3. Fase tres: análisis de la información
- 3.4.4. Fase cuatro: interpretación de la información
- 3.4.5. Fase cinco: discusión de resultados
- 3.5. Técnicas de análisis
 - 3.5.1. Herramientas estadísticas

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

9. METODOLOGÍA

Para la realización de este estudio y abordar la problemática del poco desarrollo normativo, para la implementación de contratos a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica, es necesario desarrollar el planteamiento de la metodología bajo la cual se efectuará el análisis. El objetivo es determinar las causas, pero es necesario hacer una definición de las características del estudio, las unidades de análisis, las variables requeridas y las fases en que se desarrollará el mismo.

9.1. Características del estudio

En esta sección se despliegan las características bajo las cuales se estructura el presente estudio y sobre las cuales se plantea el análisis de este.

9.1.1. Diseño

En primer lugar, este diseño de investigación será no experimental. La razón de esta afirmación se fundamenta en que la información, que se observará y analizará, corresponde al resultado de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional y las resoluciones emitidas por el regulador regional.

Estos datos serán obtenidos *ex post*, es decir, posterior a la operación, por lo cual no es posible la manipulación de las variables, únicamente la obtención de información histórica para el análisis.

9.1.2. Enfoque

Para efectuar la presente investigación se adoptará un enfoque del tipo mixto. Una parte del estudio se hará mediante datos cuantificables, por ejemplo, históricos con los cuales se analizarán los costos de transmisión, el porcentaje de controversias resueltas, la cantidad de MW interrumpidos por conflictos entre entidades regionales y nacionales. Por aparte, se hará un análisis cualitativo de la normativa, para identificar aspectos que limiten los contratos a largo plazo.

9.1.3. Alcance

En cuanto al alcance, el presente trabajo se enmarca en el tipo explicativo. Este enfoque obedece a que se pretende analizar la situación actual del Mercado Eléctrico Regional y explicar por qué a la fecha no ha sido posible la implementación de contratos a largo plazo. Para lograrlo, se describirán aquellos elementos que han limitado este tipo de contratos.

En síntesis, la presente investigación es del tipo mixto-explicativa, no experimental, porque pretende identificar qué condiciones de la regulación regional impiden el desarrollo de contratos a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica, en función de datos históricos. Con ello, podemos considerar que la presente investigación no comprobará una hipótesis.

9.2. Unidades de análisis

Para este estudio se utilizará como unidad de análisis al Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica, del cual se observarán las transacciones a partir de los siguientes aspectos: el primero será la transmisión y su costo en dólares; el segundo, los aspectos normativos que limitan las transacciones a

largo plazo; el tercero, el porcentaje de controversias resueltas y, finalmente, los MW interrumpidos por disputas. Para el caso de los datos cuantitativos, las muestras serán extraídas del periodo comprendido del año 2015 al 2020; los datos cualitativos se obtendrán del reglamento vigente.

9.3. Variables

Para la identificación de las variables utilizaremos como punto de partida las preguntas auxiliares desarrolladas en la presente investigación.

¿Cuál es la influencia de la variación de los costos de transmisión para realizar transacciones a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional?

Tabla I. **Variables de la pregunta auxiliar uno**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
CVT	Es el Costo Variable de Transmisión, el cual se cobra a los agentes por la utilización de los sistemas de transmisión; está asociado a las transacciones que se realizan dentro del Mercado Eléctrico Regional.	\$ por MWh cobrado a las transacciones: se calcula como el precio <i>ex-ante</i> en el nodo de retiro menos el precio en el nodo de inyección.
Costo de derecho firme de transmisión	Es el costo que tiene un derecho firme, el cual se asigna para una capacidad de transmisión en un periodo de tiempo.	\$ por MWh: se calcula como el precio del derecho dividido la cantidad de MWh intercambiables durante la duración del derecho.

Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word

¿Cuáles son los artículos del RMER que limitan el mercado eléctrico regional a un mercado de excedentes e impiden el desarrollo de un mercado con contratos a largo plazo?

Tabla II. **Variables de la pregunta auxiliar dos**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
% de recurrencia de aspectos limitativos	Son aspectos normativos que aparecen de forma recurrente y limitan la ejecución de contratos a largo plazo.	Se listarán los aspectos limitativos y se medirá el % de recurrencia en las normas del MER.
Artículos que limitan los contratos a largo plazo	Son los artículos del Reglamento del MER que obstaculizan o representan una limitante para la realización de contratos a largo plazo.	Se identificarán y listarán los artículos del RMER que limitan los contratos a largo plazo.

Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word

¿Cómo afecta la estabilidad del mercado a largo plazo la incerteza en la resolución de conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades nacionales?

Tabla III. **Variables de la pregunta auxiliar tres**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
% de Recursos de Reposición Resueltos	Es la relación que existe entre los recursos de reposición interpuestos ante la CRIE y los realmente resueltos.	Se calculará la razón entre los recursos resueltos sobre el total de recursos interpuestos: el resultado se expresará en %
MWh interrumpidos	Esta variable cuantifica la cantidad de MWh interrumpidos por conflictos entre entidades nacionales y regionales.	Se contabilizarán los MWh interrumpidos por conflictos.

Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Word

9.4. Fases del estudio

Para el presente estudio se desarrollarán cinco fases que se explicarán en los siguientes ítems, las cuales servirán para recopilar información bibliográfica, recolección de datos, análisis e interpretación de estos y, finalmente, la discusión de resultados.

9.4.1. Fase uno: exploración bibliográfica

El estudio efectuará una revisión bibliográfica de los conceptos necesarios para comprender cómo funciona el Mercado Eléctrico Regional, la regulación y la estructura institucional, así como todos aquellos conceptos que permitan analizar por qué, tras más de veinte años de existencia del MER, no ha sido posible la implementación de contratos a largo plazo.

9.4.2. Fase dos: recolección de información

Para la segunda fase se hará una recolección de los datos que permitan analizar la problemática planteada, mediante cada una de las variables establecidas. Las fuentes de información serán, principalmente, las bases de datos de dominio público de entidades regionales, publicadas en los sitios web del EOR y la CRIE. Posteriormente, se procederá a conformar una base de datos con la información recolectada y preparar todo para la siguiente fase.

9.4.3. Fase tres: análisis de la información

Durante la tercera fase se procederá a efectuar el análisis de la información, con el objetivo de determinar la utilidad de esta. Se efectuará la organización, clasificación e identificación de los datos y parámetros asociados

a las variables de estudio. Para los datos cuantitativos se utilizarán técnicas de análisis estadístico, para determinar tendencias, varianzas y porcentajes, entre otros aspectos. En el caso de los datos cualitativos se efectuará una categorización de los artículos del RMER, con el objetivo de resaltar si tienen una característica limitativa en las transacciones a largo plazo.

9.4.4. Fase cuatro: interpretación de la información

Con los datos conseguidos en la fase anterior, se hará la revisión sistemática de los resultados obtenidos mediante el análisis estadístico, tanto de los datos cuantitativos como de las ponderaciones cualitativas efectuadas. Esta revisión tendrá el objetivo de interpretar cómo estos se relacionan con las variables definidas para este estudio, mediante las cuales se pretende comprender el porqué del poco desarrollo normativo para la implementación de contratos a largo plazo.

9.4.5. Fase cinco: discusión de resultados

Finalmente, con base en las fases de análisis e interpretación de la información, se hará una discusión de los resultados, con el objetivo de identificar los aspectos que limitan las transacciones a largo plazo. Determinadas las causas, será posible identificar puntos de mejora y efectuar las recomendaciones sobre qué aspectos normativos deben modificarse, para que sea posible realizar transacciones a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional.

9.5. Resultados esperados

Mediante la recolección, análisis e interpretación de datos se espera comprobar las causas de las limitaciones para la implementación de contratos a largo plazo. En primer lugar, se busca evaluar si las variaciones en el costo de transmisión han representado una dificultad para realizar las transacciones, y si son un riesgo en la factibilidad de los contratos.

Por otro lado, del análisis resultante de los artículos del reglamento se pretende identificar aquellos que limitan las transacciones y las que se reducen a corto plazo. Por último, se procura evaluar si los métodos de resolución de conflictos son idóneos y si existe responsabilidad de las instituciones regionales por el bajo desarrollo de las transacciones a largo plazo.

Para concluir, a través de la interpretación de los resultados se podrán identificar los puntos de mejora y proponer ajustes a la regulación regional; lo que resulte en un mercado de libre competencia, en el cual sea factible y sustentable la implementación de contratos a largo plazo.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS

En este espacio se describirá la forma en que serán analizadas las variables definidas en la sección que trata sobre la metodología, lo cual se efectuará mediante técnicas de estadística descriptiva, para determinar tendencias y características de los datos recolectados. Se hará una breve descripción de cada técnica y los resultados que se esperan obtener de esta.

Para el análisis se utilizarán series de tiempo, por medio de las cuales se recopilará la información del costo variable de transmisión y los costos de derechos firmes, en los nodos de intercambio durante el periodo de 2015 a 2020. El objetivo es analizar el valor medio y la desviación estándar, para determinar la variabilidad de estas y su impacto dentro de las transacciones a largo plazo.

En lo que respecta a los aspectos normativos y artículos del RMER, se realizará un análisis documental para describir, comprender y listar los aspectos normativos que limitan las transacciones a largo plazo, así como establecer su recurrencia dentro de la regulación regional.

Por último, para los recursos de reposición interpuestos en la CRIE y de la cantidad de MWh interrumpidos por conflictos entre entes regionales y nacionales, se utilizará un análisis univariado. Mediante este se procederá con el estudio de la información por medio de la descripción de los datos de forma ordinal, para determinar cantidades y porcentajes.

10.1. Herramientas estadísticas

Para empezar, se deben considerar las variables y la información recabada durante la fase de recolección de datos, la cual será ordenada, procesada y analizada para comprender la forma en que estas influyen en el problema planteado por esta investigación.

Para lograr este propósito se utilizarán las herramientas descritas a continuación: tabla de datos de CVT; tabla de datos de costo de derechos firmes; tabla de aspectos normativos y su recurrencia; lista de artículos que limitan las transacciones; tabla de datos de recursos de reposición interpuestos y resueltos; y tabla de datos de MWh interrumpidos por conflictos entre entes regionales y locales. Esta información conformará la base de datos para el análisis.

Para concluir, es necesario definir las herramientas estadísticas que se utilizarán, dentro de estas describimos la hoja de recolección de datos, en la cual se compilará la información correspondiente a cada variable; medidas de tendencia central para determinar la media aritmética y varianza de los datos tabulados; histogramas para visualizar la forma en que se distribuyen las frecuencias de nuestras variables; gráfico de Pareto para resaltar la frecuencia o recurrencia y, finalmente, el análisis de dispersión para observar las desviaciones típicas.

11. CRONOGRAMA

Para el presente estudio, es necesario determinar el tiempo que llevará implementar cada una de las fases establecidas en la sección de Metodología; la distribución del tiempo ha sido representada mediante el diagrama de Gantt de la Tabla IV.

Tabla IV. **Cronograma de Actividades**

Descripción	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	
Fase uno <i>Revisión bibliográfica</i>	■	■	■	■	■	■																																		
Fase dos <i>Recolección de información</i>						■	■	■	■	■	■	■	■	■																										
Fase tres <i>Análisis de la información</i>															■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Fase cuatro <i>Interpretación de la información</i>																																								
Fase cinco <i>Discusión de resultados y recomendaciones</i>																																								

Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Excel

Como se indica en el cronograma, se ha determinado emplear un período de treinta y nueve semanas para realizar la investigación. El periodo de tiempo estará comprendido de noviembre de 2022 hasta julio de 2023, lapso en el cual se hará una recolección de información bibliográfica, datos, análisis, interpretación y discusión de resultados.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

En esta sección se determinarán los costos financieros asociados a la ejecución del presente trabajo de investigación, puesto que es necesario establecer si es factible la realización de este. Para ello, se tendrá en consideración recursos detallados en la Tabla V.

Tabla V. Recursos Necesarios

No.	Tipo	Descripción	Costo unitario	Cantidad		Total	%	Fuente de financiamiento
1	Humano	Honorarios del tesista	Q 300.00	200	hrs.	Q 60,000.00	55.6%	Valor teórico.
2	Humano	Honorarios del asesor de tesis	Q 500.00	40	hrs.	Q 20,000.00	18.5%	Valor teórico.
3	Tecnológicos	Computadora	Q 8,000.00	1	ud.	Q 8,000.00	7.4%	Equipo propio
4	Tecnológicos	Impresora	Q 1,200.00	1	ud.	Q 1,200.00	1.1%	Equipo propio
5	Tecnológicos	Teléfono	Q 4,000.00	1	ud.	Q 4,000.00	3.7%	Equipo propio
6	Tecnológicos	Licencia Microsoft Office 365	Q 390.00	1	ud.	Q 390.00	0.4%	Financiado por el investigador
7	Suministros	Servicios de internet	Q 280.00	6	mes	Q 1,680.00	1.6%	Financiado por el investigador
8	Suministros	Energía eléctrica	Q 1.39	480	kWh	Q 665.29	0.6%	Financiado por el investigador
9	Materiales	Hojas papel bond	Q 56.90	3	resma	Q 170.70	0.2%	Financiado por el investigador
10	Materiales	Tinta de impresora	Q 200.00	4	cartuchos	Q 800.00	0.7%	Financiado por el investigador
11	Materiales	Útiles de oficina	Q 300.00	1	Ud.	Q 300.00	0.3%	Financiado por el investigador
Imprevistos (10%)						Q 10,789.87	10.0%	Financiado por el investigador
Total						Q 107,995.86		

Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Excel

Acerca de los honorarios del tesista y asesor, estos son valores teóricos, ya que no tendrán costo alguno, puesto que el tiempo invertido para el presente trabajo no será remunerado y será cubierto por cada uno. Sin embargo, es necesario establecer un valor para los costos por servicios profesionales; este rubro representa un 74.1 % del gasto, el cual no será necesario desembolsar por parte del investigador.

Del mismo modo, los costos correspondientes a la computadora, impresora y teléfono celular son herramientas con los que ya cuenta el investigador, por lo que no será necesario incurrir en ese gasto. No obstante, es necesario que sean considerados dentro del análisis, porque representan un 12.2 %.

En consecuencia, para la elaboración del trabajo de investigación es necesario desembolsar Q4,005.99, para la compra de materiales básicos de oficina y suministros esenciales. Este costo será cubierto por el investigador.

Además, es necesario considerar las variaciones de los costos de los materiales en los últimos meses; se ha tomado la decisión de incluir un 10 % para imprevistos durante la ejecución del presente trabajo.

Por consiguiente, el 86.3 % del costo de la investigación se encuentra cubierto. Los suministros, materiales e imprevistos son el único gasto que deberá sufragar el investigador, quien cuenta con fondos suficientes, por lo tanto, es factible llevar a cabo este estudio.

REFERENCIAS

1. Bolaños, R. M. (5 de septiembre, 2019). Importación y exportación de energía: el eterno conflicto que pone en juego la conexión de Guatemala con Centroamérica. *Prensa Libre*. Recuperado de <https://www.prensalibre.com/economia/importacion-y-exportacion-de-energia-el-eterno-conflicto-que-pone-en-juego-la-conexion-de-guatemala-con-centroamerica/>
2. CEPAL (2013). *Análisis Del Mercado Eléctrico Regional De Centroamérica y Acciones Para Impulsar Proyectos De Generación Nacional*. Mexico: Autor.
3. CRIE (2005). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. Guatemala: Autor.
4. CRIE (2020). *Informe del MER Año 2020, Una vista al Mercado Eléctrico de América Central y su evolución*. Guatemala: Autor.
5. Curruchich, S. (16 de Julio, 2021). Guatemala anuncia salida del MER. *Diario de Centro América*. Recuperado de <https://dca.gob.gt/noticias-guatemala-diario-centro-america/guatemala-anuncia-salida-del-mer/>
6. Echevarría, C., Jesurun-Clements, N., Mercado, J., y Trujillo, C. (2017). *Integración Eléctrica Centroamericana*. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de

<https://publications.iadb.org/es/integracion-electrica-centroamericana-genesis-beneficios-y-prospectiva-del-proyecto-siepac-sistema>

7. Empresa Propietaria de la Red S.A. (2014). *INFORME GENERAL Antecedentes, estado actual y perspectivas del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)*. Recuperado de http://www.eprsiepac.com/pdf/informe_general__linea_siepac_dic13.pdf
8. Ente Operador Regional (2017). *Guía Para La Participación De Las Asignaciones De Derechos De Transmisión*. El Salvador: Autor. Recuperado de <https://www.enteoperador.org/2019/08/20/guias-de-derechos-de-transmision/>
9. Fernández, R. (diciembre, 2021). De la invocación del artículo 38 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos por la República de Guatemala como un ejercicio de soberanía. *Guatelectrica* (5), 6-11. Recuperado de <https://www.cnee.gob.gt/tmp/Guatelectrica/GUATElectrica-5.pdf>
10. Kirschen, D. y Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. Reino Unido: John Wiley & Sons Ltd.
11. Levy, A., Tejada, J., y Chiadara, L. (2020). *Integración Eléctrica Regional: Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://publications.iadb.org/es/integracion->

electrica-regional-oportunidades-y-retos-que-enfrentan-los-paises-de-america-latina-y

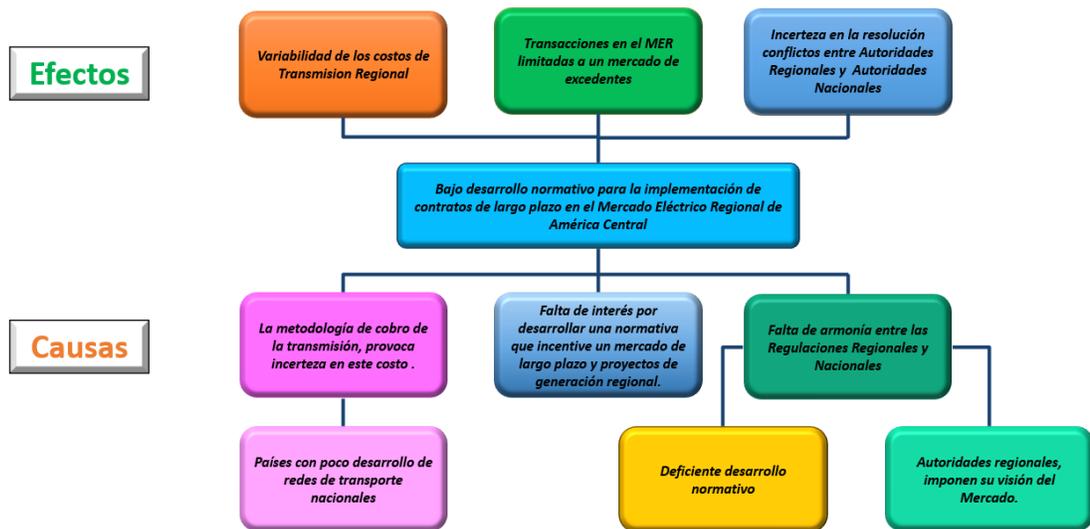
12. Lewis, W. (2005). *Development Planning*. Nueva York, Estados Unidos: Routledge.
13. Sistema de Integración Centroamericana. (1996). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. Guatemala: Autor
14. Sistema de Integración Centroamericana. (1997). *Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. Panamá: Autor.
15. Sistema de Integración Centroamericana. (2007). *Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. México: Autor.
16. Tovar Hernández, J. H., y Ventura, V. H. (2016). *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*. Ciudad de México, México: Naciones Unidas. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40123>
17. Trespalcios Carrasquilla, A., Pantoja Robayo, J., y Fernández Taborda, Ó. (2017). *Análisis de Mercados de Electricidad*. Medellín, Colombia: EAFIT.
18. Vives, X. (2006). *El Reto de la Competencia en el Sector Eléctrico*. Barcelona, España: ARIAE. Recuperado de <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017->

05/EI%20reto%20de%20la%20competencia%20en%20el%20sector%20electrico%20.pdf

APÉNDICES

A continuación, se presenta el árbol del problema desarrollado para el presente diseño de investigación.

Apéndice 1. Árbol del problema



Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Power Point.

En seguida, se presenta la Matriz de Coherencia, desarrollada para efectuar el análisis del problema y plantear los objetivos para el presente diseño de investigación.

Apéndice 2. Matriz de coherencia

TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	OBJETIVOS
DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA	Bajo desarrollo normativo para la implementación de contratos a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica	Principal ¿Qué condiciones de la regulación regional impiden el desarrollo de contratos a largo plazo dentro del Mercado Eléctrico Regional?	General Identificar adecuaciones a la regulación regional, que permitan el desarrollo de un mercado eléctrico regional con contratos a largo plazo
		Específicas ¿Cuál es la influencia de la variación de los costos de transmisión para realizar transacciones a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional?	Específicos Analizar si las variaciones en el costo del servicio de transmisión afectan las transacciones a largo plazo
		¿Cuáles son los artículos del RMER que limitan el mercado eléctrico regional a un mercado de excedentes e impiden el desarrollo de un mercado con contratos a largo plazo?	Establecer que disposiciones regulatorias limitan las transacciones en el mercado eléctrico regional a largo plazo
		¿Cómo afecta la estabilidad del mercado a largo plazo la incerteza en la resolución de conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades nacionales?	Definir los mecanismos para la resolución de conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades nacionales, que garanticen la estabilidad del mercado.

Fuente: elaboración propia, hecho con Microsoft Excel.

