



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

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

Ing. Sergio Gabriel Noriega Buch

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

Guatemala, octubre 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**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

ING. SERGIO GABRIEL NORIEGA BUCH

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

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, OCTUBRE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. José Francisco Gómez Rivera (a. i.)
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. José Francisco Gómez Rivera (a. i.)
DIRECTORA	Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Carlos Alfredo Boj de León
SECRETARIO	Mtro. 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:

**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 Estudios de Postgrado, con fecha 09 de noviembre de 2022.

Ing. Sergio Gabriel Noriega Buch

LNG.DECANATO.OI.701.2023

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 Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA**, presentado por: **Ing. Sergio Gabriel Noriega Buch**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados 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



Guatemala, octubre de 2023

LNG.EEP.OI.701.2023

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

“PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA”

presentado por **Ing. Sergio Gabriel Noriega Buch** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”



Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 27 de julio de 2023

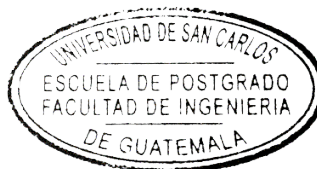
M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA** del estudiante **Sergio Gabriel Noriega Buch** quien se identifica con número de carné **200611474** del programa de Maestría En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

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

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



Msc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Maestría En Gestion De Mercados Electricos Regulados
Escuela de Estudios de Postgrado

Oficina Virtual



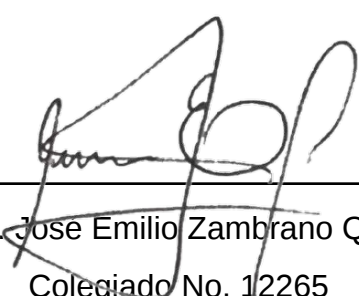
Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrados
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **"PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL MARCO REGULATORIO REGIONAL, QUE PERMITA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMERICA"** del estudiante **Sergio Gabriel Noriega Buch** del programa de **Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados** identificado(a) con número de carné 200611474.

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



Msc. Ing. José Emilio Zambrano Quinteros

Colegiado No. 12265

Asesor de Tesis

José Emilio Zambrano Quinteros
INGENIERO ELECTRICISTA
COL. 12265

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 no rendirme nunca.
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 la <i>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.....	XI
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XIII
OBJETIVOS	XIX
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Mercado eléctrico regional.....	5
2.1.1. Aspectos generales	6
2.1.2. Normativa vigente	8
2.1.3. Agentes del MER	11
2.1.4. Funcionamiento	12
2.2. Transacciones en el MER.....	12
2.2.1. Mercado de oportunidad regional.....	13
2.2.2. Mercado de contratos regionales	13
2.2.2.1. Contrato no firme físico flexible	14
2.2.2.2. Contrato firme	14
2.2.2.3. Contrato financiero	15
2.2.3. Contrato a largo plazo	15
2.2.4. Generación regional.....	16

2.3.	Red de transmisión regional.....	17
2.3.1.	Conceptos generales.....	17
2.3.2.	Instalaciones	18
2.3.3.	Remuneración	18
2.3.4.	Cargo variable de transmisión	20
2.3.5.	Derecho de transmisión.....	21
2.3.5.1.	Derecho firme	21
2.3.5.2.	Derecho financiero punto a punto	22
2.3.6.	Capacidad de la RTR	22
2.4.	Estructura institucional del MER.....	23
2.4.1.	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.....	24
2.4.2.	Ente operador regional	25
2.4.3.	Consejo Director del MER	25
2.4.4.	Empresa propietaria de la red.....	26
2.4.5.	Corte Centroamericana de Justicia.....	26
2.4.6.	Solución de controversias.....	27
3.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	29
3.1.	Costos del servicio de transmisión	29
3.1.1.	Cargo variable de transmisión	30
3.1.2.	Costo del derecho firme de transmisión.....	34
3.2.	Normativa vigente que limita las transacciones a largo plazo	36
3.2.1.	Aspectos limitantes.....	36
3.2.2.	Artículos que limitan las transacciones	37
3.3.	Resolución de conflictos y afectaciones al MER.....	38
3.3.1.	Recursos de reposición resueltos	39
3.3.2.	Energía interrumpida por conflictos	40

4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	43
4.1.	¿Cuál es la influencia de la variación de los costos de transmisión para realizar transacciones a largo plazo en el Mercado Eléctrico Regional?	43
4.2.	¿Cuáles son los artículos del RMER que limitan el MER a un mercado de excedentes e impiden el desarrollo de un mercado con contratos a largo plazo?	46
4.3.	¿Cómo afecta la estabilidad del mercado a largo plazo la incerteza en la resolución de conflictos entre las autoridades regionales y las autoridades nacionales?	48
4.4.	¿Qué condiciones de la regulación regional impiden el desarrollo de contratos a largo plazo dentro del Mercado Eléctrico Regional?.....	50
4.5.	Propuesta de modificaciones	51
4.5.1.	Aspectos generales	51
4.5.2.	Operación técnica y comercial	52
4.5.3.	Transmisión	53
4.5.4.	Controversias y resolución de conflictos	54
	CONCLUSIONES	57
	RECOMENDACIONES.....	59
	REFERENCIAS	61
	APÉNDICES.....	65
	ANEXOS	69

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Árbol del problema.....	XVI
Figura 2.	Entidades regionales	7
Figura 3.	Marco regulatorio regional	8
Figura 4.	Estructura del RMER	10
Figura 5.	Remuneración y cobro del servicio de transmisión	19
Figura 6.	Valores anuales mínimos de CVT	32
Figura 7.	Valores anuales máximos de CVT	32
Figura 8.	Valores anuales promedio de CVT	33
Figura 9.	CVT promedio versus desviación estándar	34
Figura 10.	Promedio y desviación estándar del costo de derecho firme.....	36
Figura 11.	Resultado de recursos de reposición	40
Figura 12.	Cantidad de horas de interrupción	42
Figura 13.	Energía interrumpida	42

TABLAS

Tabla 1.	Nodos utilizados para la recolección de datos	30
Tabla 2.	Cargo variable de transmisión	31
Tabla 3.	Costo unitario del derecho firme	35
Tabla 4.	Recurrencia de aspectos limitantes y su porcentaje.....	37
Tabla 5.	Cantidad de artículos identificados por normativa.....	38
Tabla 6.	Artículos que limitan las transacciones a largo plazo	38
Tabla 7.	Recursos de reposición resueltos para los años 2015 al 2020.....	39

Tabla 8. Detalle mensual de horas y energía interrumpida..... 41

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
h	Horas
MW	Megavatio
MWh	Megavatio por hora
%	Porcentaje
GTQ	Quetzales
W	Vatio

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CDMER	Consejo director del Mercado eléctrico regional de América Central.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Contrato firme	Es un tipo de contrato que asigna una prioridad de suministro en el retiro y tiene asociado un derecho firme.
Contrato no firme	Modalidad de contrato que no ofrece firmeza en el suministro.
COT	Capacidad operativa de transmisión
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CVT	Cargo variable de transmisión
Energía	Es la capacidad que tiene un objeto o sistema para realizar trabajo o producir cambios en su entorno.

EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
MER	Mercado eléctrico regional
MOR	Mercado de oportunidad regional
Potencia eléctrica	La potencia eléctrica es la cantidad de energía eléctrica transferida o consumida por un dispositivo o sistema eléctrico en un período de tiempo determinado.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
SER	Sistema Eléctrico Regional
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
Univariado	Se refiere a un tipo de análisis o variable estadística que se enfoca en una sola característica o atributo.
Vatio	Es la unidad de medida utilizada para cuantificar la potencia.

RESUMEN

El MER es un mercado de energía eléctrica en el cual participan los agentes de los países de Centroamérica, el cual tiene más de dos décadas de existencia, mediante este se ha logrado el fortalecimiento de las redes de transmisión y el intercambio de energía en la región, sin embargo, estos intercambios suelen ser de corto plazo, lo cual ha limitado a los agentes a transar únicamente los excedentes y ha reducido las oportunidades de negocio.

Este estudio tiene como objetivo explicar por qué no ha sido posible implementar contratos a largo plazo en el MER, puesto que ya existe una infraestructura robusta de transmisión y un mercado regional establecido, el fin de este análisis es proponer cambios que hagan viable esta oportunidad de negocio para los agentes que intercambian energía dentro del MER, con lo cual se propicie la apertura e integración del mercado, con beneficios a los distintos países de la región y sus habitantes.

Esta investigación ha tomado como referencia la normativa regional, a través de la cual se puede comprender el MER, su funcionamiento, el tipo de transacciones permitidas, la remuneración por los servicios y el marco institucional, de esta manera es posible abordar la problemática y el análisis del mercado con un mayor conocimiento de las reglas y establecer el porqué de los métodos actuales.

Para el análisis se han considerado tres aspectos, el primero analiza los cargos de transmisión, para los cuales se ha recabado información correspondiente a los años 2015 al 2020, estos datos han sido procesados para

obtener parámetros estadísticos que faciliten el análisis, tales como valores promedio, mínimos, máximo y la desviación estándar; el segundo aspecto considera las condiciones regulatorias, para lo cual se ha analizado la normativa vigente para determinar si ésta limita o no las transacciones a largo plazo; el tercer aspecto corresponde a los conflictos entre las autoridades regionales y locales, para el cual se ha cuantificado los recursos de reposición interpuestos ante el regulador, así como la interrupción de transacciones por conflictos que han impactado a los agentes de mercado.

Mediante la discusión de los resultados, se estableció que la variabilidad de los cargos de transmisión, representan un riesgo para este tipo de contratos, así mismo se determinó que existen artículos normativos que son una limitante para los contratos a largo plazo, debido a que el diseño de mercado se orienta a transacciones de corto plazo, finalmente se ha evidenciado que los métodos de resolución de conflictos han creado inestabilidad en el mercado, a tal punto que han afectado las transacciones entre los agentes.

Finalmente se han realizado las recomendaciones pertinentes, así como la propuesta de ajustes a la regulación regional, para establecer un esquema de solución que se adapte a las necesidades de un mercado de contratos a largo plazo.

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.

Contexto general

El mercado regional es el ámbito en el cual los agentes de los distintos países efectúan intercambios de energía; no obstante, esto 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, los cargos de transmisión tienen 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.

Descripción del problema

Actualmente, el Mercado eléctrico regional se ha limitado a transacciones de corto plazo, donde se intercambia únicamente excedentes, 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 cargos de transmisión, genera barreras de tipo normativo e incerteza en la resolución de conflictos entre los actores de mercados nacionales y regionales.

Formulación del problema

Para comprender y explorar de manera estructurada el bajo desarrollo normativo en la implementación de contratos a largo plazo dentro del MER, se planteó para el análisis una pregunta central, la cual enmarca la problemática descrita así como una visión general de esta, así mismo fue necesario descomponer la pregunta central en tres preguntas auxiliares, mediante las cuales se explora de forma sistemática y coherente los distintos aspectos del problema de investigación y se delimita el alcance de esta.

Pregunta principal

Derivado de lo anterior se puede plantear la pregunta principal:

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

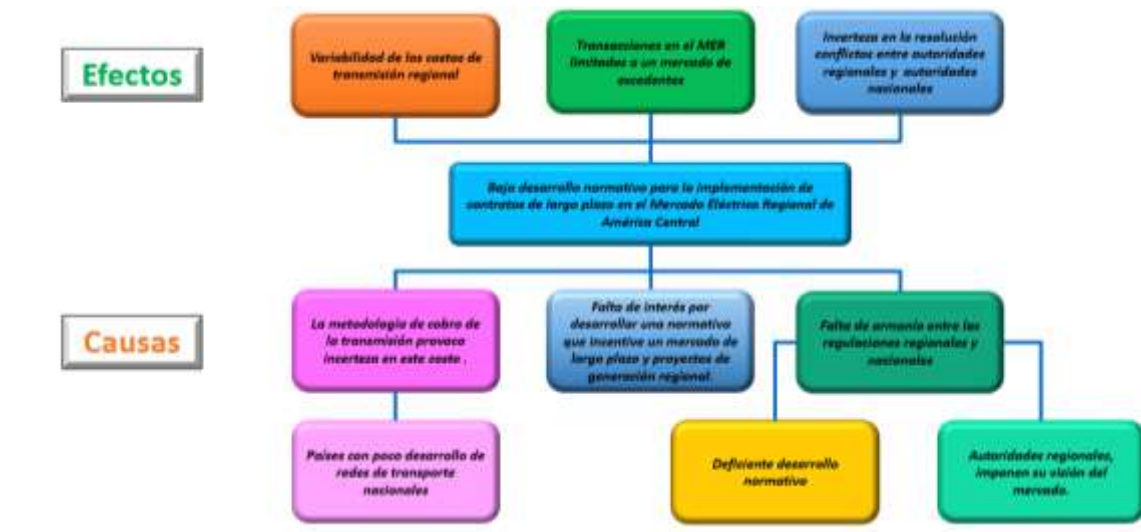
Preguntas auxiliares

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?

Para el análisis se ha utilizado como herramienta el diagrama de árbol del problema, véase la Figura 1, mediante este se pretende identificar las causas y comprender cómo estas se relacionan con los efectos o consecuencias de la problemática, esto es de gran utilidad ya que facilita la identificación de soluciones y abordar de manera solida el problema de investigación.

Figura 1.
Árbol del problema



Nota. Diagrama de árbol del problema, el cual presenta las causas y efectos del bajo desarrollo normativo para la implementación de contratos a largo plazo en el MER. Elaboración propia, usando Microsoft Power Point.

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 se limitará el análisis a tres factores, importantes y vitales: el primero se refiere a la incerteza de los costos del servicio 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.

Así pues, lo descrito con anterioridad 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 se llega 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?

OBJETIVOS

General

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

Específicos

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

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

Esta investigación abordó la falta de desarrollo normativo para la implementación de contratos a largo plazo en el Mercado eléctrico regional de Centroamérica, la metodología incluyó las características del estudio, las unidades de análisis, variables y fases de desarrollo.

Respecto a las características del estudio, se planteó un diseño de investigación no experimental, debido a que la información analizada corresponde a datos estadísticos históricos obtenidos de las transacciones en el mercado eléctrico y las resoluciones emitidas por el regulador regional. Se adoptó un enfoque mixto que combinó el análisis cuantitativo de datos históricos con el análisis cualitativo de la normativa vigente.

Como alcance del estudio se determinó que este sería explicativo, debido a que busca analizar la situación actual del mercado eléctrico regional y explicar las razones por las cuales no se ha implementado contratos a largo plazo. Se describieron los elementos que han limitado este tipo de transacciones.

Además, se delimitó como unidad de análisis el Mercado eléctrico regional de Centroamérica, para observar aspectos como los costos del servicio de transmisión, las limitaciones normativas, el porcentaje de controversias resueltas y la cantidad de energía interrumpida por conflictos entre entidades regionales y nacionales. Para el análisis se recolectó datos cuantitativos del período comprendido entre los años 2015 al 2020, y datos cualitativos obtenidos de la clasificación de los artículos de la normativa vigente.

Para la identificación de las variables, se utilizó como base las preguntas auxiliares formuladas en esta investigación, las variables incluidas fueron el cargo variable de transmisión (CVT), el costo de derecho firme de transmisión, el porcentaje de recurrencia de aspectos limitativos en la normativa vigente, artículos que limitan los contratos a largo plazo, recursos de reposición resueltos por la CRIE y la energía interrumpida por conflictos entre entidades regionales y nacionales.

Este estudio se ha realizado mediante cinco fases por medio de las cuales se logró la exploración bibliográfica del marco regulatorio y antecedentes del problema planteado; además se efectuó la recolección de información de las bases de datos regionales de acceso público, así como la evaluación de los datos mediante la implementación de análisis univariado y técnicas estadísticas, así como la evaluación de aspectos cualitativos, finalmente se realizó la interpretación de la información respecto a las preguntas planteadas y la discusión de resultados obtenidos, para determinar cómo esto influye en las transacciones a largo plazo.

INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de robustecer los sistemas eléctricos y minimizar el riesgo de desabastecimiento de energía, las naciones de Centroamérica identificaron la necesidad de promover la integración eléctrica regional, con el pasar de los años, se ha logrado implementar líneas de interconexión regionales, así como un mercado de energía eléctrica; sin embargo, la integración ha sido parcial, actualmente el desarrollo normativo para contratos a largo plazo es limitado, lo cual reduce las opciones de los agentes para realizar transacciones y orienta éstas al corto plazo.

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, y tiene como objetivo identificar las condiciones que limitan el mercado y proponer adecuaciones a la regulación regional, para la implementación de contratos a largo plazo en el MER.

Este estudio ha sido realizado mediante una metodología de análisis mixto no experimental, mediante la cual se busca explicar las causas que restringen la realización de transacciones a largo plazo, para ello se ha considerado la variación de los costos del servicio de transmisión, aspectos contenidos en las normas y la resolución de conflictos por parte de las entidades regionales y su efecto en la estabilidad del mercado.

Para ello, el capítulo uno presenta los antecedentes para este estudio, mediante los cuales se proporciona al lector el contexto de la problemática, se toma como punto de partida los principios que rigen el MER, se continúa con

situaciones recurrentes en el mercado de contratos y carencias en la operación del MER, ello para comprender la importancia de realizar este estudio.

El capítulo dos contiene un marco teórico, el cual busca una comprensión del Mercado eléctrico regional, mediante una revisión documental de las normas que rigen este, se abarcó temas como entidades participantes, funcionamiento técnico y comercial, agentes participantes, transacciones comerciales y sistemas de transmisión, entre otros, todo esto para tener una base de conocimientos sólidos y afrontar de forma correcta la problemática.

Para sustentar este análisis, el capítulo tres, presenta los datos recolectados del cargo variable de transmisión (CVT), costos de derechos firmes, aspectos limitantes, artículos de la normativa que limitan las transacciones, recursos de reposición resueltos por la CRIE y energía interrumpida por conflictos, esta información fue extraída de las bases de datos regionales para los años 2015 al 2020 y de la normativa vigente a marzo de 2023.

En el cuarto capítulo se desarrolla la discusión de los resultados obtenidos, con base en las preguntas de investigación y objetivos planteados para este estudio, se establece la correlación de las condiciones de mercado actual y como estas han limitado el desarrollo de contratos a largo plazo, debido a la variabilidad de los costos del servicio transmisión, así como el limitado desarrollo normativo y falta de estabilidad en el actuar de las entidades regionales.

Finalmente, se presentan las propuestas de modificación a la normativa, con el objetivo de realizar ajustes y establecer puntos de mejora que incentiven un mercado competitivo e integrado, en el cual sea factible realizar contratos a largo plazo, lo cual representa una nueva oportunidad comercial para los agentes del MER.

1. ANTECEDENTES

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

En primer lugar, el MER tiene como propósito impulsar un mercado de electricidad que se extiende 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).

Asimismo, en la revista Guatelectrica Quinta Edición, Fernández (2021) efectuó 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 operador 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, la CRIE y el EOR; sin esto no es posible que existan transacciones para periodos más allá de un año.

De la misma forma, CRIE (2020) muestra en su informe anual 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.

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).

De igual importancia, Curruchich (2021) manifiesta que Guatemala, con el soporte del sector eléctrico, anunció su retiro del MER, debido a anomalías en la interpretación del tratado y las reglas que de este 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.

Por otra parte, 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 se ha corroborado, 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, existen aspectos de mercado y transmisión que deben de evaluarse a efecto de hacer factibles los contratos a largo plazo. Las entidades regionales son incapaces de armonizar la regulación, lo que ha desatado conflictos entre entidades regionales y locales.

2. MARCO TEÓRICO

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

2.1. Mercado eléctrico regional

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, 1996, Art. 1).

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 posibilitará 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.

2.1.1. 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 (SICA, 1996).

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.

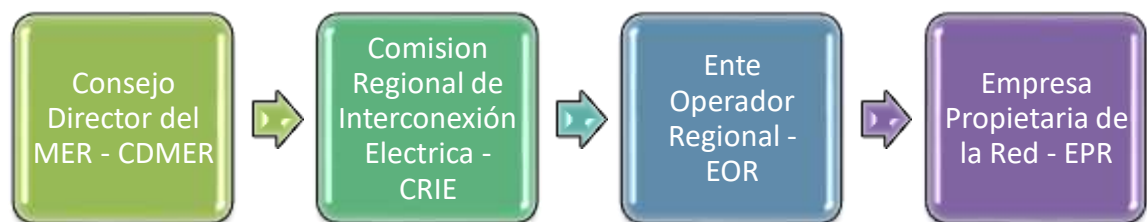
Por medio de la gradualidad se busca que el mercado se integre de forma natural; para ello se deben incorporar integrantes nuevos al MER, buscar la operación ordenada y sistematizada entre los mercados, el fortalecimiento y extensión de las interconexiones. Finalmente, dotar al mercado de entidades regionales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



Nota. Entidades que forman parte del Mercado Eléctrico Regional. Elaboración propia, usando 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, se puede 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.

2.1.2. 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.

Marco regulatorio regional



Nota. Orden jerárquico de la normativa regional vigente al año 2023. Elaboración propia, usando 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



Nota. Libros que componen el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Elaboración propia, usando 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.

2.1.3. 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.

2.1.4. 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, 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.

2.2. 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.

2.2.1. 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.

2.2.2. 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).

2.2.2.1. Contrato no firme físico flexible

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 el 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.

2.2.2.2. Contrato firme

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.

2.2.2.3. Contrato financiero

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.

2.2.3. 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 tendrá 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 (Trespalcios 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.

2.2.4. 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 que 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 deberían tener como objetivo abastecer la demanda regional con plantas dedicadas para ello, sin importar la ubicación física de los puntos de consumo y producción.

2.3. 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.

2.3.1. 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.

Se puede 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 se conoce como la línea SIEPAC.

2.3.2. 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 se pueden 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.

2.3.3. Remuneración

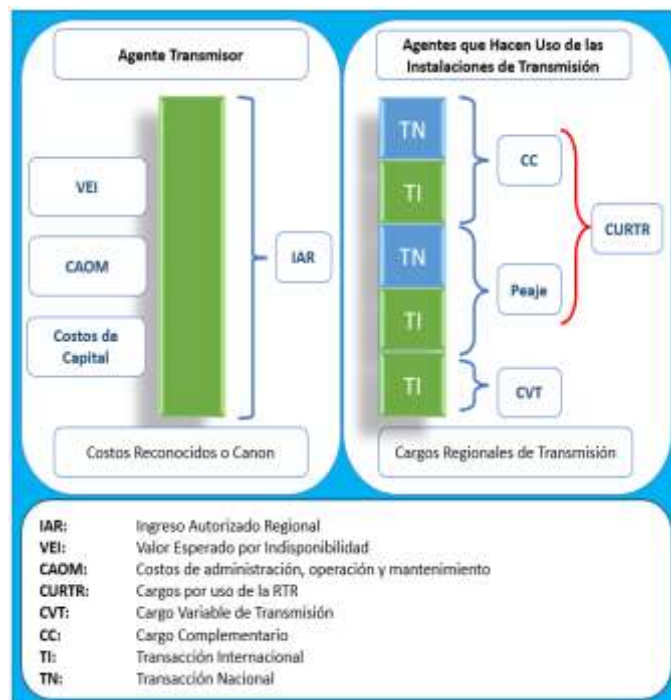
Por medio del RMER se dispone cómo será pagada la transmisión regional. Los transportistas, como dueños de las instalaciones, tienen el derecho

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 cobro del servicio de transmisión



Nota. Diagrama de la metodología de remuneración y cobro por el servicio de transmisión regional. Elaboración propia, usando con Microsoft Power Point.

Por otra parte, 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.

Asimismo, 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.

2.3.4. Cargo variable de transmisión

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.

2.3.5. 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.

2.3.5.1. 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.

2.3.5.2. 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.

2.3.6. 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.

2.4. 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.

2.4.1. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

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.

2.4.2. Ente operador regional

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.

2.4.3. 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.

2.4.4. Empresa propietaria de la red

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.

2.4.5. 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.

Este 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).

2.4.6. Solución de controversias

Cualquier ámbito donde existan transacciones es susceptible de controversias; si ocurren, el tratado establece que los agentes deben procurar acuerdos o soluciones que sean satisfactorias mutuamente. De no encontrarse 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.

Si las controversias por interpretación del Tratado Marco y sus protocolos ocurren 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. De existir 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.

3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Para comprender los aspectos que limitan el desarrollo de transacciones a largo plazo en el MER, fue necesario contar con información que permitiera el análisis de éstos y las variables planteadas, este apartado presenta los datos recolectados los cuales fueron extraídos de los sitios web de las entidades del MER.

De igual forma esta sección pretende ofrecer una visión clara y precisa de los datos recolectados, para ello se hará uso de tablas y gráficos, que faciliten la visualización y comprensión de los datos recabados, los cuales incluyen información cuantitativa y cualitativa, que aportará más adelante el sustento para el análisis del problema.

3.1. Costos del servicio de transmisión

Para evaluar la viabilidad de las transacciones a largo plazo es necesario considerar los costos del contrato de suministro, esto incluye el precio de energía, costo por capacidad, costos por servicios asociados y el costo por el servicio de transmisión, para este último se deben considerar dos condiciones fundamentales en el servicio, la primera es que debe de existir capacidad de la red, la segunda corresponde a la estabilidad de su costo para periodos de tiempo extensos, la cual es una condición deseable para estos contratos, para su análisis se ha recolectado datos del costo por servicio de transmisión en el MER, la normativa actual establece dos modalidades para el cubrimiento de este cargo, en primer lugar una oferta máxima de CVT y la otra mediante derecho firme de transmisión.

3.1.1. Cargo variable de transmisión

Dentro del MER la transmisión es remunerada mediante el CVT, el cual es un cargo que deben pagar las transacciones por cada megavatio transado, este resulta de la diferencia entre el nodo que inyecta y el que retira, a junio de 2023, el SER cuenta con 138 nodos habilitados, sin embargo, el RMER establece que solo podrán realizarse transacciones entre agentes de distintos países, por ello se acotó la recopilación de datos a los nodos que interconectan a los países participantes, la tabla 1. lista los nodos en los que se recolectó información.

Tabla 1.

Nodos utilizados para la recolección de datos

ID_NODO	PAIS	NEMÓNICO SUBESTACIÓN	NOMBRE SUBESTACIÓN
1124	Guatemala	LVG 230	La Vega II
1126	Guatemala	MOY 230	Moyuta
1710	Guatemala	PAN 230	Panaluya
28161	El Salvador	AHUA 230	Ahuachapán
28181	El Salvador	15SE 230	15 De Septiembre
3183	Honduras	SNC 230	San Nicolas
3301	Honduras	AGC B624	Aguas Calientes
3310	Honduras	PRD B618	Prados
4402	Nicaragua	SND 230	Sandino
4403	Nicaragua	LNI 230	León 1
4406	Nicaragua	TCP 230	Ticuantepé
4750	Nicaragua	AMY 230	Amayo
50000	Costa Rica	LIB 230A	Liberia
50050	Costa Rica	CAS 230	Cañas
56050	Costa Rica	RCL 230A	Rio Claro
58350	Costa Rica	CAH 230	Cahuíta
6014	Panamá	PRO 230	Progreso
6260	Panamá	CHA 230	Changuinola
6440	Panamá	DOM 230	Dominical

Nota. Detalle de los nodos utilizados para la recolección de los precios ex ante, con los cuales se calcula el CVT. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Para este análisis se recabó información de los precios ex ante en los nodos frontera de los países, con estos se calculó el promedio por país, se establecieron las combinaciones inyección-retiro y con la diferencia entre estas se obtuvo el CVT, las combinaciones utilizadas son Guatemala-El Salvador (GT-SV), Guatemala-Honduras (GT-HN), El Salvador-Honduras (SV-HN), Honduras-Nicaragua (HN-NI), Nicaragua-Costa Rica (NI-CR) y Costa Rica-Panamá (CR-PA), la tabla 2 muestra el valor promedio, máximo y mínimo de CVT para los años 2015 al 2020.

Tabla 2.

Cargo variable de transmisión

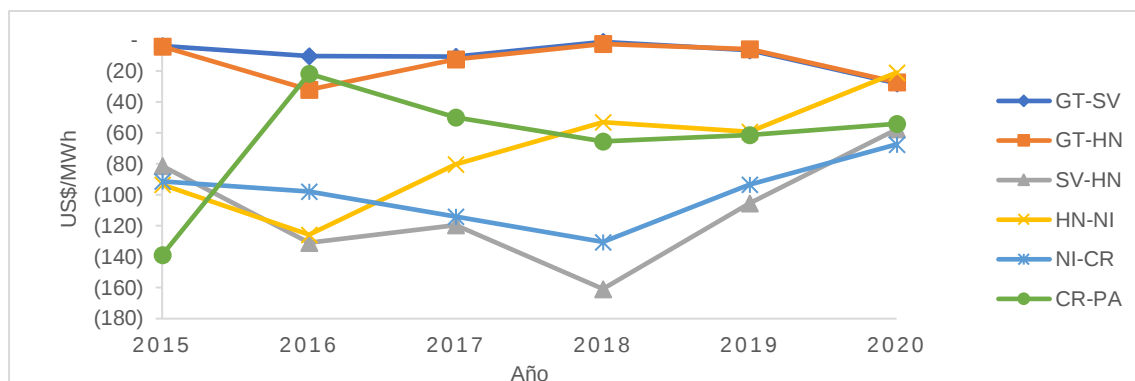
US\$/MWh		GT-SV	GT-HN	SV-HN	HN-NI	NI-CR	CR-PA
2015	Promedio	2.98	0.97	-2.00	-1.76	-2.71	3.75
	Mínimo	-3.73	-3.89	-81.40	-93.42	-91.10	-138.89
	Máximo	81.85	43.04	44.50	33.02	49.78	290.70
2016	Promedio	4.98	2.09	-2.89	-0.81	-9.50	0.80
	Mínimo	-10.34	-31.94	-131.05	-125.69	-97.84	-21.58
	Máximo	121.03	119.67	15.91	47.81	18.22	114.70
2017	Promedio	15.07	6.12	-8.95	2.80	-34.40	0.35
	Mínimo	-10.37	-12.17	-119.44	-80.13	-114.16	-49.86
	Máximo	119.80	117.38	23.62	95.81	4.49	9.61
2018	Promedio	22.68	4.16	-18.51	-0.86	-26.33	0.43
	Mínimo	-1.02	-2.36	-160.78	-53.01	-130.39	-65.50
	Máximo	159.49	100.21	51.61	39.41	39.05	18.74
2019	Promedio	9.20	6.22	-2.98	0.89	-5.44	-2.20
	Mínimo	-6.54	-5.67	-105.50	-59.22	-93.24	-61.37
	Máximo	104.52	102.37	35.86	108.99	57.84	76.81
2020	Promedio	3.54	1.62	-1.91	0.46	-3.63	-7.27
	Mínimo	-27.77	-27.10	-57.58	-20.86	-67.31	-54.12
	Máximo	57.61	34.72	10.23	68.42	7.67	4.16

Nota. Valores promedio, mínimo y máximo anuales, para el cargo variable de transmisión correspondiente a los años 2015 al 2020. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Para observar el comportamiento de los datos, identificar tendencias y realizar comparaciones, se graficó el valor mínimo para cada combinación, el cual se presenta en la Figura 6.

Figura 6.

Valores anuales mínimos de CVT

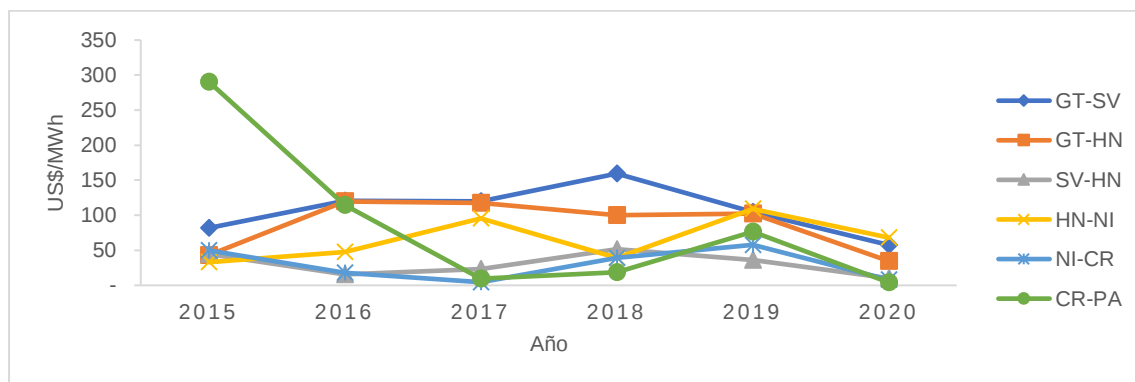


Nota. CVT mínimo anual registrado para los años 2015 al año 2020, para cada una de las combinaciones de estudio. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

De forma similar se presentan los valores máximos de CVT registrados para el periodo 2015 al 2020, para cada combinación, véase Figura 7.

Figura 7.

Valores anuales máximos de CVT

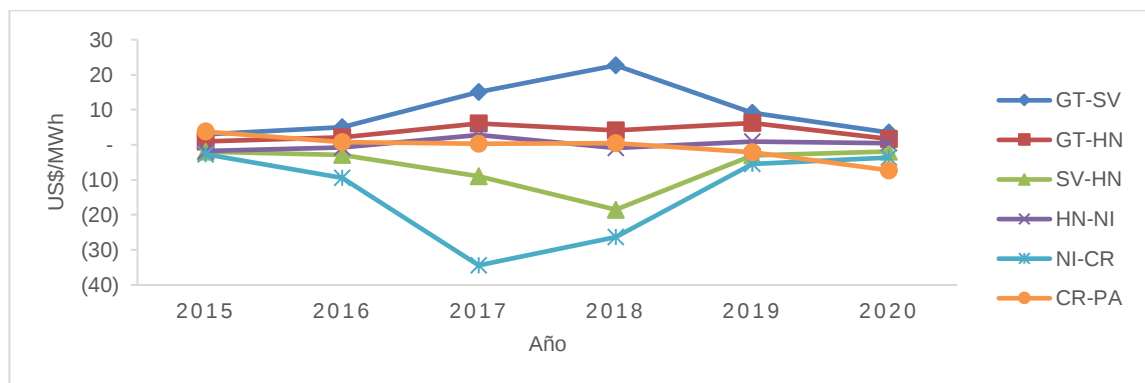


Nota. CVT máximo anual registrado para los años 2015 al 2020, para cada una de las combinaciones de estudio. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Otro de los parámetros importantes a considerar dentro de la información analizada es el valor promedio anual, el cual se muestra en la Figura 8, mediante este se pretende identificar patrones a lo largo del periodo de estudio, así mismo es posible realizar comparaciones interanuales y establecer si existe variabilidad de los datos, todo esto con el objetivo de extraer información sobre el comportamiento y tendencias del CVT a través de los años.

Figura 8.

Valores anuales promedio de CVT

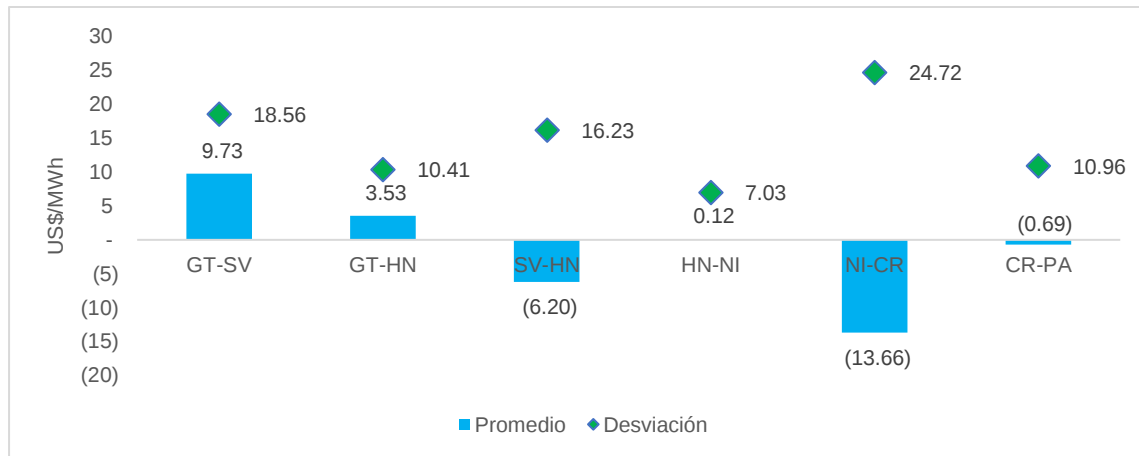


Nota. CVT promedio anual registrado para los años 2015 al 2020, para cada una de las combinaciones de estudio. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Adicionalmente la Figura 9 presenta los valores promedio y de desviación estándar registrada para cada combinación durante el periodo de estudio, la finalidad de presentar gráficamente estos datos es identificar si existe una tendencia general para el mercado y mediante la desviación estándar determinar la dispersión de los datos, con el objetivo de determinar si existe o no variabilidad y si esta es igual en todos los casos o depende de la combinación analizada.

Figura 9.

CVT promedio versus desviación estándar



Nota. Presentación de la desviación estándar y del valor promedio, de cada combinación analizada para el periodo de estudio. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

3.1.2. Costo del derecho firme de transmisión

De manera análoga al CVT, los derechos firmes de transmisión son una forma de cubrir el costo de transmisión, con la diferencia que estos son asignados mediante un proceso de subastas para un periodo de tiempo determinado, para este análisis se recolectó información relacionada con los derechos asignados en las subastas anuales para el periodo comprendido del año 2015 al 2020, y se calculó el costo unitario en dólar por megavatio asignado para cada combinación, el cual se presenta en la Tabla 3.

En este caso las combinaciones de países utilizadas para el análisis corresponden a las combinaciones realmente subastadas, se toma el nodo como representativo de su país, las combinaciones identificadas son Guatemala-El Salvador (GT-SV), Guatemala-Panamá (GT-PA), Guatemala-Costa Rica (GT-

CR), Guatemala-Honduras (GT-HN), Panamá-El Salvador (PA-SV), Guatemala-Nicaragua (GT-NI), Costa Rica-El Salvador (CR-SV), Panamá-Nicaragua (PA-NI) y Costa Rica-Nicaragua (CR-NI).

Tabla 3.

Costo unitario del derecho firme

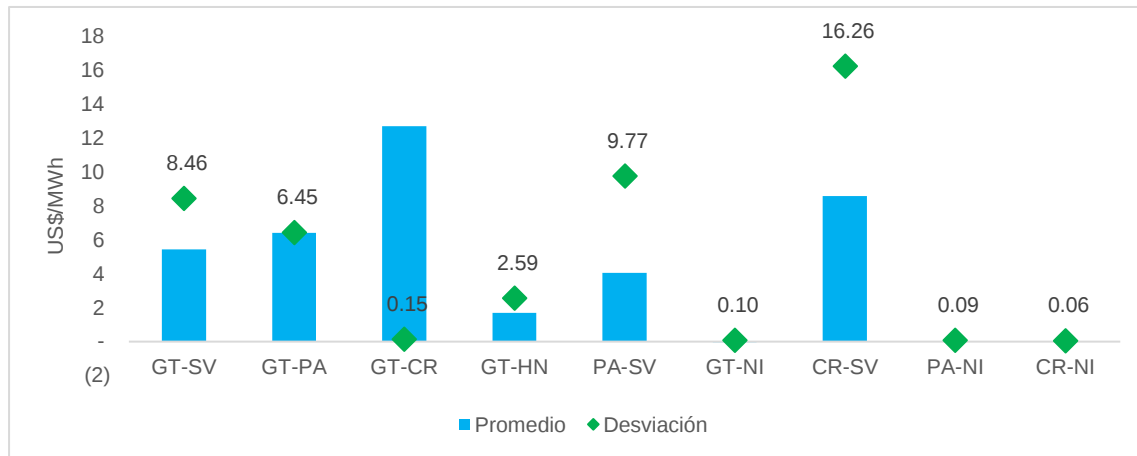
Año	Valor	GT-SV	GT-PA	GT-CR	GT-HN	PA-SV	GT-NI	CR-SV	PA-NI	CR-NI
2015	Promedio	1.42	12.87	12.70	-	-	-	-	-	-
	Máximo	4.37	12.87	12.86	-	-	-	-	-	-
	Mínimo	0.77	12.87	12.55	-	-	-	-	-	-
2016	Promedio	0.74	-0.03	-	2.31	-	-	-	-	-
	Máximo	3.65	-0.03	-	2.36	-	-	-	-	-
	Mínimo	-0.05	-0.04	-	2.29	-	-	-	-	-
2017	Promedio	6.62	-	-	2.06	2.50	-	-	-	-
	Máximo	18.06	-	-	3.11	3.25	-	-	-	-
	Mínimo	2.31	-	-	1.58	1.85	-	-	-	-
2018	Promedio	10.39	-	-	2.29	5.63	-0.13	12.56	-	-
	Máximo	29.21	-	-	7.78	47.33	-0.12	48.24	-	-
	Mínimo	-0.04	-	-	-0.30	0.26	-0.13	0.14	-	-
2019	Promedio	0.47	-	-	-0.11	1.42	0.00	0.59	0.14	-
	Máximo	2.33	-	-	-0.05	1.56	0.00	0.64	0.14	-
	Mínimo	-0.83	-	-	-0.18	1.36	0.00	0.57	0.13	-
2020	Promedio	-	-	-	-0.05	-	0.11	-	0.01	0.01
	Máximo	-	-	-	-0.05	-	0.14	-	0.15	0.06
	Mínimo	-	-	-	-0.05	-	0.08	-	-0.10	-0.08

Nota. Valores promedio, mínimo y máximo del costo asignado para derecho firme de transmisión en MWh correspondiente a los años 2015 al 2020. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Asimismo, para dar claridad a los datos y tener una mejor visualización, se procedió a calcular el valor promedio y la desviación estándar, esta representación se encuentra en la Figura 10.

Figura 10.

Promedio y desviación estándar del costo de derecho firme



Nota. Representación del valor promedio y la desviación estándar poblacional, para cada combinación analizada durante los años 2015 al 2020. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

3.2. Normativa vigente que limita las transacciones a largo plazo

Otro de los aspectos considerados en esta investigación, es la regulación aplicable al mercado regional, para ello se efectuó una revisión de la normativa vigente, con la finalidad de identificar aspectos limitantes en la implementación de contratos a largo plazo, se evaluó de forma cualitativa los artículos o numerales que representan una barrera para este tipo de transacciones.

3.2.1. Aspectos limitantes

En primer lugar, fue necesario determinar los aspectos que son abordados dentro de la normativa regional, esto para identificar y clasificar los artículos o numerales de la regulación que limitan la implementación de contratos a largo

plazo, esta restricción puede ser causada por una falta de desarrollo de este aspecto o porque este no es el adecuado para este tipo de transacciones, la tabla 4 muestra la recurrencia de aspectos limitantes respecto al total de artículos con esta clasificación.

Tabla 4.

Recurrencia de aspectos limitantes y su porcentaje

No.	Aspectos Limitantes	Recurrencia	Porcentaje
1	Transmisión Regional	12	35%
2	Mercado de Contratos	6	18%
3	Planificación	4	12%
4	Generalidades	2	6%
6	Solución de Controversias	2	6%
7	Sistema de Precios	2	6%
8	Conciliación y Cargos de Mercado	2	6%
9	Predespacho y Despacho	2	6%
5	Armonización Regulatoria	1	3%
10	Operación Técnica del MER	1	3%

Nota. Recurrencia de aspectos limitantes para la realización de transacciones a largo plazo y su porcentaje de recurrencia. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

3.2.2. Artículos que limitan las transacciones

Para este apartado se procedió a evaluar cada uno de los artículos del Tratado Marco, primer y segundo protocolo y numerales del RMER, se otorgó una clasificación cualitativa de limitativo o no limitativo, la primera fue asignada si el artículo tiene un pobre desarrollo de este aspecto o si impone una restricción para la implementación de contratos a largo plazo, la Tabla 5 contiene un resumen de la cantidad de artículos identificados; la Tabla 6 lista los artículos que son una limitante en el desarrollo de este tipo de transacciones.

Tabla 5.*Cantidad de artículos identificados por normativa*

Documento	Artículos, numerales o anexos analizados	Artículos, numerales o anexos limitantes
Tratado Marco	40	1
Primer Protocolo	12	0
Segundo Protocolo	75	1
RMER	234	32

Nota. Cantidad de artículos, numerales o anexos evaluados e identificados como limitantes para la implementación de contratos a largo plazo. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Tabla 6.*Artículos que limitan las transacciones a largo plazo*

NORMA	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULO O NUMERAL	TOTAL
Tratado Marco		14	1
Protocolo	Segundo	12	1
RMER	Libro I	Glosario, 1.3, 1.4	3
RMER	Libro II	1.2, 1.3, 1.5, 2.4, 3.1, 4.1, 4.4, 5.2, 5.6, 5.9, Anexo 3	12
RMER	Libro III	2.1, 8, 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.6, 9.3, 10, 10.1, 12.2, Anexos D, Q y R.	14
RMER	Libro IV	1.8, 1.11	2
RMER	Libro V	2.4	1

Nota. Lista de artículos limitantes identificados en el análisis de la regulación vigente para el año 2023. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

3.3. Resolución de conflictos y afectaciones al MER

Dentro del MER interactúan participantes, autoridades nacionales y regionales, como en cualquier mercado es posible que surjan conflictos, por lo que las autoridades regionales deben ser capaces de resolverlos, mediante

mecanismos imparciales y eficientes; en este contexto se recopiló los resultados de los recursos de reposición gestionados por la CRIE, así como información de las interrupciones de energía por desacuerdos entre autoridades nacionales y regionales.

3.3.1. Recursos de reposición resueltos

Durante los años 2015 al 2020, la CRIE tramitó 106 recursos de reposición, interpuestos por participantes inconformes de las resoluciones emitidas por la CRIE, para este análisis se clasificaron los recursos en tres categorías: sin lugar, con lugar y parcialmente con lugar, los cuales se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7.

Recursos de reposición resueltos para los años 2015 al 2020

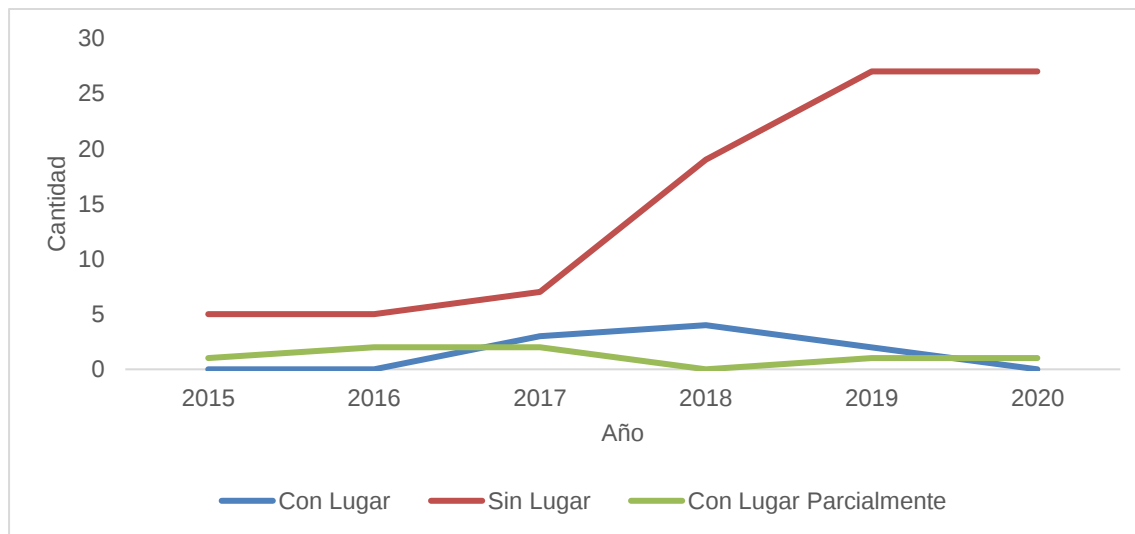
Año	Cantidad de Recursos resueltos	Resueltos con lugar	Resueltos sin lugar	Resueltos con lugar parcialmente
2015	6	0	5	1
2016	7	0	5	2
2017	12	3	7	2
2018	23	4	19	0
2019	30	2	27	1
2020	28	0	27	1
Total	106	9	90	7

Nota. Cantidad de recursos resueltos por la CRIE durante los años 2015 al 2020 y los resultados obtenidos. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Así mismo se procedió a representar gráficamente los resultados, para tener una mejor visualización de los datos y comprender la tendencia en las resoluciones de la CRIE, véase Figura 11.

Figura 11.

Resultado de recursos de reposición



Nota. Detalle de recursos de reposición resueltos por CRIE durante los años 2015 al 2020. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

3.3.2. Energía interrumpida por conflictos

Durante el período de análisis, el MER experimentó numerosas interrupciones de energía que afectó los contratos regionales, estas fueron ocasionadas por instrucciones emitidas por el EOR, quien de forma unilateral ordenó la apertura de las líneas de interconexión debido a un conflicto con las autoridades guatemaltecas, lo que afectó significativamente las horas de funcionamiento del sistema y generó inconvenientes en las transacciones, provocando pérdidas para los participantes del mercado, la Tabla 8 presenta el detalle de horas y energía afectada de forma mensual.

Tabla 8.*Detalle mensual de horas y energía interrumpida*

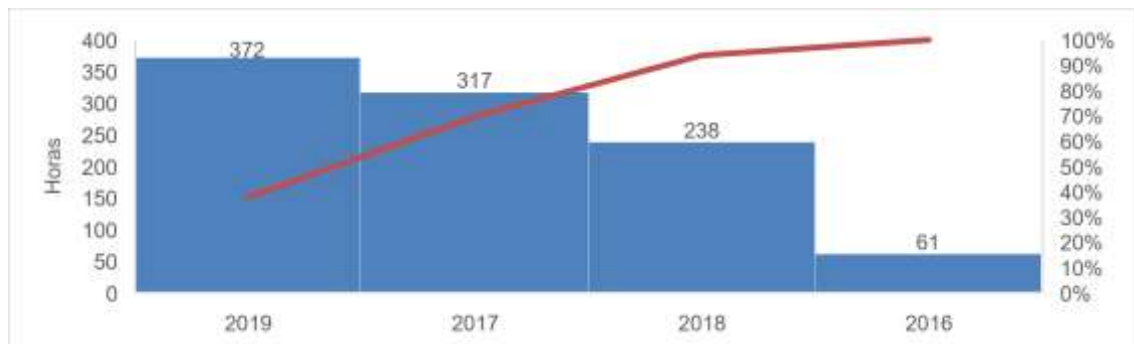
Mes-Año	Horas	MWh
oct-2016	52	5,078.80
nov-2016	6	1,458.06
mar-2017	3	771.54
abr-2017	65	11,865.27
may-2017	218	39,257.52
jun-2017	8	2,170.43
sep-2017	6	552.17
oct-2017	12	1,644.45
nov-2017	8	1,817.47
jul-2018	3	730.88
sep-2018	6	537.37
oct-2018	87	14,710.59
nov-2018	142	31,678.78
ene-2019	13	2,355.81
feb-2019	206	39,529.71
mar-2019	52	10,949.16
abr-2019	40	8,868.67
may-2019	38	7,407.38
jun-2019	1	236.20
jul-2019	22	4,892.15
Total	988	186,512.40

Nota. Detalle mensual del acumulado de horas y energía interrumpida en MWh por apertura de las interconexiones de Guatemala con el MER. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Uno de los parámetros para medir la afectación de las aperturas es la cantidad de horas que se interrumpieron las transacciones de energía eléctrica, la Figura 12 muestra el total de horas acumuladas por año, así como los años más afectados ordenados de mayor a menor.

Figura 12.

Cantidad de horas de interrupción

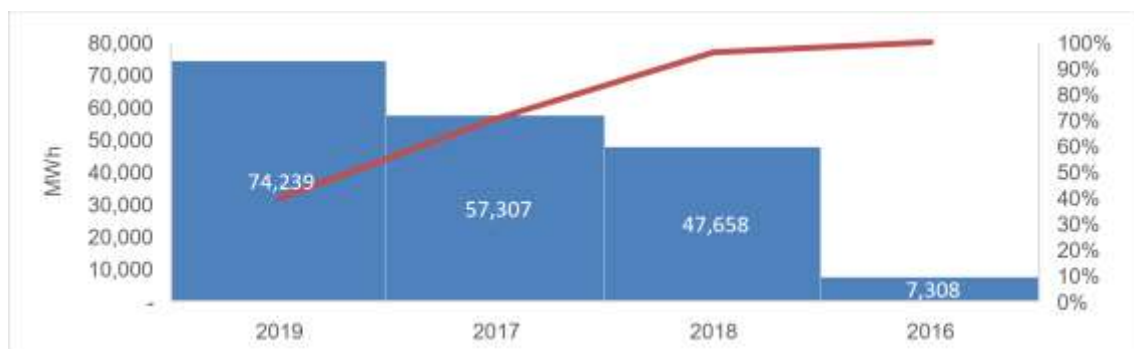


Nota. Cantidad de horas de afectación a las transacciones por aperturas de las interconexiones de Guatemala con el MER, ordenadas por el EOR. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Así mismo la Figura 13 presenta la cantidad de energía afectada por la apertura de la interconexión de Guatemala, los datos se encuentran ordenados de mayor a menor, para facilitar el análisis.

Figura 13.

Energía interrumpida



Nota. Cantidad de energía interrumpida en MWh derivado de la apertura de las interconexiones entre el MER y Guatemala. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para la discusión de resultados, se evaluó tres aspectos clave: la variación del costo de transmisión, las limitaciones regulatorias y la incerteza en la resolución de conflictos por parte de las entidades regionales, el objetivo fue determinar cómo cada aspecto impacta el mercado y el desarrollo de las transacciones a largo plazo, los datos recopilados para el análisis abarcan los años 2015 al 2020, por otra parte la evaluación de los aspectos normativos consideró la normativa regional vigente a marzo del año 2023.

Todos los datos utilizados en este estudio fueron extraídos de los sitios web de las entidades AMM, CRIE y EOR, los cuales son de acceso público; como punto de partida para la discusión de resultados se utilizó las preguntas de investigación planteadas, las cuales dieron una secuencia lógica a esta discusión.

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

Como se estableció en el marco teórico un contrato de largo plazo es un compromiso de compraventa de energía, para un periodo de tiempo prolongado, en este tipo de contratos es importante considerar variables como los costos por generación de energía, costo por servicios de mercado y los asociados al servicio de transmisión, para este último es deseable cierto nivel de certeza.

Es así como la variabilidad de los cargos de transmisión juega un papel crucial en la viabilidad y rentabilidad de dichas transacciones, dentro del MER, se trazan volúmenes considerables de energía, por lo que la variación de los cargos de transmisión es una variable de decisión, ya que puede tener un impacto significativo en la factibilidad económica de dichas transacciones.

Actualmente la normativa, establece que el servicio de transmisión de las transacciones sea remunerado mediante el cargo variable de transmisión, para su análisis se recopiló información de los precios ex ante de los años 2015 al 2020 en los nodos que se mostró anteriormente, con este precio se calculó el valor del CVT el cual es la diferencia entre el punto de retiro menos el de inyección.

Para cada combinación se obtuvo 52,608 datos horarios, para los cuales se analizó la variación, mediante estadística descriptiva, se calculó el valor promedio, mínimo y máximo para cada año y combinación analizada, como resultado se determinó que existe una alta dispersión en los datos de CVT, como muestra la tabla 2, por lo que no es posible identificar tendencia entre los valores a través de los años, los valores máximo y mínimo distan considerablemente entre sí, por lo cual la amplitud del rango de precios es extensa y poco predecible.

La variación de este cargo radica en el modelo utilizado actualmente, el cual utiliza como base para su cálculo los precios nodales, los cuales son función de la oferta y la demanda, por lo que tienen implícita una variación. Esta condición introduce un riesgo al realizar cualquier transacción, aunque la normativa establece la declaración de un precio máximo, el agente tendrá que afrontar el hecho que el cargo será variable y aunque se declare una oferta máxima de pago, el contrato podría no ejecutarse si el CVT supera la oferta de pago máximo,

situación no deseable para un contrato a largo plazo el cual en la mayoría de los casos requiere una entrega mínima de energía.

Para dar soporte a esta afirmación, la figura 6 muestra la gráfica de los valores mínimos para los distintos años y distintas combinaciones, es evidente que no existe una tendencia entre los valores, de la misma manera la figura 7 presenta los valores máximos, los cuales muestran una alta dispersión de los valores que oscilan en un rango de 4.16 U\$/MWh y 290.7 U\$/MWh, finalmente la figura 8 contiene el gráfico de los valores promedio, el cual no muestra tendencia alguna, por lo que es poco probable predecir el precio de este servicio.

Adicionalmente se utilizó la desviación estándar como parámetro de análisis, para el periodo de estudio se determinó que la desviación estándar de cada combinación es alta, como se muestra en la Figura 9, esto denota variabilidad y dispersión de los datos.

Otra de las formas para cubrir los costos del servicio de transmisión es mediante la adquisición de un derecho firme, este derecho puede tener una validez de un mes o un año, si se toma en cuenta que este análisis es a largo plazo es coherente considerar únicamente las subastas anuales, para las cuales se determinó el costo unitario en MWh.

Con esta información se construyó la tabla 3, la cual presenta los valores promedio, mínimo y máximo, de los derechos asignados durante el periodo de análisis, al observar los valores se puede determinar que los precios asignados varían interanualmente, por lo que el horizonte de cobertura del riesgo es limitado.

Mediante la comparación del valor promedio respecto la desviación típica del coste de derecho firme, fue posible corroborar que existe una alta dispersión de los datos, véase Figura 10, los valores de desviación más cercanos a cero corresponde a las combinaciones que solo fueron asignadas por un año, las combinaciones con más recurrencia son más variables, esta variabilidad tiene como consecuencia mayores barreras económicas para realizar acuerdos a largo plazo, lo que puede limitar las oportunidades de intercambiar energía entre distintas áreas geográficas.

Con base en el análisis se ha determinado que los costos de transmisión son una variable que influye en la realización de transacciones a largo plazo, por lo cual la variación de este costo es un riesgo al que los agentes tienen que hacer frente y afecta la viabilidad económica de estos acuerdos, lo que limita las oportunidades de pactar transacciones de este tipo, por lo tanto, es fundamental reestructurar la metodología de asignación de cargos de transmisión, con el fin de hacer viables las transacciones a largo plazo en el MER.

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

Para resolver esta interrogante ha sido necesario el análisis cualitativo de la normativa regional, específicamente el Tratado Marco, los Protocolos y el RMER, para la evaluación se otorgó una calificación de limitante a los artículos que orientan las transacciones a un corto plazo, aquellos que representan una barrera o un riesgo para realizar transacciones, variabilidad en la remuneración de servicios, incertezas en la resolución de conflictos, planificación con horizontes limitados, en general aspectos que mantienen restringido el mercado.

El análisis incluyó 361 artículos, numerales o anexos contenidos en la normativa regional, se identificó que existen al menos un total de 34 artículos o numerales que contiene aspectos que limitan las transacciones de largo plazo, para un detalle más amplio por normativa véase Tabla 5, vale la pena resaltar que el RMER es el documento regulatorio con mayor numero, 32 en total, la Tabla 6, detalla los artículos que se identificaron como limitantes para el desarrollo de contratos a largo plazo.

Además, se llevó a cabo una categorización de los aspectos que se encuentran con mayor frecuencia en relación con estos artículos, la transmisión regional ocupa el primer lugar con una recurrencia del 35 %, seguida por el mercado de contratos con un 18 % y el tercer lugar lo ocupa la planificación con un 12 %, las generalidades, solución de conflictos, sistema de precios, conciliación y cargos de mercado, predespacho y despacho, ocupan un 6 %, los menos recurrentes son la armonización regulatoria y la operación técnica del MER con un 3 %, el detalle se encuentra contenido en la Tabla 4.

Por consiguiente, es indiscutible que existen artículos dentro de la regulación que limitan las transacciones para periodos prolongados, y circunscriben las transacciones al corto plazo, la mayor recurrencia se encuentra contenida en el RMER, por lo cual las modificaciones de estos aspectos son responsabilidad de la CRIE, esta debe considerar los principios sobre los que se fundó el MER, por lo que debe procurar la competitividad, la integración gradual del mercado, sin dejar de lado la reciprocidad entre las naciones.

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

Como se ha reiterado las transacciones a largo plazo requieren de un mercado que considere ciertas condiciones, como por ejemplo un marco regulatorio estable que proporcione certidumbre a las transacciones; competitividad y acceso libre, es decir, sin barreras artificiales que limiten la participación de los agentes; liquidez y estabilidad económica, lo cual da certeza financiera a los participantes; transparencia, condición deseable para cualquier mercado; estabilidad política, la cual proporciona confianza y continuidad en los mercados, entidades regulatorias imparciales y con la capacidad de resolver conflictos, esta última cobra relevancia dentro de este estudio.

Para el análisis de la capacidad de las autoridades regionales para resolver conflictos y su impacto en la estabilidad del mercado, se recolectó información de los recursos de reposición resueltos por la CRIE para el periodo 2015 al 2020, los cuales se muestran en la Tabla 7. los datos revelan que únicamente el 8.5 % de los recursos de reposición se resolvió con lugar, por lo que en la mayoría de los casos la inconformidad que originó el reclamo persistió después de este proceso, sin que los agentes tuvieran algún medio adicional para solventar el desacuerdo.

Esta situación es una debilidad actual del MER, debido a que, dentro del proceso de estos recursos, la CRIE asume un doble rol, por una parte, es la encargada de resolver y por otra es la emisora de la resolución que originó el conflicto por lo que es parte de este.

Aunque no se pone en duda el actuar transparente de esta, existe un conflicto de interés en la resolución de estos recursos, la Figura 11. Muestra la cantidad de recursos resueltos sin lugar para los años 2015 al 2020, el 84.9 % fue resueltos sin lugar, la razón es que a partir del año 2017 la CRIE emitió resoluciones que modificaban el RMER, sin embargo los agentes no estaban conformes con estos cambios e hicieron uso del recurso de reposición, sin embargo la respuesta a estos fue negativa, al final del proceso la inconformidad persistió sin que exista algún medio adicional para la resolución, de ahí deriva que los agentes se muestren escépticos ante este procedimiento.

Derivado de la incerteza en la resolución de conflictos, se ha originado situaciones como las desconexiones unilaterales que el EOR efectuó durante los años 2016 al 2019, el argumento fue que a criterio del EOR las importaciones que Guatemala realizaba desde México excedían los límites de seguridad, por otro lado el AMM argumentó que al ser una interconexión extrarregional, el EOR no tenía atribuciones para limitar las transacciones, esto derivó en la apertura de las interconexiones entre Guatemala y el MER, la Tabla 8, muestra el detalle de horas y energía interrumpida durante este periodo.

Esta situación provocó la interrupción de las transacciones para un total de 988 horas, la mayor afectación se registró en los años 2019 y 2017, la Figura 12 muestra el detalle, del mismo modo estos años fueron los que registraron una cantidad considerable de energía interrumpida, véase Figura 13; para el periodo de análisis se afectó las transacciones que en conjunto sumaron 186 GWh de energía no suministrada, esta situación puso en peligro las relaciones contractuales entre Guatemala y el MER y fueron los agentes quienes asumieron las consecuencias económicas de las decisiones adoptadas por el EOR.

Por consiguiente, la estabilidad del mercado ha sido afectada por el actuar de las autoridades regionales y la limitada capacidad de éstas para resolver conflictos, como se mencionó la estabilidad es una condición deseable para los contratos a largo plazo, el hecho de que las transacciones sean interrumpidas por conflictos entre las entidades regionales y nacionales, resta credibilidad al mercado, ya que este tipo de eventos de desconexión introducen un riesgo adicional cuyo efecto es desincentivar las transacciones.

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

Durante el desarrollo de esta investigación se identificó condiciones de la regulación regional que a la fecha han impedido el desarrollo de contratos a largo plazo dentro del contexto del Mercado eléctrico regional, la primera condición está relacionada con la metodología de cobros del servicio de transmisión, actualmente existen dos formas mediante las cuales los agentes pueden gestionar este costo, ambas son de corto plazo y no garantizan la certeza de este debido a su alta variabilidad.

El segundo aspecto evaluado corresponde a los artículos del RMER que limitan el mercado a únicamente intercambiar excedentes, mediante la revisión de la normativa se identificó que a la fecha existe un pobre desarrollo normativo, lo cual limita las transacciones a periodos de mercado que no van más allá de un año en el mejor de los casos, el diseño de la normativa se encuentra orientado a que los países únicamente pueden intercambiar excedentes, sin que sea posible acuerdos a largo plazo en el MER.

Por último el tercer aspecto evaluó como la inestabilidad de mercado, la limitada integración de las regulaciones y la poca eficacia de las autoridades en

la resolución de conflictos, han llegado a interrumpir transacciones de forma regular para los años 2016, 2017, 2018 y 2019, lo cual desincentiva a los agentes a realizar transacciones de corto, mediano y largo plazo, estas últimas son las más afectadas ya que la limitada certeza en la resolución de conflictos podría llevar a la suspensión de transacciones entre países provocando pérdidas económicas.

4.5. Propuesta de modificaciones

Derivado del análisis de las condiciones que limitan la implementación de contratos a largo plazo, es necesario realizar las propuestas de mejora o modificaciones que deben considerarse dentro del contexto normativo regional.

Se recomienda a la CRIE tomar en consideración los elementos planteados a continuación, los cuales han sido agrupados para una mejor comprensión.

4.5.1. Aspectos generales

Para esta sección del RMER se identificaron puntos de mejora relacionados con generalidades, se observa que dentro de los objetivos del MER se deja de lado el desarrollo de un mercado de largo plazo, aspecto ya reconocido por el Tratado Marco, el cual establece que el mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes (Tratado Marco, 1996).

Para el caso de las generalidades se introduce conceptualmente las metodologías de cobro por el servicio de transmisión, por CVT o por derecho firme, la primera se considera un parámetro de corto plazo con una alta variabilidad, la segunda actualmente tiene un plazo máximo de un año.

Si se considera los puntos expuestos precedentemente se recomienda modificar el Libro I, con el fin de viabilizar un mercado de contratos a largo plazo, tal y como fue concebido en el Tratado, segundo se recomienda analizar la metodología a implementar para la remuneración de los cargos de transmisión en transacciones a largo plazo.

4.5.2. Operación técnica y comercial

Respecto a este aspecto el RMER desarrolló todo un esquema de mercado orientado al corto plazo, por lo que se propone modificar lo relacionado con el mercado de contratos, sistema de precios, planificación, predespacho y despacho, los cuales actualmente restringen la realización de contratos a largo plazo.

Para el mercado de contratos actualmente la normativa cuenta con un esquema enfocado a transacciones de corta duración, sin embargo, se propone desarrollar un esquema comercial que viabilice los contratos a mediano y largo plazo, esto proporcionará a los agentes flexibilidad en sus esquemas de contratación, así como la posibilidad de adaptar sus estrategias de compraventa de energía a sus necesidades particulares.

Aunado a lo anterior se propone evaluar la forma de declaración de contratos, el modelo actual plantea declaraciones diarias sin embargo bajo un esquema a largo plazo, estas deberían realizarse en función de los derechos de

transmisión asignados, ya que estos marcan el periodo de las transacciones los cuales deberán ser validado por comprador y vendedor.

Como parte de las modificaciones es necesario adecuar los tipos de contratos, el modelo de CNFFF establece un pago máximo de CVT el cual según la misma normativa tiene implícito un riesgo ya que no existe garantía del despacho, el modelo por contrato firme suprime este riesgo mediante el derecho firme, sin embargo la duración de estos no va más allá de un año, lo cual da una limitada certeza de costos, y restringe las transacciones a largo plazo, por lo cual se propone desarrollar un nuevo esquema de remuneración de los servicios de transmisión para este tipo de transacciones.

En cuanto a la operación técnica, la planificación de operación y los criterios de análisis, se observa que su alcance es limitado, es recomendable ampliar el horizonte de estudio, ya que actualmente solo se considera como máximo el mediano plazo. Por lo tanto, se propone modificar el horizonte de análisis, esta ampliación permitirá obtener una visión más completa y precisa de la situación del mercado, para considerar posibles escenarios a largo plazo.

4.5.3. Transmisión

Respecto a la transmisión se propone modificar las metodologías de cobro en el contexto de la realización de contratos a largo plazo, esta propuesta nace del análisis de los costos del servicio de transmisión para los años 2015 al 2020, donde se evidencia que existe una alta volatilidad en los precios lo cual representa un riesgo para este tipo de transacciones.

Para mitigar este riesgo se propone la modificación de los periodos para los cuales se asignan derechos firmes, actualmente el horizonte es de un año lo

cual limita las transacciones en esta modalidad, el segundo aspecto que se propone modificar es el cálculo de los precios mínimos, actualmente el modelo de medias mínimas toma el histórico de tres años de CVT, esto ya introduce dentro del modelo variaciones, que si bien son suavizadas por el método persiste una componente variable.

En concreto para establecer el precio del derecho se propone utilizar una metodología que considere la capacidad de transmisión y los costos que implica esta, para que al menos el valor a remunerar sea el mismo que el costo de la red y de ahí partir a un modelo en función de la competencia en la subasta del derecho, con el objetivo de garantizar al transportista el pago por sus servicios.

En resumen, el CVT puede ser utilizado en transacciones a corto plazo y proporcionar una señal económica sobre los costos de transmisión en tiempo real. Sin embargo, en el contexto de transacciones a largo plazo, el CVT puede presentar desafíos y limitaciones. Dado que los precios y cargos del CVT pueden fluctuar según las condiciones del sistema en tiempo real (reprogramaciones), pueden introducir incertidumbre y riesgo en los contratos para periodos prolongados de tiempo, lo cual dificulta la planificación y la gestión de costos con horizontes amplios, por lo que la propuesta es que para transacciones de largo plazo el CVT no sea una variable que considerar, en la determinación del precio de derechos de transmisión.

4.5.4. Controversias y resolución de conflictos

Respecto a la resolución de controversias se propone modificar el procedimiento para resolver los recursos de reconsideración y de reposición, estos deberían ser resueltos por órganos distintos a los que originaron la inconformidad, la propuesta nace del hecho de que actualmente el EOR es el

encargado de resolver los recursos de impugnación a actos que el mismo efectuó, así mismo, la CRIE es la encargada de resolver recursos de reposición a resoluciones emitidas por ella.

En ninguna circunstancia es coherente que alguna de las partes de un litigio actúe simultáneamente como juez y parte, todo proceso que desee resolver algún conflicto deberá regirse por principios de imparcialidad y equidad, y aunque no se pone en tela de juicio el buen proceder de las autoridades regionales, no es correcto que tengan este doble rol.

Se propone que los procesos de reconsideración, sean elevados a la CRIE y sea esta quien resuelva respecto las acciones del EOR que sean impugnadas, para los recursos de reposición se plantean dos opciones a evaluar en la modificación, una de ellas es la conformación de una junta de arbitraje, la cual mediara entre CRIE y quien presente la impugnación a la resolución, o directamente se establezca dentro de la normativa que los recursos de reposición sean elevados a la Corte Centroamericana de Justicia, quien puede resolver lo relacionado con tratados y protocolos del SICA.

Esta propuesta tiene como objetivo garantizar la imparcialidad en la resolución de los conflictos, ya que, si uno de los involucrados asume el papel de juez, es inherente que exista un conflicto de interés.

CONCLUSIONES

1. Derivado del análisis de los datos históricos de los cargos de transmisión, se ha determinado que existe una alta variabilidad, debido a que la metodología actual de cálculo se basa en un modelo de precios nodales, el cual genera fluctuaciones en función de la oferta y la demanda, así mismo se estableció que los precios fluctúan dentro de un rango amplio por lo que este cargo es poco predecible, esta situación introduce un riesgo para transacciones a largo plazo, Las metodologías actuales de remuneración, pago de CVT máximo y derecho firme, no logran mitigar este riesgo de manera efectiva durante períodos prolongados de contratación.
2. A partir del análisis de la normativa regional, se ha identificado artículos contenidos en el RMER que imponen restricciones al mercado de contratos y limitan la capacidad de llevar a cabo transacciones a largo plazo, por consiguiente para fomentar el desarrollo de este tipo de transacciones es necesario modificar aspectos normativos a nivel de reglamento, estos cambios deben considerar elementos de índole técnico como lo es la metodología de cobro para los cargos del servicio de transmisión, el diseño del mercado de contratos y la planificación, el objetivo es extender el alcance de estos y eliminar las limitantes actuales.
3. Mediante los datos analizados se ha determinado que existe una deficiencia regulatoria en el procedimiento de resolución de conflictos, específicamente los que derivan de ordenes o resoluciones emitidas por entidades regionales, el proceso actual carece de certeza jurídica, debido

a que asigna a las autoridades regionales un doble rol, por lo que actúan como juez y parte en el conflicto, esta situación es no deseable debido a que existe un interés inherente dentro del proceso, esto ha ocasionado afectaciones en el desarrollo de las transacciones llegando a generar la interrupción del suministro de energía, lo cual ha generado consecuencias directas para los agentes, vulnerando la estabilidad del mercado.

4. En el marco de esta investigación, se ha logrado identificar aspectos dentro de la normativa regional que requieren ser modificados para posibilitar la implementación de contratos a largo plazo. Desde una perspectiva técnica, resulta necesario revisar aspectos relacionados con los cargos de transmisión, la planificación y el mercado de contratos, los cuales actualmente están orientados hacia el corto plazo, por lo cual se hace necesario desarrollar conceptos de mayor alcance en esta área. Desde una perspectiva legal, es crucial considerar mejoras en los procedimientos de resolución de conflictos, con el fin de brindar certeza jurídica a los procesos y minimizar el impacto en la operación del mercado y la ejecución de las transacciones.

RECOMENDACIONES

A la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) se recomienda:

1. Modificar la metodología de cobro de los servicios de transmisión vigentes en el MER, a efecto de garantizar la certeza de este cargo y mitigar la variabilidad a la cual se exponen los agentes que desean realizar contrataciones con horizontes amplios, para ello es importante considerar que las metodologías vigentes presentan variaciones que son efecto del modelo de precios nodales utilizado actualmente, el cual inherentemente es susceptible de fluctuaciones lo que impacta de manera negativa el desarrollo de un mercado de contratos a largo plazo,
2. Evaluar la modificación de la normativa regional, específicamente aquellos aspectos técnicos en los que actualmente prevalece un diseño de mercado de corto plazo, esta evaluación debe considerar temáticas como el mecanismo de cobro del servicio de transmisión, la duración de los derechos firmes, el diseño del mercado de contratos, programación de transacciones, así como una planificación con mayores horizontes de estudio, lo anterior permitirá identificar modificaciones que mejoren significativamente el desempeño del mercado y fomenten mayores intercambios de energía para periodos extensos.
3. Modificar los procesos de resolución de conflictos, eliminando condiciones que dupliquen roles dentro del proceso a efecto de eliminar posibles conflictos de interés, se recomienda explorar alternativas como mesas de arbitraje o la intervención de un órgano superior competente como lo es la

Corte Centroamericana de Justicia como instancia final, el objetivo es minimizar las afectaciones económicas hacia los agentes que realizan transacciones, así como garantizar la estabilidad del mercado en el largo plazo.

4. Realizar una evaluación integral del Mercado Eléctrico Regional con la finalidad de determinar porque a la fecha no ha sido posible el desarrollo de contratos a largo plazo, se recomienda que el análisis considere aspectos de índole técnico y jurídico, para los aspectos técnicos se recomienda revisar el diseño de mercado y las condiciones para este tipo de contratos, el alcance de la planificación y la estructura de contratos vigentes en la normativa, en el apartado jurídico se recomienda evaluar los mecanismos de resolución de disputas, la certeza legal de los procesos y la integración de las regulaciones nacionales con la regional como posibles fuentes de discrepancia, todo esto con el objetivo de identificar mejoras a la normativa regional que permitan fortalecer la interacción de los agentes y la realización de transacciones para periodos extensos de tiempo.

REFERENCIAS

- 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/>
- CEPAL (2013). *Análisis del Mercado eléctrico regional de Centroamérica y Acciones para impulsar Proyectos de Generación Nacional*. Autor.
- CRIE (2005). *Reglamento del Mercado eléctrico regional*. Autor.
- CRIE (2020). *Informe del MER Año 2020, Una vista al Mercado Eléctrico de América Central y su evolución*. Autor.
- Curruchich, S. (16 de Julio, 2021). Guatemala anuncia salida del MER. DCA. Recuperado de <https://dca.gob.gt/noticias-guatemala-diario-centro-america/guatemala-anuncia-salida-del-mer/>
- 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>

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)*. Autor.

http://www.eprsiepac.com/pdf/informe_general_linea_siepac_dic13.pdf

Ente Operador Regional (2017). *Guía Para La Participación De Las Asignaciones de Derechos de Transmisión*. Autor.

<https://www.enteoperador.org/2019/08/20/guias-de-derechos-de-transmision/>

Fernández, R. (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* 3 (5), 6-11.

<https://www.cnee.gob.gt/tmp/Guatelectrica/GUATElectrica-5.pdf>

Kirschen, D. y Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons Ltd.

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.

<https://publications.iadb.org/es/integracion-electrica-regional-oportunidades-y-retos-que-enfrentan-los-paises-de-america-latina-y>

Lewis, W. (2005). *Development Planning*. Routledge.

Sistema de Integración Centroamericana. (1996). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. SIC.

Sistema de Integración Centroamericana. (1997). *Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. SIC.

Sistema de Integración Centroamericana. (2007). *Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. SIC.

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*. CEPAL.
<https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40123>

Trespalcios Carrasquilla, A., Pantoja Robayo, J., y Fernández Taborda, Ó. (2017). *Análisis de Mercados de Electricidad*. EAFIT.

Vives, X. (2006). *El Reto de la Competencia en el Sector Eléctrico*. ARIAE.
<https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/El%20reto%20de%20la%20competencia%20en%20el%20sector%20electrico%20.pdf>

APÉNDICES

Para el análisis de los datos fue necesaria la elaboración de tablas que debido a su extensión no era factible su presentación dentro del presente trabajo, sin embargo, se deja constancia de los modelos utilizados con el objetivo de que los datos presentados puedan ser replicados.

Apéndice 1.

Ejemplo de tabla de registro de precios Ex ante y cálculo de CVT

Fecha	Período	Precios Ex ante promedio por país		CVT US\$/MWh (inyección-Retiro)
		Guatemala	El Salvador	GT-ESA
1/01/2015	0	55.66	60.09	4.43
1/01/2015	1	53.96	60.09	6.13
1/01/2015	2	54.14	59.99	5.85
1/01/2015	3	54.09	60.14	6.05
1/01/2015	4	54.13	60.15	6.02
1/01/2015	5	50.44	60.12	9.68
1/01/2015	6	48.89	64.30	15.41
1/01/2015	7	50.25	65.66	15.41
1/01/2015	8	54.58	54.93	0.35
1/01/2015	9	65.28	66.17	0.89
1/01/2015	10	65.35	66.15	0.80
1/01/2015	11	69.18	69.95	0.77
1/01/2015	12	69.15	69.94	0.79
1/01/2015	13	65.35	66.14	0.79
1/01/2015	14	65.33	66.15	0.82
1/01/2015	15	64.31	66.11	1.80
1/01/2015	16	50.22	51.82	1.60

Nota. Ejemplo de tabla de recolección de precios Ex ante para cada país, y cálculo del CVT mediante la diferencia entre el nodo de retiro menos el nodo de inyección. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Apéndice 2.

Tabla de clasificación de artículos limitantes y aspecto asociado

Norma o Tratado	Descripción	Artículo	Es una limitante?	Aspecto
Tratado Marco		14	SI	Transmisión Regional
Protocolo	Segundo	12	SI	Armonización Regulatoria
RMER	LIBRO I	Glosario	SI	Generalidades
RMER	LIBRO I	1.3	SI	Mercado de Contratos
RMER	LIBRO I	1.4	SI	Generalidades
RMER	LIBRO II	1.2	SI	Mercado de Contratos
RMER	LIBRO II	1.3	SI	Mercado de Contratos
RMER	LIBRO II	1.5	SI	Sistema de Precios
RMER	LIBRO II	2.5	SI	Conciliación y Cargos de Mercado
RMER	LIBRO II	3.1	SI	Operación Técnica del MER
RMER	LIBRO II	4.1	SI	Planificación
RMER	LIBRO II	4.4	SI	Planificación
RMER	LIBRO II	5.2	SI	Mercado de Contratos
RMER	LIBRO II	5.5	SI	Mercado de Contratos
RMER	LIBRO II	5.6	SI	Mercado de Contratos
RMER	LIBRO II	5.9	SI	Predespacho y Despacho
RMER	LIBRO II	Anexo 3	SI	Predespacho y Despacho
RMER	LIBRO III	2.1	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	8	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	8.1	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	8.2	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	8.3	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	8.4	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	8.6	SI	Sistema de Precios
RMER	LIBRO III	9.3	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	10	SI	Planificación
RMER	LIBRO III	10.1	SI	Planificación
RMER	LIBRO III	12.2	SI	Conciliación y Cargos de Mercado
RMER	LIBRO III	ANEXO D	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	ANEXO Q	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO III	ANEXO R	SI	Transmisión Regional
RMER	LIBRO IV	1.8	SI	Solución de Controversias
RMER	LIBRO IV	1.11	SI	Solución de Controversias
RMER	LIBRO V	2.4	SI	Transmisión Regional

Nota. Detalle de artículos clasificados como limitantes, normativa a la que pertenece, así como el aspecto normativo asociado. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Apéndice 3.

Ejemplo de tabla de registro de recursos de reposición

Año	Descripción	Resultado
2015	DECLARAR SIN LUGAR, el recurso de reposición presentado por el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, propietario de la entidad Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE-INDE), en contra de la resolución CRIE-30-2015, de fecha 27 de agosto de 2015, emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-.	Sin Lugar
2015	DECLARA SIN LUGAR, el recurso de reposición presentado por el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, propietario de la entidad Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE-INDE) en contra de la resolución CRIE-19-2015, de fecha 25 de junio del 2015, emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-; y, CONFIRMA en cada una de sus partes el contenido de la resolución CRIE-19-2015, dictada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, el 25 de junio de 2015.	Sin Lugar
2015	RESUELVE SIN LUGAR el recurso de reposición presentado por la entidad Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, Sociedad Anónima –CAISA-, en contra de la resolución CRIE-11-2015, de fecha 13 de abril del año en curso, que puso fin a las actuaciones del expediente CRIE-PS-05-2014	Sin Lugar
2015	RESUELVE SIN LUGAR el recurso de reposición presentado por la entidad Grupo Generador de Oriente, Sociedad Anónima –GENOSA-, en contra de la resolución CRIE-11-2015, de fecha 13 de abril del año en curso, que puso fin a las actuaciones del expediente CRIE-PS-05-2014.	Sin Lugar
2015	Resolución de la CRIE mediante la cual se resuelve el Recurso de Reposición presentado por la Empresa Propietaria de la Red, en contra de la Resolución CRIE-40-2014.	Sin Lugar
2015	Resolución mediante la cual se resuelve, entre otras cosas, DECLARAR CON LUGAR PARCIALMENTE el recurso de Reposición planteado por el Ente Operador Regional –EOR-, en contra de la resolución CRIE-39-2014, de conformidad con la Resolución que para el efecto se adjunta.	Con lugar Parcialmente

Nota. Tabla utilizada para el registro de recursos de reposición durante el año 2015, se incluye año, breve descripción y resultado del recurso. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

Apéndice 4.

Ejemplo de tabla de registro de interrupciones Guatemala – MER 09/10/2015

Fecha	Período	Energía Programada	Energía Exportada	Diferencias
9/10/2016	4	298.569	0	298.57
9/10/2016	5	298.413	0	298.41
9/10/2016	6	241.243	0	241.24
9/10/2016	7	249.157	0	249.16
9/10/2016	8	261.724	0	261.72
9/10/2016	9	257.993	0	257.99
9/10/2016	10	256.369	0	256.37
9/10/2016	11	263.333	0	263.33
9/10/2016	12	266.127	0	266.13
9/10/2016	13	270.322	0	270.32
9/10/2016	14	264.655	0	264.66
9/10/2016	15	259.357	0	259.36
9/10/2016	16	248.379	0.485	247.89
9/10/2016	17	246.424	0	246.42
9/10/2016	18	60.291	0	60.29
9/10/2016	19	60.291	0	60.29
9/10/2016	20	60.291	0	60.29
9/10/2016	21	60.291	0	60.29
9/10/2016	22	298.426	0	298.43
9/10/2016	23	298.615	0	298.62

Nota. Ejemplo de la tabla utilizada para el registro de las desconexiones entre Guatemala y el MER ordenadas unilateralmente por el EOR, datos para el 09 de octubre de 2023. Elaboración propia, usando Microsoft Excel.

ANEXOS

Para el análisis del presente trabajo fue necesario recopilar información de las bases de datos de las entidades regionales, a continuación, se presentan las fuentes y formatos en que se obtuvo la información.

Mediante el Anexo 1 se muestra el formulario mediante el cual se extrajeron los datos de los precios ex ante para cada uno de los nodos de retiro e inyección analizados en el presente trabajo de investigación.

Anexo 1.

Base de Datos EOR que contiene los precios ex ante

País: Guatemala

Fecha a consultar:

☐ Por Día

☐ Por Día y Período específico

☐ Por rango de fecha (**)

Mostrar datos

** El rango de fecha no puede diferir de más de 5 días

Si desea exportar los datos en excel, dé click en el siguiente botón cuando los datos ya hayan sido mostrados: Exportar a Excel

Fecha	Período	Nodo	Número de Nodo	Precio (\$)
21/03/2017	00	1101	AGU- 230	55.73
21/03/2017	00	1102	ALB- 230	55.85
21/03/2017	00	1103	CHX- 231	56.92
21/03/2017	00	1105	ENR- 230	55.85
21/03/2017	00	1106	ESC- 231	55.84

Nota. Ejemplo de la consulta de precios Ex ante en el mercado regional, clasificado por país. Obtenido del sitio web del Ente Operador Regional (2022). *Precios Ex ante.* (<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/precios-ex-ante/>) consultado el 12 de noviembre de 2023.

Para la determinación de los costos de derechos firmes se recolectó información de los resultados anuales publicados en la página del EOR, el anexo 2, muestra un extracto de la tabla de resultados de la subasta efectuada durante el mes diciembre de 2014, para los derechos correspondiente al año 2015 con vigencia para el mes de enero.

Anexo 2.

Detalle de solicitudes de DT anuales asignadas



SOLICITUDES DE DT ANUALES ASIGNADAS

ENTE OPERADOR
REGIONAL

ID DE
ASIGNACIÓN: A1501

ID DT	Código Agente	Nodo Inyección	Nodo Retiro	Tipo Solicitud	Tipo DT	Potencia Inyección	Potencia Retiro	Importe Asignado (Ver Nota 1)	Vigencia Mes y Año	
A0115-0115DF00000001	1GGENINGSD	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.565	7.315	\$4,471.44	Enero	2015
A0115-0115DF00000002	1GGENINGSD	1126	6002	Compra DT Anual	Derecho Firme	39.000	39.000	\$373,480.56	Enero	2015
A0115-0115DF00000003	1GGENBIOEN	1126	28181	Compra DT Anual	Derecho Firme	5.500	5.500	\$3,147.12	Enero	2015
A0115-0115DF00000004	1GGENBIOEN	1126	28181	Compra DT Anual	Derecho Firme	10.000	10.000	\$5,721.36	Enero	2015
A0115-0115DF00000005	1GGENBIOEN	1126	28181	Compra DT Anual	Derecho Firme	10.000	10.000	\$5,721.36	Enero	2015
A0115-0115DF00000006	2C_C07	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.552	7.299	\$4,538.40	Enero	2015
A0115-0115DF00000007	2C_C12	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.552	7.299	\$4,538.40	Enero	2015
A0115-0115DF00000008	2C_C03	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.565	7.315	\$4,471.44	Enero	2015
A0115-0115DF00000009	2C_C03	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.535	7.284	\$4,493.76	Enero	2015
A0115-0115DF00000010	2C_C08	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.550	7.297	\$4,516.08	Enero	2015
A0115-0115DF00000012	2C_C11	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.565	7.315	\$4,471.44	Enero	2015
A0115-0115DF00000013	2C_C06	1126	28161	Compra DT Anual	Derecho Firme	7.534	7.293	\$4,545.84	Enero	2015

Nota. Muestra del resultado de las subastas, efectuadas por el EOR durante el mes de diciembre de 2014, para derechos firmes con vigencia durante el año 2015. Obtenido de Ente Operador Regional (2022). Solicitudes anuales asignadas. (<https://www.enteoperador.org/archivos/document/DF/DF/A1501.zip>) consultado el 10 de enero de 2023.