



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE
OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO
ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO**

Ing. Roberto Enrique Ortíz Solórzano

Asesorado por el M.A. Ing. Fernando José Álvarez Paz

Guatemala, septiembre de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE
OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO
ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. ROBERTO ENRIQUE ORTÍZ SOLÓRZANO
ASESORADO POR M.A. ING. FERNANDO JOSÉ ALVAREZ PAZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN ARTES EN ENERGÍA Y AMBIENTE

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Cesar Augusto Castillo Morales
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 12 de enero de 2022.

Ing. Roberto Enrique Ortíz Solórzano

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

LNG.DECANATO.OI.620.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO**, presentado por: **Roberto Enrique Ortiz Solórzano**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Energía y ambiente después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, septiembre de 2022

AACE/gaoc



Guatemala, septiembre de 2022

LNG.EEP.OI.620.2022

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

“IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO”

presentado por **Roberto Enrique Ortiz Solórzano** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Energía y ambiente** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Colí
Director

**Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería**





ESCUELA DE ESTUDIOS DE
POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 18 de mayo de 2022

MSc. Ing Edgar Álvarez Cotí
Director, Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Por este medio informo a usted, que se ha revisado y APROBADO el siguiente INFORME DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN del alumno:

Carné: 100021833
Alumno: Roberto Enrique Ortiz Solórzano
Maestría: Energía y Ambiente
Título de la Investigación: IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO

En este sentido, extendiendo el Visto Bueno correspondiente, para el cumplimiento de requisitos de la Escuela de Estudios de Postgrado, de la Facultad de Ingeniería, de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Sin otro particular

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



Guatemala, 18 de mayo de 2022

MSc. Ing Edgar Álvarez Cotí
Director, Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Presente

Por este medio informo a usted, que, como ASESOR, he revisado y aprobado la siguiente **TÉSIS DE GRADUACIÓN** del alumno:

Carné: 100021833
Alumno: Roberto Enrique Ortiz Solórzano
Maestría: Energía y Ambiente
Título de la Investigación: IMPACTO DEL EFECTO DE LAS TRANSACCIONES DE ENERGÍA DE CONTRATOS Y DE OPORTUNIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL CENTROAMERICANO.

En este sentido, extendiendo el Visto Bueno correspondiente, para el cumplimiento de requisitos de la Escuela de Estudios de Postgrado, de la Facultad de Ingeniería, de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Sin otro particular.

MA. Ing. Fernando José Álvarez Paz

Asesor

FERNANDO JOSÉ ALVAREZ PAZ
INGENIERO INDUSTRIAL
Colegiado No. 2848

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Todo poderoso, gracias por la infinidad de bendiciones recibidas a lo largo de la vida.

Mis padres

Por tener la bendición de tenerlos a mi lado.

Mi esposa e hija

Carla y Lucía por ser la fuente de inspiración para alcanzar cada objetivo en la vida, este logro es para ustedes.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala Por ser mi *alma máter*.

Facultad de Ingeniería Por la oportunidad de formarme profesionalmente.

Mi asesor Ing. Fernando José Álvarez Paz, por la orientación brindada durante la realización de este trabajo.

Mis amigos Humberto Perla, Juan Girón y Marcio Hernández por su apoyo en el desarrollo de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. El Mercado Eléctrico Regional.....	1
1.1.1. Marco regulatorio.....	1
1.1.2. Institucionalidad	2
1.1.3. Línea SIEPAC.....	4
1.2. Transacciones de energía	6
1.2.1. Transacciones de contratos.....	7
1.2.1.1. Contratos firmes	8
1.2.1.2. Derechos de transmisión	9
1.2.1.3. Contratos no firmes	9
1.2.2. Transacciones de oportunidad.....	11
1.3. Servicio de transmisión regional.....	11
1.3.1. Régimen tarifario de la red de transmisión regional.....	12
1.3.2. Cargos regionales de transmisión	13
1.3.3. Efecto de las transacciones en la transmisión	13
1.4. Beneficios económicos de las transacciones del MER.....	15
1.5. Beneficios ambientales de las transacciones del MER.....	16

1.6.	Investigaciones previas	16
1.6.1.	Análisis a nivel internacional	16
2.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	27
2.1.	Relación entre las transacciones de energía y el servicio de transmisión regional	27
2.2.	Recolección y procesamiento de información	28
2.2.1.	Transacciones de energía	29
2.2.2.	Cargos por el servicio de transmisión regional	36
2.2.2.1.	Transacciones programadas no comprometidas en contratos	38
2.2.2.2.	Cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual	39
2.2.2.3.	Renta de congestión	40
2.2.2.4.	Cargo variable de transmisión	41
2.2.2.5.	Ingreso por venta de derechos de transmisión	43
2.2.3.	Ingreso autorizado regional	44
3.	RESULTADOS	47
3.1.	Metodología para estimar el Impacto del efecto de las transacciones en la remuneración del servicio de transmisión regional	47
3.2.	Efecto de las transacciones de energía de contratos y oportunidad en la transmisión regional	48
3.3.	Impacto del efecto de las transacciones de energía de contrato y oportunidad en la remuneración de la transmisión regional	50

4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	53
	CONCLUSIONES	59
	RECOMENDACIONES.....	61
	REFERENCIAS	63

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Transacciones de inyección de energía en el MER, mercado de contratos y de oportunidad, enero a diciembre 2021, en MWh.... ..34
2. Transacciones de inyección de energía en el MER por país, enero a diciembre 2021, en MWh34
3. Inyecciones de energía en el MER período junio 2013 a diciembre 342021, en MWh.....35
4. Porcentaje del aporte económico neto de las transacciones para el pago del servicio de transmisión regional, durante el año 2021.....50
5. Porcentaje del impacto de las transacciones en la remuneración del servicio de transmisión regional, durante el año 202151

TABLAS

- I. Tipo de Transacciones de energía en el MER por mes, durante 2021, en MWh.....31
- II. Transacciones de inyección de energía en el MER por país, durante 2021, en MWh.....32
- III. Transacciones de retiro de energía en el MER por país, durante 2021, en MWh.....33
- IV. Conciliación económica de las transacciones programadas no comprometidas en contratos por mes, durante 2021, en USD.....38

V.	Cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual –CMORC- por mes, durante 2021 en USD.	40
VI.	Renta de congestión asociada a derechos de transmisión en el MER por mes, durante 2021, en USD	41
VII.	Cargo variable de transmisión neto en el MER por mes, durante 2021, en USD	42
VIII.	Ingreso por venta de derechos de transmisión por mes, durante 2021, en USD	43
IX.	Ingreso autorizado regional año 2021, en USD	45
X.	Aporte económico neto de las transacciones de contrato y oportunidad en la remuneración del servicio de transmisión regional, durante el año 2021, en USD	49
XI.	Impacto del efecto de las transacciones de contrato y oportunidad en la remuneración del servicio de transmisión regional, durante el año 2021 en USD	51

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
CO ₂	Dióxido de carbono
USD	Dólares de los Estados Unidos de América
GWh	Gigavatios hora
MW	Megavatio
MWh	Megavatios hora
%	Porcentaje

GLOSARIO

CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
CVT	Cargo variable de transmisión.
DTER	Documento de transacciones económicas regionales.
EOR	Ente Operador Regional.
EPR	Empresa propietaria de la red.
IAR	Ingreso autorizado regional.
IVDT	Ingreso por venta de derechos de transmisión.
Línea SIEPAC	Es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por la línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, exceptuando donde es notado en el numeral I2.1 del Anexo I, del Libro III del RMER.
Mercado eléctrico regional	Es la 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.

Mercado de contratos regional	Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.
Mercado de oportunidad regional	Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.
RTR	Red de transmisión regional.

RESUMEN

Con el objetivo de determinar el impacto del efecto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración del mercado eléctrico regional centroamericano, se ha realizado el estudio que permite cuantificar económicamente el impacto de las transacciones de energía de manera individual en el pago del servicio de transmisión regional.

Con el objetivo de determinar si los aportes de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, para el pago del servicio de transmisión, se encuentran conforme parámetros de referencia internacional, se procedió a realizar una revisión documental de investigaciones previas que puedan ser tomadas como referencia en la presente investigación.

En el estudio se muestra el procedimiento para la recolección y procesamiento de la información utilizada, la cual es de carácter público, asimismo incluye la metodología para estimar el impacto del efecto de las transacciones en la remuneración del servicio de transmisión regional, dicho impacto se obtiene como resultado de sumar el efecto económico de las transacciones de contrato y de oportunidad en el pago del servicio de transmisión y su resultado dividirlo entre el Ingreso Autorizado Regional vigente para el año 2021.

El impacto del efecto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional resultó en USD 19,689,392, monto que representa un 32 % del ingreso autorizado regional del año 2021 que asciende a US\$ 61,900,313.00, dicho impacto es un

valor que se encuentra razonablemente conforme parámetros de referencia internacional, ya que estos ingresos no pretenden cubrir la totalidad de las inversiones en transmisión.

Como complemento de lo anterior se identificó que en el informe Integración Eléctrica Centroamericana: Genesis, Beneficios, y Prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se cuantificaron los beneficios económicos de las transacciones (importaciones y exportaciones) por país, así como el beneficio neto económico total resultando este último en US\$XIIil para el período junio 2013 a diciembre 2015.

Asimismo, en el referido estudio, el BID estimó que en el período 2016-2025 en un escenario de expansión y operación coordinada es decir de mayor integración, se genera una reducción de 26,352,406 toneladas de CO₂, lo anterior debido a la reducción en la generación de plantas térmicas con un costo de operación alto y mayor emisión de CO₂.

OBJETIVOS

General

Analizar cuál es el impacto del efecto de las transacciones de contratos de energía y de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano.

Específicos

- Determinar cuáles son los efectos económicos de las transacciones de energía de contratos firmes y no firmes en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano.
- Estimar cuáles son los efectos económicos de las transacciones de energía de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano.
- Calcular cuál es el impacto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano.

INTRODUCCIÓN

Según la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2021), el Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes de los países de América Central.

Debido a sus características el mercado eléctrico regional es un modelo de mercado único en el mundo en el cual coexisten 6 regulaciones nacionales con la regional.

Según el Ente Operador Regional (2020), la reducción de las transacciones de energía a nivel regional disminuye la recolección de cargo variable de transmisión, que a su vez es utilizado para reducir el cargo complementario de la línea SIEPAC que es pagado por las demandas de cada uno de los países de la región.

La presente investigación tiene como objetivo determinar el impacto del efecto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano.

Para su realización se recolectó información relacionada con la conciliación del servicio del servicio de transmisión, la cual es información que publica el Ente Operador Regional en su página web y que es de acceso público, la cual luego de ser procesada y analizada será la base fundamental para el desarrollo de la presente investigación.

En el capítulo 1 de la presente investigación se describen de manera resumida los conceptos que serán utilizados en el estudio asimismo se exponen investigaciones previas relacionados con el tema que serán utilizadas como referencia en la discusión de los resultados de la investigación.

En el capítulo 2 se describe el mecanismo para cuantificar el impacto del efecto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano.

En el capítulo 3 se consolidan y presentan los resultados; para que finalmente en el capítulo 4 se hace una discusión de los resultados obtenidos tomando como referencia los análisis de investigaciones previas a nivel internacional.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. El Mercado Eléctrico Regional

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central es el marco regulatorio sobre el cual se fundamenta el Mercado Eléctrico Regional, dicha norma establece en su artículo 4 que “El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado.” (CRIE, 2015, p. 6).

También en la tesis para optar al grado de Maestro en Energía y Ambiente de Álvarez realizada en el año 2010, se expone una definición más amplia del mercado eléctrico regional, indicando que “El MER (Mercado Eléctrico Regional) es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados nacionales existentes, con regulación regional y en el cual los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana” (Alvarez, 2010, p. 57).

Del tratado firmado y de la tesis de Alvarez (2010) se puede determinar que el Mercado Eléctrico Regional (MER) es el ámbito, en el que se realizan inyecciones y retiros de energía entre agentes del mercado de los países de la región centroamericana que se encuentran habilitados para ese efecto.

1.1.1. Marco regulatorio

El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), en el numeral 1.5.1 establece la estructura institucional del MER de la siguiente manera:

La estructura institucional del MER comprende:

- La Regulación Regional, formada por el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE.
- Los organismos regionales, encargados de velar por el cumplimiento y aplicación de la regulación regional.
- La regulación y organismos nacionales, incluye los OS/OM de cada uno de los países miembros, en la medida que estén relacionados con la operación del MER e interactúen con la regulación y organismos regionales.

Del RMER se determina que la estructura del mercado regional incluye a la regulación regional, organismos regionales, así como a la regulación y organismos nacionales incluyendo a los operadores de sistema y mercado de los países miembros y regionales.

1.1.2. Institucionalidad

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), como ente regulador, establece los organismos regionales que conforman el MER:

Según la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2019):

Los organismos regionales que conforman el MER, sobre el cual funcionará el proyecto SIEPAC son:

- Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC: su misión ha sido la ejecución de las cooperaciones técnicas para la ejecución del proyecto.
- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. La CRIE tiene su sede en Ciudad de Guatemala.
- Empresa Propietaria de la Red (EPR): entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados. La EPR tiene su sede en San José, Costa Rica.
- Ente Operador Regional (EOR): responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador, El Salvador.
- Consejo Director del MER (CD MER): es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales: la CRIE y el EOR.

Estas instancias son apoyadas también por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual, entre otras actividades, realiza estudios en materia de planeación indicativa y de proyectos

regionales de electrificación para incentivar el desarrollo de los mismos. (p. 6)

De la cita anterior, la CRIE indica que existe una institucionalidad creada en el MER, en la cual la CRIE es el ente regulador, el EOR es el operador del sistema y de mercado y el CDMER como ente político, adicionalmente la EPR es transmisor regional, responsable de la construcción y operación y mantenimiento de la línea SIEPAC.

1.1.3. Línea SIEPAC

De acuerdo con la CRIE, la Empresa Propietaria de la Red (EPR), es la encargada de construir mantener y operar la línea SIEPAC.

El componente de infraestructura, bajo responsabilidad de la EPR, consistió primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de aproximadamente 1,793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito futuro, las que se conectan a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, y además se incluyen equipos de compensación reactiva.

Dicha infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de 300 MW, entre los países de la región, la cual se podrá duplicar cuando se habilite el segundo circuito.

El costo de esta infraestructura de transmisión, incluyendo la previsión en torres para un segundo circuito futuro, se ha estimado en cuatrocientos noventa y cuatro millones (US\$ 494,000,000.00), costo que se considera bajo, para una

infraestructura lineal, de aproximadamente 1,800 km, que tuvo que afectar con su trazado continuo a cerca de 8,000 propietarios de terrenos, resolviendo e integrando las diversas tecnologías de las subestaciones de la región y superando múltiples trámites en los seis países (CRIE, 2019).

También en el informe Integración Eléctrica Centroamericana: Genesis, Beneficios, y Prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), expone una definición más amplia del proyecto SIEPAC, esto se cita a continuación.

El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) comprende dos componentes: (i) la creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y (ii) el desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, cubriendo desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER. (Echevarría *et. al.*, 2017, p. 9)

De acuerdo con la CRIE y lo indicado por el BID en su informe denominado Integración Eléctrica Centroamericana: Genesis, Beneficios, y Prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, se establece que el proyecto SIEPAC es la infraestructura de transmisión centroamericana que consta de aproximadamente 1800 km de líneas de transmisión y permite el funcionamiento físico del Mercado Eléctrico Regional.

1.2. Transacciones de energía

El RMER define las transacciones que se pueden realizar en el MER de la siguiente manera:

Las transacciones de energía en el MER se realizan por período de mercado, bien sea en el Mercado de Contratos Regional, a través de compromisos contractuales entre agentes del mercado, o en el Mercado de Oportunidad Regional, con base en ofertas de inyección y retiro de energía en los nodos de la RTR. Los compromisos asociados con los contratos y las ofertas de inyección y retiro en el Mercado de Oportunidad Regional se informan el día anterior a la operación del MER. (CRIE, 2021, p. 62)

De lo indicado en el RMER se puede determinar que las ventas y compras de energía pueden realizarse a través de contratos y en el mercado de oportunidad, de forma horaria.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), elabora estadísticas de energía de los países de la región centroamericana.

CEPAL (2021) establece que:

En 2019 se registró la cifra más alta de exportaciones (por 3,073.9 GWh), impulsadas en su mayor parte por Guatemala, y en menor medida por El Salvador, Costa Rica y Panamá. Los países que tuvieron mayor participación en las importaciones fueron El Salvador, Honduras, Nicaragua. Costa Rica incrementó sus importaciones, para contrarrestar los efectos de la sequía.

En 2020 las importaciones ascendieron a 2,820.7 GWh, inferiores a la cifra de 2019 pero mayores a las registradas en los años anteriores. Guatemala tuvo una reducción significativa de casi 600 GWh, El Salvador también redujo su magnitud de ventas internacionales; en contraste, Panamá y Costa Rica las incrementaron. El Salvador es el mayor importador, pero redujo significativamente los suministros del exterior. También sobresalen las importaciones de Nicaragua (1.070,7 GWh, una cifra récord, seguramente relacionadas con un menor precio de oportunidad en el MER). (p. 24)

De lo indicado por CEPAL en el año 2021, se puede determinar que Guatemala resulta ser el mayor exportador de energía mientras que El Salvador resulta ser el mayor importador de energía en la región centroamericana.

1.2.1. Transacciones de contratos

La tesis para optar al grado de maestría en Formulación y Evaluación de Proyectos de Rojas (2016), denominada *Evaluación de las Implicaciones del Nuevo Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico en la Región Centroamericana, en el caso del Mercado Eléctrico de Guatemala, para las Transacciones de Electricidad hacia la Región Centroamericana*, expone una definición más amplia del mercado de contratos, esto se cita a continuación:

“El mercado de contratos es el mercado de corto o largo plazo dentro de un mercado mayorista eléctrico en el que los agentes celebran acuerdos bilaterales de compra y venta de energía eléctrica” (Rojas, 2016, p. 25).

También el CRIE (2021) define el mercado de contratos de la siguiente forma:

El Mercado de Contratos Regional tiene por objeto dotar a los agentes del MER de instrumentos para manejar los riesgos de suministro y precio de la energía en el mercado regional y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional (p. 63).

De lo anterior indicado por Rojas (2016) y lo establecido por CRIE (2021), se puede determinar que el mercado de contratos en un mercado de electricidad puede ser de corto o largo plazo y básicamente son acuerdos bilaterales de compra y venta de energía eléctrica, finalmente indicar que su objetivo es el manejo de riesgos de suministro y precio de energía en el mercado.

1.2.1.1. Contratos firmes

El CRIE (2021) hace una definición de las características de los contratos firmes:

- En un contrato firme la parte vendedora se compromete a vender energía firme a la parte compradora en el nodo de retiro de la RTR designado en el contrato.
- La energía vendida en un contrato firme regional hará parte de las transacciones del MER y será considerada como energía firme en el país donde se ubica el nodo de retiro de la parte compradora. La energía comprometida en un contrato firme regional no podrá ser comprometida en un contrato nacional.
- Una de las partes de un contrato firme regional, designada en el contrato, deberá ser el titular de los derechos de transmisión entre

los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro. (p. 65)

Del RMER se puede determinar que para operar un contrato firme se requiere que, ya sea el vendedor o el comprador sea titular de un derecho de transmisión, asimismo se concluye que el comprador tiene prioridad de suministro.

1.2.1.2. Derechos de transmisión

El CRIE (2021) define a los derechos de transmisión como a continuación:

Un Derecho de Transmisión asigna a su titular un derecho de uso o financiero sobre la red de transmisión regional por un determinado período de validez. En la RTR se definen los siguientes tipos de Derechos Transmisión (DT):

- Derechos firmes (DF)
- Derechos financieros punto a punto (DFPP). (p. 256)

De lo establecido en RMER, se puede determinar que un derecho de transmisión otorga a su titular un derecho de uso o derecho financiero sobre la red de transmisión durante un período de tiempo.

1.2.1.3. Contratos no firmes

El CRIE (2021) define las características de los contratos no firmes:

Los Contratos No Firmes son compromisos de inyección y retiro de energía en nodos de la RTR que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora.

Las transacciones de energía mediante Contratos No Firmes no requieren la adquisición de derechos de transmisión. Sin embargo, una de las partes del contrato podrá adquirirlos si no han sido previamente asignados. (p. 69)

También en la tesis para optar al grado de maestría en Energía y Ambiente de Alvarez (2010), clasifica a los contratos no firmes, esto se cita a continuación.

- Contratos no firmes, que no establecen prioridad de suministro para la parte compradora; subdivididos a su vez en:
 - Contratos no firmes financieros, no afectan el predespacho regional y sólo se tienen en cuenta para efecto de la conciliación de transacciones.
 - Contratos no firmes físico-flexibles, son compromisos físicos de energía que pueden ser flexibilizados en el predespacho regional mediante ofertas de oportunidad asociadas a los contratos (ofertas de flexibilidad) y podrán tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT. (p. 16)

Del CRIE (2021) y de Alvarez (2016), se puede determinar que para realizar compras y ventas de energía mediante un contrato no firme no se requiere de un derecho de transmisión, por lo que no tienen prioridad de suministro y finalmente

indicar que pueden ser contratos no firmes financieros y contratos no firmes físico flexibles.

1.2.2. Transacciones de oportunidad

El CRIE (2021) define las características de las transacciones de oportunidad de la siguiente manera:

El mercado de oportunidad regional es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía, para cada período de mercado, en los nodos de la RTR habilitados comercialmente.

Las ofertas al mercado de oportunidad regional son informadas por los OS/OM de cada país miembro con base en las ofertas de sus agentes. Las transacciones en el MOR son producto de un predespacho regional y de la operación en tiempo real y son las que posibilitan la optimización del despacho regional. (p. 28)

De lo anterior, se puede determinar que las transacciones de oportunidad resultan del predespacho regional, basado en ofertas diarias de compra y venta de energía, por período de mercado.

1.3. Servicio de transmisión regional

El CRIE (2021) define el concepto de transmisión como “el transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión” (p.22).

También el CRIE (2021) define el concepto de servicio de transmisión regional, el cual “consiste en transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y

de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía” (p.21).

Del RMER, se puede concluir que la transmisión es el transporte de energía a través de la red eléctrica y que la transmisión regional está asociada al flujo de energía entre países miembros del mercado regional.

1.3.1. Régimen tarifario de la red de transmisión regional

El CRIE (2021) describe el régimen tarifario de la red de transmisión regional de la siguiente forma.

El régimen tarifario de la RTR, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central se compone de:

- El ingreso autorizado regional que recibirá cada agente transmisor.
- Las tarifas o cargos regionales de transmisión que pagarán los agentes, excepto transmisores.
- Los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los cargos regionales de transmisión. (pp. 266-267)

Del RMER, se puede determinar que el ingreso autorizado regional es la remuneración que percibe el transmisor por prestar el servicio de transmisión regional, mientras las tarifas o cargos regionales de transmisión son los pagos por el uso y disponibilidad de la línea que deben hacer los agentes que realizan transacciones de energía.

1.3.2. Cargos regionales de transmisión

El CRIE (2021) define los cargos de transmisión de la siguiente manera.

Las tarifas o cargos regionales de transmisión son el cargo variable de transmisión el peaje y el cargo complementario. El CVT es pagado implícitamente en el mercado de oportunidad regional o explícitamente en el mercado de contratos regional. El peaje y el cargo complementario conforman el cargo por uso de la RTR (CURTR). (pp. 269-270)

Del RMER, se puede concluir que el cargo variable de transmisión se paga de forma implícita en las compras y ventas de energía de oportunidad, mientras que en los contratos se paga de manera explícita, adicionalmente que el peaje y el cargo complementario son parte de los cargos por uso de la red de transmisión regional denominados CURTR.

1.3.3. Efecto de las transacciones en la transmisión

El CRIE (2021) establece la relación entre la transmisión regional y las transacciones de energía, de la siguiente manera.

El servicio de transmisión regional es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la RTR y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía. El EOR realiza la coordinación del servicio de transmisión regional. El servicio de transmisión regional se relaciona con las transacciones en el MER mediante el cargo variable de transmisión o CVT. El peaje y el cargo complementario de transmisión son los otros componentes de la remuneración final del servicio de transmisión regional.

El riesgo por el pago de cargos variables de transmisión se puede cubrir mediante la adquisición de derechos de transmisión o a través de las ofertas de pago máximo por CVT. (p. 30)

Del RMER, se puede extraer que los cargos a través de los cuales se remunera la transmisión son el cargo variable de transmisión (CVT), el peaje y el cargo complementario (CC).

También, en el informe especial, denominado *Impacto del COVID-19 en el Mercado Eléctrico Regional*, el EOR (2020), sostiene que la reducción de las transacciones de energía a nivel regional disminuye la recolección de cargo variable de transmisión.

Según el EOR (2020):

La reducción de transacciones de electricidad a nivel regional hizo que no se recolectara suficiente CVT, para compensar el pago complementario de la línea de transmisión regional (SIEPAC) que los países miembros del MER realizan, por lo dicha disminución fue absorbida por la cuenta general de compensación en US\$ 2.833.00 (abril-junio). Aun con esta reducción el saldo estimado a junio de dicha cuenta será de US\$ 10.6 millones. (p. 14)

De la conclusión del EOR, es evidente que el volumen de transacciones es directamente proporcional con el ingreso por CVT el cual es utilizado para reducir el cargo complementario que pagan por las demandas nacionales de cada uno de los países de Centroamérica.

1.4. Beneficios económicos de las transacciones del MER

Según Echeverría *et. al.* (2017), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), cuantificó los beneficios económicos de las transacciones por país, así como el beneficio neto económico total.

Los beneficios económicos obtenidos por los países de la región entre junio 2013 y diciembre 2015, como consecuencia de las transacciones (importaciones y exportaciones) realizadas en el MER, ascendieron a US\$ 305 millones, distribuidos así: Guatemala US\$ 109.5 millones; El Salvador US\$ 33.3 millones; Honduras US\$ 68.1 millones; Nicaragua US\$ 6.7 millones; Costa Rica US\$ 65.4 millones; y Panamá US\$ 22.0 millones.

El beneficio neto económico total fue de US\$ 132 millones si se descuenta el monto de los cargos y abonos asociados a los flujos de energía transferidos para sufragar y/o remunerar el servicio de transmisión de los intercambios regionales, así como los cargos para afrontar los costos de inversión, mantenimiento y operación de la infraestructura, incluyendo el Ingreso Autorizado Regional (Cargo SIEPAC), y el presupuesto de funcionamiento del propio MER.

En este sentido, los beneficios económicos netos alcanzados por los diversos mercados eléctricos de los países que participan del MER ha sido desigual, existiendo algunos que han obtenido beneficios netos relevantes en el periodo de análisis, caso de Guatemala, frente a otros con beneficios netos negativos (pérdidas), como El Salvador o Panamá.

Del informe del BID podemos determinar que existen beneficios económicos para los países miembros del MER, derivados de las compras y ventas de energía los cuales ascienden a USD\$ 305 millones, durante el período

de junio 2013 a diciembre de 2015, asimismo se han estimado beneficios económicos netos por un monto de USD\$ 132 millones considerando los cargos y abonos que resultan de la operación del mercado.

1.5. Beneficios ambientales de las transacciones del MER

Según Echeverría *et. al.* (2017), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), presenta para el período 2016-2025 la reducción de las emisiones de CO₂ en diferentes escenarios de integración, determinando que cuando hay una expansión y operación aislada se generan mayores emisiones de CO₂ del orden de 49,112,144.00 toneladas de CO₂, mientras que en el escenario de expansión y operación coordinada es decir de mayor integración, se generan emisiones del orden de 22,759,738.00 toneladas de CO₂, lo que representa una reducción de 26,352,406 toneladas de CO₂, lo anterior debido a la reducción en la generación de plantas térmicas con un costo de operación alto y mayor emisión de CO₂.

1.6. Investigaciones previas

Para poder determinar si el impacto del efecto de las transacciones de energía en la remuneración de la transmisión del Mercado Eléctrico Regional – MER-, se encuentra conforme parámetros de referencia internacional, resulta de relevancia conocer investigaciones previas que puedan ser tomadas como referencia en la presente investigación.

1.6.1. Análisis a nivel internacional

La Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) establecida en Ljubljana, Eslovenia, en el estudio *Practice report on transmisión tariff methodologies in Europe*, publicado en el año 2019

demuestra que la forma de recuperar los costos de transmisión en Europa puede ser a través de una tarifa única o por diferentes cargos, la importancia de dicho estudio se cita a continuación.

Según ACER (2019):

La forma en que se recuperan los costos de transmisión varía entre los diferentes países de Europa; pueden recuperarse a través de una única tarifa de transmisión o por varios diferentes cargos relacionados con la transmisión, y que esta variedad de estructuras tarifarias hace que la comparación de las tarifas de transmisión en Europa sea una tarea difícil, donde distinguir al menos entre las tarifas de la red y los cargos por uso del sistema. (p. 1)

De lo concluido en este estudio se puede determinar que existen diferentes metodologías para remunerar la transmisión, ya sea a través de una tarifa única o compuesta de varios cargos, lo que dificulta la tarea de distinguir las tarifas de la red y cargos por el uso.

Según Ignacio y Pérez-Arriaga (2003):

La aplicación de precios nodales a toda la potencia de entrada o salida de una red resulta en algunos ingresos que pueden ser utilizados para compensar parcialmente los costos de la red. Pero estos ingresos están lejos de ser suficientes para cubrir todos los costos de la red. (p. 1)

De lo indicado por Ignacio y Pérez-Arriaga (2003) se puede determinar que los ingresos que resultan del proceso de optimización no son suficientes para cubrir todos los costos de transmisión.

Cura (1998), define el porcentaje que representa el costo marginal en la remuneración de la transmisión en Chile y Bolivia.

Cura (1998) sostiene:

La tarificación a costo marginal con precios diferenciados espacialmente es utilizada tanto en Chile como en Argentina, Bolivia y Perú. Se señala que mediante simulaciones de los sistemas de algunos de estos países se observa que en Chile el ingreso marginal cubre sólo el 15 % de la remuneración requerida por el sistema de transmisión, mientras que en Bolivia es menos del 4 %.

Este hecho se explica por las economías de escala presentes en los sistemas de transmisión, con lo cual la tarificación a costo marginal es insuficiente para financiar los costos totales de un sistema de transmisión.
(p. 36)

Del análisis realizado por el autor, se puede concluir que el aporte de las transacciones de energía para remunerar un sistema de transmisión es variable y en algunos países como Chile y Bolivia representa un 15 % y 4 % respectivamente.

En San Juan, Argentina, en el artículo académico *Evaluación del Beneficio Social Resultante del Comercio Regional de Electricidad*, Chamba, Añó y Reta (2015), abordan el tema de los costos del sistema de transmisión.

Chamba, Añó y Reta (2015) sostienen:

Es necesario considerar los costos necesarios para mantener disponible el sistema de transmisión; y de esta manera, asegurar a los agentes de mercado, excedentes por la compra y venta de energía y reserva. Estos costos del sistema de transmisión representan: recuperación de capital, operación y mantenimiento.

Parte de estos costos serán recuperados por medio de la tarificación mercante de la red, la cual ocurre de un modo automático al pagar a los generadores y cobrar a los consumidores a precios spot de energía. Este tipo de tarificación produce la Remuneración Variable de Transmisión esperada. (p. 16)

Según se indica en la cita anterior se puede determinar uno de los aspectos importantes del artículo académico realizado por los ingenieros Chamba, Añó y Reta, es que los costos marginales permiten recolectar un ingreso variable, que cubre solo una porción del costo total de transmisión.

Donado (2003), sostiene que la tarificación de corto plazo no permite financiar por completo los costos del sistema de transmisión.

Según concluye Donado (2003):

Las metodologías de tarificación marginal de corto plazo han sido ampliamente adoptadas en muchos países para la tarificación de servicios de transmisión.

Esta al no financiar por completo los costos de inversión y de operación de los sistemas plantea un desafío adicional puesto que es necesario encontrar un método de asignar entre los usuarios del sistema un cargo complementario al ingreso marginal que cubra todos los costos del sistema de transmisión. (pp. 101-102)

De lo concluido en la cita anterior se puede determinar que uno de los aspectos abordados en este estudio realizado por Donado (2003), es que en un sistema eléctrico que utilice la tarificación marginal de corto plazo, como metodología para remunerar la transmisión no se pretende financiar por completo los costos de inversión, sino que se requiere de un cargo complementario.

En Santiago de Chile, Méndez (2002), en su trabajo titulado *Tarificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos*, sostiene que los derechos de transmisión no son instrumentos mediante los cuales los dueños del sistema de transporte pretendan recuperar la inversión.

Según indica Méndez (2002):

Los derechos de transmisión se hacen necesarios, debido a la necesidad de manejar las externalidades producidas por los flujos paralelos en la red de transmisión.

Estos instrumentos no pretenden ser las herramientas por las cuales los dueños de las redes recuperen el capital invertido en los activos del sistema de transmisión; generalmente eso se logra por medio de algún tipo de cobro por acceso o Access fee que puede ser complementado por medio

de los ingresos que se perciben durante la venta de derechos de transmisión. (p. 48)

Según se explicó en la cita anterior, se puede concluir que uno de los aspectos abordados en este estudio realizado por Méndez (2002), es que con la venta de derechos de transmisión no se pretende recuperar el capital invertido en los activos del sistema de transmisión, por lo tanto, los ingresos que se generan por la venta de derechos de transmisión no tienen como objetivo recuperar la inversión.

En Monterrey Nuevo León, México, en la tesis para optar al grado de Maestría en Ciencias Especialidad en Ingeniería Energética, denominada *Análisis de la metodología para la determinación de los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica*, Valencia (2003), sostiene que los derechos de transmisión no son instrumentos mediante los cuales los dueños del sistema de transporte pretendan recuperar la inversión.

Según Valencia (2003):

En la mayoría de los países desregulados se utiliza un esquema de tarificación marginalista, sin embargo, este no es suficiente para cubrir todos los costos que las instalaciones requieren, debido básicamente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios dada la condición de economías de escala presentes en el negocio de la transmisión.

Esto implica la necesidad de una tarifa compuesta en dos partes, además del pago marginal ya mencionado surge un pago adicional que permite recuperar los costos de la transmisión, este pago adicional en nuestro país es el denominado porteo de energía eléctrica. (p. 13)

De lo concluido en la cita anterior se puede determinar que uno de los aspectos abordados en este estudio realizado por el ingeniero Valencia, es que un sistema marginalista está compuesto de dos partes, un pago marginal y un pago adicional que permite recuperar los costos de transmisión.

En Medellín, Colombia, en la tesis para optar al grado de Maestro en Ingeniería de Sistemas, denominada *Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano*, Zambrano (2013), sostiene que con los derechos de transmisión no es posible remunerar la totalidad de los activos de transmisión, por lo tanto, es necesario establecer un cargo fijo adicional.

Según indica Zambrano (2013):

Los derechos de transmisión físicos son instrumentos que le dan al titular, el derecho de transmitir una cantidad específica de energía entre dos puntos del sistema de transmisión con la opción de vender este derecho en el mercado para que pueda ser usado por otro agente.

Los derechos de transmisión no permiten remunerar la totalidad de los activos de transmisión por lo que es necesario establecer un cargo fijo adicional. (p. 2)

De lo indicado por Zambrano (2013), se puede determinar que uno de los aspectos abordados en este estudio realizado es que los derechos de transmisión tienen ventajas y desventajas sin embargo cabe destacar que con estos instrumentos no es posible remunerar la totalidad de los activos de transmisión, por lo tanto, es necesario establecer un cargo fijo adicional.

En Manizales, Colombia, en la revista Energética se publicó el artículo denominado *Incentivos en cargos de acceso a redes de transmisión eléctrica*, Schweickardt (2014), indica que el ingreso variable del transporte permite recuperar únicamente un porcentaje de los costos anuales de transmisión.

Schweickardt (2014):

El Sistema de precios de tal modo obtenido, exhibe conforme tal referencia, la virtud de enviar a los agentes individuales señales óptimas en el corto plazo. Desde la aplicación de tales costos, es obtenido directamente un ingreso para la red de transmisión, referido como ingreso variable del transporte (IVT).

Tal remuneración ha tenido estudios deficientes en su profundidad debido a que, entre otras razones, la misma se establece en un nivel ubicado muy por debajo de las necesidades reales, en términos de los ingresos requeridos para cubrir la totalidad de los costos. Los ingresos que podrían percibirse por este medio constituyen un orden aproximado del 20 % - 30 % de los costos anuales totales que deben ser sufragados por el agente que opera la red. Este método de recuperación de costos de la red de transporte es conocido como Remuneración Marginalista. (pp. 2-3)

De lo indicado Schweickardt (2014), se puede determinar que en un sistema marginalista se pretende enviar a los agentes que realizan transacciones señales óptimas de corto plazo y que de la aplicación de dicho sistema se obtiene un ingreso para la red de transmisión, llamado ingreso variable del transporte el cual permite recuperar cierto porcentaje de los costos anuales de transmisión.

En Concepción, Chile, en la tesis para optar al grado Maestro en Ciencias de Ingeniería, denominada *Redefinición de tarifas de transmisión y de manejo económico de congestiones en el Sistema Nacional*, Madrid (2019), sostiene que con los derechos de transmisión no es posible remunerar la totalidad de los activos de transmisión, por lo tanto, es necesario establecer un cargo fijo adicional.

De acuerdo con lo indicado por Madrid (2019):

Actualmente, el esquema tarifario consiste en remunerar a las empresas de transmisión por medio de Ingresos Tarifarios (IT) y Peajes de Transmisión.

El ingreso tarifario está definido por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

Debido a las mejoras en la eficiencia de las líneas a lo largo del tiempo debió a la apertura tecnológica de las economías es que los ingresos no fueron suficientes para financiar completamente la operación y desarrollo del negocio de transmisión, de hecho, la cantidad de la anualidad de los costos de transmisión que es cubierta por los ingresos tarifarios es alrededor del 20 %. (pp. 40-42)

De acuerdo a lo analizado por Madrid (2019), se puede determinar que uno de los aspectos abordados en este estudio, es que en Chile para remunerar a las empresas de transmisión se hace a través de ingresos tarifarios que resultan de las diferencias nodales de inyecciones y retiros de potencia y energía, así

como de peajes, y que en el caso de los ingresos tarifarios únicamente cubren el 20 % de los ingresos que debe percibir el transmisor.

En San Salvador, El Salvador, en el informe especial, denominado *Impacto del COVID-19 en el Mercado Eléctrico Regional*, el EOR en el año 2020, define el tipo de relación entre las transacciones de energía y la recolección de cargo variable de transmisión.

De acuerdo con el EOR (2020):

La reducción de transacciones de electricidad a nivel regional hizo que no se recolectara suficiente Cargo Variable de Transmisión (CVT), para compensar el pago complementario de la Línea de Transmisión Regional (SIEPAC) que los países miembros del MER realizan, por lo dicha disminución fue absorbida por la Cuenta General de Compensación en US\$ 2,833.0 miles (abril-junio). Aun con esta reducción el saldo estimado a junio de dicha cuenta será de US\$ 10.6 millones. (p. 14)

De lo concluido por el EOR (2020), se puede determinar que hay una relación directa entre las transacciones de energía a nivel regional y la recolección de cargo variable de transmisión.

En 2021 el EOR en su Informe del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario IRMER-E02-2021, sostiene que existen ciertos inconvenientes que reducen los ingresos por venta de derechos de transmisión.

Según el EOR (2021):

Cuando los DT son asignados a precio de las pérdidas de transmisión por el modelo de subastas o a precio cero, este precio no representa el costo que los agentes están dispuestos a pagar (precio ofertado), ni el precio mínimo (costo de la transmisión aproximado), sino un precio muy por debajo del CVT en que se incurre en el Predespacho regional, teniendo impacto importante (consecuencia), en una menor recolección de fondos de ingreso por venta de derechos de transmisión (IVDT) para el pago de la línea SIEPAC.

Por otra parte, al ser valorado el DT a precio de cero dólares, (conforme el numeral D7.1.2 del Anexo D del Libro III RMER) no se paga por el uso de la red de transmisión a través del Ingreso por Venta de Derecho de Transmisión (IVDT) ni tampoco por el uso de la red de transmisión cuando se declara el contrato firme en el predespacho regional, en cuanto que el CMORC (carga variable de transmisión del contrato firme), es reintegrado a través de la renta de congestión. (p. 21)

De lo indicado por el EOR en su informe se puede determinar que existen ciertas problemáticas pendientes de solución en la regulación regional relacionadas con el mecanismo de subastas de derechos de transmisión, lo cual tiene un impacto en la recolección de IVDT, que a su vez es utilizado para el pago de la línea SIEPAC.

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1. Relación entre las transacciones de energía y el servicio de transmisión regional

En cualquier mercado eléctrico, para poder transportar energía de un punto a otro es necesario realizar un pago por el servicio de transporte, y en el caso del mercado eléctrico regional no es la excepción, ya que para poder transar energía a través de la línea SIEPAC, se requiere el pago por el servicio de transmisión regional, lo cual lógicamente hace inferir que a mayor cantidad de energía transada, mayor es el pago por servicio de transmisión que hacen los agentes que compran y venden energía, es decir que existe una relación directa entre el volumen de transacciones de energía y el dinero que se genera por el pago de transportar la misma. El desarrollo de la presente investigación permitirá cuantificar el pago por el servicio de transmisión regional que hacen los agentes que transan energía mediante contratos y a través del mercado de oportunidad regional.

Por su parte es importante mencionar que la EPR, como propietaria de la línea SIEPAC, y responsable de mantener y operar la referida línea, recibe un ingreso autorizado regional –IAR- que es aprobado anualmente por la CRIE mediante resolución, el cual le permite a la EPR, cubrir el pago de los siguientes conceptos:

Los costos de administración, operación y mantenimiento de acuerdo a una metodología basada en una empresa eficientemente operada. Asimismo, la deuda contraída para financiar el proyecto, hasta por un monto de USD\$ 453

millones de dólares, los impuestos de correspondan, y finalmente una rentabilidad conforme la metodología establecida en la regulación regional y considerando un aporte patrimonial de hasta USD\$ 58.5 millones de dólares.

Dicho lo anterior podemos determinar que el pago por el servicio de transmisión regional que hacen los agentes que compran y venden energía eléctrica en el mercado eléctrico regional, permite recolectar un monto económico denominado cargo variable de transmisión.

Adicionalmente de acuerdo con la regulación regional vigente, las tarifas o cargos regionales de transmisión que permiten la remuneración final del servicio de transmisión regional son el cargo variable de transmisión (CVT), el peaje y el cargo complementario (CC).

Para el caso del peaje se aclara que el mismo de conformidad con lo establecido en la resolución CRIE-31-2018, se encuentra establecido en un valor de cero, asimismo el CVTn como se mencionó anteriormente capta el pago por transmisión que generan transacciones de energía en el MER, por lo que para recolectar el valor total del IAR al que tiene derecho la EPR, el CC debe cubrir la parte que no es recuperada a través del cargo por peaje y otros ingresos de la línea SIEPAC.

Finalmente es importante mencionar que el cargo complementario es pagado por la demanda de cada uno de los países de la región centroamericana.

2.2. Recolección y procesamiento de información

Es preciso indicar que la información a utilizar es de carácter público, ya que la misma puede ser descargada de la página web del EOR, en ese sentido el

procedimiento para recolectar y procesar la información a utilizar en la presente investigación será el siguiente:

- Acceder a la página web del EOR, www.enteoperador.org.
- Descargar los documentos de transacciones económicas regionales que contienen toda la información relacionada con las transacciones de energía y su conciliación, así como de los cargos y abonos por el servicio de transmisión regional.
- Extraer la información que corresponda.
- Procesar la información extraída mediante tablas dinámicas de Microsoft Excel.
- Consolidar y organizar la información según la categoría, para facilitar su comprensión y pueda ser presentada en el capítulo de resultados.

Es importante mencionar que la presente investigación será para el período de enero a diciembre de 2021, por lo que la información que se recolecta y procesa estará asociada a dicho horizonte de tiempo.

2.2.1. Transacciones de energía

Las transacciones de energía en el mercado eléctrico regional pueden realizarse mediante contratos y en el mercado de oportunidad regional. A continuación, se presenta una descripción de cada uno de los tipos de transacciones y el lugar específico de donde se extrae la información para su posterior procesamiento y consolidación.

- Contratos: en el caso de las transacciones de contratos las mismas pueden ser a través de los siguientes tipos:
 - Contratos firmes: en este tipo de contratos se da prioridad de suministro a parte compradora del contrato, y adicionalmente debe tener asociado derechos de transmisión entre el punto de inyección y el de retiro sin embargo lo relacionado con los derechos de transmisión será analizado más adelante en la sección correspondiente.
 - Contratos no firmes: estos contratos pueden ser de dos tipos:
 - Financieros: este tipo de contratos no afectan el predespacho regional, es decir que solo se tienen en cuenta en la conciliación de transacciones.
 - Físico flexibles: son compromisos físicos, es decir que existe un compromiso de la parte de la vendedora de abastecer la demanda, sin embargo, tienen la opción de tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT y/o ofertas de flexibilidad asociadas a la energía comprometida en el contrato.
 - Oportunidad: es un mercado de corto plazo basado en ofertas de inyección y retiro de energía de forma horaria, las cuales son presentadas por los agentes, un día previo a la operación del mercado. Las transacciones de oportunidad resultan del predespacho o redespacho regional que realiza el EOR con el modelo de optimización de la operación económica del Sistema Eléctrico Regional, teniendo en cuenta las

restricciones de la red y las ofertas de compra y venta de energía recibidas.

Dicho lo anterior, se procedió a recolectar la información de la energía de contratos y de oportunidad de los DTER del año 2021, específicamente de las hojas denominadas transacciones de contratos (TCP) y transacciones de oportunidad (TOP), relacionadas con los megavatios transados a través de contratos y de oportunidad. Es importante indicar que la información anteriormente mencionada se encuentra de forma horaria y por agente que realiza transacciones en cada país, por lo que para recolectar la información completa se procedió a descargar los DTER de cada uno de los países, para posteriormente procesar y consolidar la referida información, en ese sentido la información consolidada se presenta a continuación.

Tabla I. **Tipo de transacciones de energía en el MER por mes, durante 2021, en MWh**

Mes / Año	Oportunidad	Contratos firmes	Contratos no firmes físico flexibles	Total
ene-21	43,033	76,511	91,488	211,032
feb-21	31,970	79,503	59,442	170,915
mar-21	37,675	91,398	74,021	203,095
abr-21	78,607	87,482	59,951	226,040
may-21	122,143	113,868	49,726	285,737
jun-21	76,992	171,369	51,968	300,329
jul-21	67,542	106,211	93,801	267,554
ago-21	57,929	92,595	80,035	230,559
sep-21	51,355	78,616	98,940	228,911
oct-21	34,799	107,362	158,311	300,472
nov-21	53,900	105,930	113,778	273,608
dic-21	87,614	71,684	152,676	311,973
Total, general	743,559	1,182,529	1,084,137	3,010,224

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

Tabla II. **Transacciones de inyección de energía en el MER por país, durante 2021, en MWh**

Mes / País	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
ene-21	74,432	35,130	-	-	79,934	21,536	211,032
feb-21	76,137	27,419	-	-	34,544	32,815	170,915
mar-21	97,814	34,971	2,324	-	24,405	43,581	203,095
abr-21	73,756	28,320	-	-	86,796	37,168	226,040
may-21	99,916	26,773	-	-	136,463	22,584	285,737
jun-21	118,814	28,861	226	-	102,891	49,536	300,329
jul-21	88,888	24,642	-	-	102,294	51,731	267,554
ago-21	72,021	8,079	-	-	104,531	45,927	230,559
sep-21	65,304	34,474	-	-	74,667	54,467	228,911
oct-21	108,215	43,457	-	-	69,621	79,179	300,472
nov-21	128,714	25,428	-	-	76,184	43,283	273,608
dic-21	112,095	61,838	-	-	116,688	21,353	311,973
Total	1,116,105	379,392	2,549	-	1,009,018	503,159	3,010,224

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021).

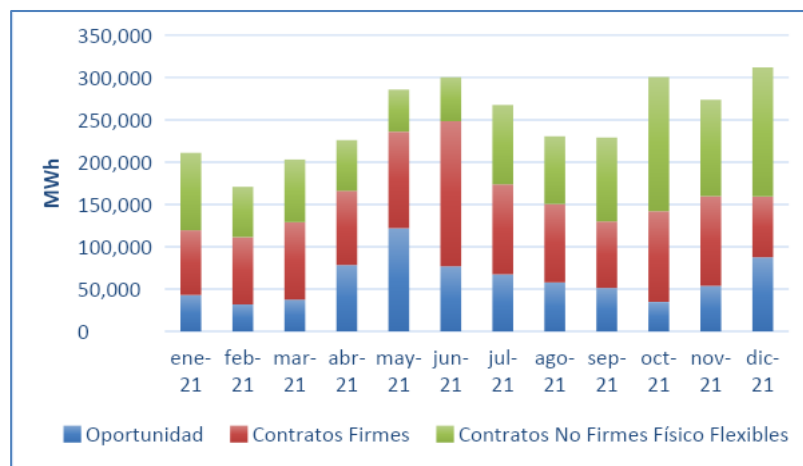
Documentos de transacciones económicas regionales.

Tabla III. **Transacciones de retiro de energía en el MER por país, durante 2021, en MWh**

Mes / País	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
ene-21	8,375	126,169	8,941	68,483	-	-	211,967
feb-21	2,006	99,439	9,287	63,332	225	-	174,289
mar-21	6,533	114,109	8,534	51,828	6,070	17,770	204,845
abr-21	7,420	137,995	16,469	58,625	-	6,341	226,850
may-21	11,336	179,037	21,807	71,290	-	-	283,472
jun-21	17,528	167,056	22,965	93,157	-	-	300,707
jul-21	8,406	146,751	20,919	91,690	-	-	267,766
ago-21	5,791	101,424	21,821	101,609	-	-	230,645
sep-21	6,301	100,092	18,554	106,629	-	-	231,576
oct-21	2,186	170,638	23,922	108,818	-	-	305,564
nov-21	1,542	154,333	16,318	102,047	-	-	274,241
dic-21	3,632	165,312	14,945	87,730	-	39,573	311,192
Total	81,057	1,662,357	204,483	1,005,238	6,294	63,684	3,023,113

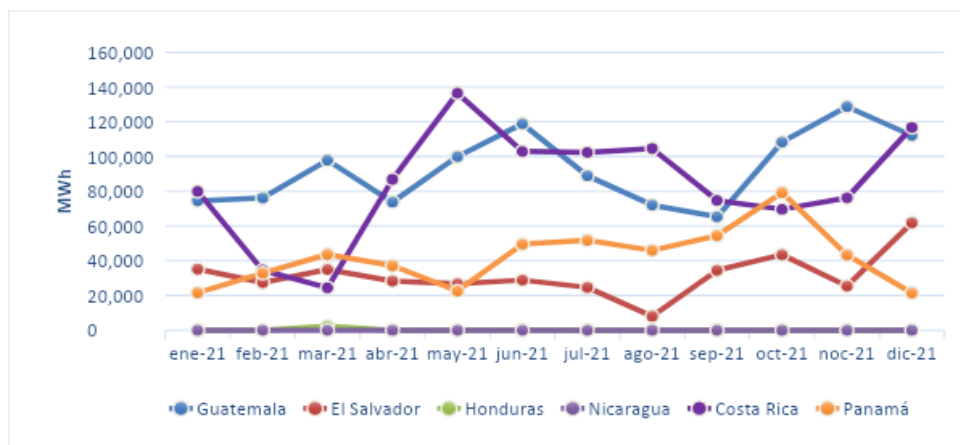
Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

Figura 1. **Transacciones de inyección de energía en el MER, mercado de contratos y de oportunidad, enero a diciembre 2021, en MWh**



Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021).
Documentos de transacciones económicas regionales.

Figura 2. **Transacciones de inyección de energía en el MER por país, enero a diciembre 2021, en MWh**

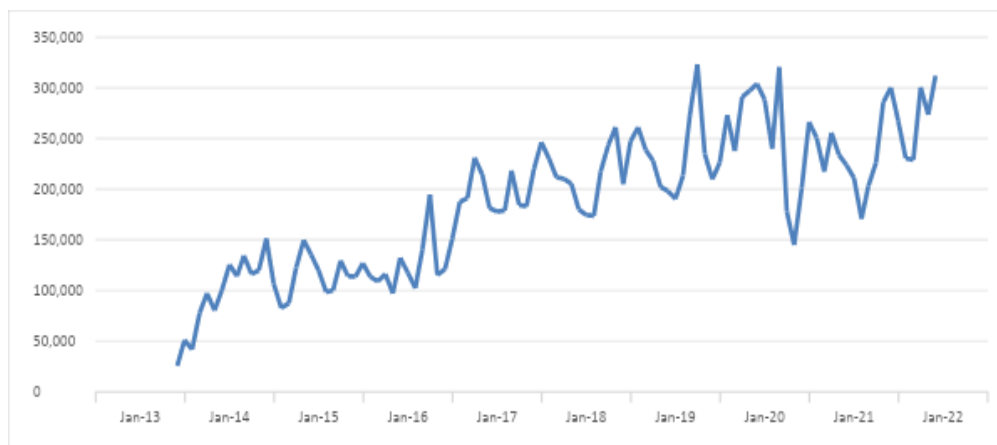


Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

De las tablas y figuras anteriores podemos concluir que, durante el año 2021 la mayor cantidad de transacciones en el MER se realizó mediante transacciones de contratos firmes, seguido de los contratos no firmes y finalmente de las transacciones de oportunidad. Asimismo, los países que más transacciones de inyección de energía realizaron fueron Guatemala, Costa Rica y Panamá respectivamente, mientras que los países que más transacciones de retiro realizaron fueron El Salvador, Nicaragua y Honduras.

Como complemento de lo anterior y con el objetivo de tener una perspectiva completa de la evolución de las transacciones de energía históricas en el MER, en la siguiente gráfica se presentan las inyecciones de energía en el mercado eléctrico regional para el período junio 2013 a diciembre de 2021.

Figura 3. Inyecciones de energía en el MER período junio 2013 a diciembre 2021, en MWh



Fuente: elaboración propia, con datos publicados por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2021). *Base de datos regional.*

Al respecto de la figura 3 anterior, se observa una tendencia de crecimiento de las transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional a excepción del año 2020 que por efectos de la pandemia del COVID-19, hubo una disminución de las transacciones, no obstante, a partir del año 2021 se observa una recuperación del volumen de transacciones de energía entre países. Ahora bien, en cuanto a las fluctuaciones de la figura 3, las mismas se deben a que en cada uno de los meses a lo largo de los años las condiciones hidrológicas son variables, así mismo existen variaciones en la demanda y precios de los combustibles y esto repercute en el volumen de compras y ventas de energía en la región centroamericana.

2.2.2. Cargos por el servicio de transmisión regional

Para poder transar energía en el MER, es necesario que los agentes realicen el pago por el servicio de transmisión, el cual varía en dependencia del tipo de transacción que realice, ya que en el caso de los contratos firmes su conciliación se realiza considerando los pagos que hacen en concepto de cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual –CMORC-, y los ingresos que reciben en concepto de renta de congestión –RENTAC-, asimismo, debe considerarse por el pago que realizan por la adquisición del derecho de transmisión –IVDT-, el cual permite tener prioridad de suministro en el despacho de energía. Por aparte en el caso de los contratos no firmes su conciliación se realiza únicamente considerando el CMORC.

Es importante mencionar que, en el caso de contratos firmes y no firmes físico flexibles, pueden tener asociadas ofertas de flexibilidad, las cuales permiten que la parte compradora del contrato sea abastecida desde cualquier punto de la red mediante ofertas de oportunidad. Por lo anterior se puede

considerar que las ofertas flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas oportunidad, por lo que son consideradas y conciliadas como tal en el predespacho regional.

Ahora bien, en el caso de las transacciones de oportunidad, las mismas pagan los cargos variables de transmisión de manera implícita, y se concilian a precios nodales de la red de transmisión regional.

Dicho lo anterior, se procedió a recolectar la información de los cargos de transmisión asociados a las transacciones de contratos y de oportunidad, incluidos en los DTER del año 2021, específicamente de las hojas denominadas transacciones de oportunidad (TOP), que contiene la conciliación del servicio de transmisión asociado a las transacciones de oportunidad, asimismo las hojas de cargos en el mercado de oportunidad regional asociado a los compromisos contractuales, renta de congestión, conciliación diaria de servicios de transmisión regional por instalación e ingresos por venta de derechos de transmisión todas relacionadas la conciliación del servicio de transmisión asociado a las transacciones de contratos.

Es importante indicar que ha excepción de los Ingresos por venta de derechos transmisión, toda la información anteriormente mencionada se encuentra de forma horaria y por agente que realiza transacciones en cada país, por lo que para recolectar la información completa se procedió a descargar los DTER de cada uno de los países, para posteriormente procesar y consolidar la referida información, en ese sentido la información consolidada se presenta a continuación.

2.2.2.1. Transacciones programadas no comprometidas en contratos

Este apartado contiene la información de la conciliación de transacciones de oportunidad, al respecto la regulación regional establece que: “los montos a conciliar debidos a las transacciones programadas no comprometidas en contratos regionales son el resultado de valorar dichas transacciones a sus precios ex ante calculados en el predespacho o redespacho respectivo para cada período de mercado” (CRIE, 2021, p. 172).

A continuación, se presentan los resultados económicos de la consolidación de la información relacionada con la conciliación económica de las transacciones de oportunidad para cada mes del año 2021, dentro de las cuales se tienen las ofertas de oportunidad así como ofertas de flexibilidad de inyección y retiro asociadas a contratos firmes, no firmes financieros y no firmes físico flexibles, cuyo resultado neto es el pago implícito por el servicio de transmisión regional que hacen las transacciones de oportunidad.

Tabla IV. **Conciliación económica de las transacciones programadas no comprometidas en contratos por mes, durante 2021, en USD**

Mes / Año	Inyección Flexibilidad CF	Retiro Requerido CF	Inyección Flexibilidad CNFF	Retiro CNFF	Inyección. Flexibilidad CNFFF	Retiro Flexibilidad CNFFF	Oportunidad	Total
ene-21	1,220,820	- 11,545	501,573	395,531	- 1,289,934	758,698	- 532,079	252,001
feb-21	1,544,388	- 233,556	348,046	294,668	- 1,127,403	728,361	- 578,631	386,538
mar-21	2,221,603	- 1,009,674	427,319	355,238	- 2,413,830	761,979	508,985	141,144
abr-21	1,921,760	- 840,195	825,895	512,825	- 1,980,651	546,102	2,060,382	2,020,468
may-21	2,800,345	- 853,006	694,340	432,818	- 1,746,628	1,414,605	1,789,118	3,665,956
jun-21	3,461,194	- 1,830,010	430,071	351,223	- 1,632,219	1,824,960	- 680,095	1,222,678
jul-21	3,046,413	- 1,369,657	221,886	183,417	- 1,071,896	1,663,640	- 1,332,358	974,611
ago-21	3,546,904	- 1,851,718	348,316	327,306	- 299,111	165,058	- 1,163,824	418,320

Continuación tabla IV.

sep-21	2,873,832	1,790,063	321,614	301,445	1,221,281	313,846	142,708	53,796
oct-21	3,524,424	3,166,376	480,388	340,666	4,859,805	303,824	3,871,461	186,751
nov-21	3,970,476	4,831,607	500,964	375,421	2,510,968	253,474	2,910,282	82,799
dic-21	3,828,242	2,931,236	237,079	214,245	2,193,580	3,869,626	1,522,136	1,073,750
Total	33,960,401	20,718,643	5,337,491	4,084,802	22,347,307	12,604,174	5,188,398	9,939,712

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

2.2.2.2. Cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual

En esta sección se presenta una consolidación de los cargos y abonos por transmisión regional que realizan a los agentes que compran y venden energía tanto en contratos firmes como en contratos no firmes, por el servicio de transmisión. Estos montos se calculan de forma horaria como resultado de multiplicar el compromiso contractual por la diferencia de precios nodales de retiro e inyección.

En los casos cuando el CMORC resulta en valores negativos debe interpretarse como abonos al agente y esto se debe a que no existieron transacciones en el mercado de oportunidad asociadas a los agentes del contrato no firme financiero, por lo tanto para compensar los cargos y abonos que se le acreditan a estos agentes en concepto de TPNC de retiro y de inyección (resultante en un cargo al agente), el CMORC debe de ser un abono en igual monto que el cargo neto resultante de las TPNC asociadas al contrato.

Tabla V. **Cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual –CMORC- por mes, durante 2021 en USD**

Mes / Año	CF		CNFF	CNFFF	Total
ene-21	525,625	-	106,041	272,112	691,695
feb-21	447,297	-	53,378	55,644	449,563
mar-21	817,127	-	72,081	318,611	1,063,657
abr-21	2,410,457	-	313,070	675,165	2,772,552
may-21	4,775,919	-	261,523	292,446	4,806,842
jun-21	3,755,260	-	78,848	109,923	3,786,335
jul-21	2,488,679	-	38,469	854,982	3,305,192
ago-21	1,236,130	-	21,010	911,331	2,126,451
sep-21	1,018,815	-	20,170	1,010,251	2,008,896
oct-21	4,059,593	-	139,722	2,675,987	6,595,859
nov-21	3,837,418	-	125,543	2,385,921	6,097,796
dic-21	1,007,607	-	22,834	623,678	1,608,450
Total	26,379,927	-	1,252,689	10,186,051	35,313,289

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

2.2.2.3. Renta de congestión

De conformidad con lo establecido en la regulación regional vigente un DF está asociado a un CF y es un DT que asigna a su titular, durante el período de validez: a) el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR, y b) el derecho a percibir o la obligación de pagar una renta de congestión según el resultado del producto de la energía declarada o energía requerida reducida en el predespacho o redespacho regional del CF asociado a dicho DF, por la diferencia entre el precio nodal de retiro menos el precio nodal de inyección, resultantes del predespacho o redespacho regional. (CRIE, 2021, p. 256)

De lo anterior se deriva que la renta de congestión es el monto económico que recibe o paga un agente que sea titular de un derecho de transmisión, y la misma se calcula resultado de multiplicar la energía declarada o energía requerida reducida en el predespacho regional por el diferencial de precios nodales de retiro e inyección. Lo anterior permite al agente titular del derecho de transmisión el cubrimiento del riesgo asociado a la volatilidad de precios para el pago de servicios de transmisión regional. A continuación, se presenta la consolidación de los cargos y abonos horarios en concepto de renta de congestión que reciben los agentes titulares de derechos de transmisión.

Tabla VI. **Renta de congestión asociada a derechos de transmisión en el MER por mes, durante 2021, en USD**

Mes / Año	Renta de congestión	
ene-21	-	526,613
feb-21	-	520,417
mar-21	-	804,792
abr-21	-	2,479,350
may-21	-	4,798,646
jun-21	-	3,760,211
jul-21	-	2,488,679
ago-21	-	1,236,130
sep-21	-	1,018,815
oct-21	-	4,059,593
nov-21	-	3,837,418
dic-21	-	1,007,607
Total	-	26,538,272

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

2.2.2.4. Cargo variable de transmisión

La normativa regional vigente establece la metodología para determinar de forma horaria y para cada elemento de la red el cargo variable de transmisión

neto –CVTneto-, el cual se calcula como la diferencia entre el cargo variable de transmisión total asociado al predespacho y el cargo variable de transmisión asociado a los derechos de transmisión. Por lo anterior resulta adecuado indicar que el CVTneto es equivalente a la suma de los cargos por transmisión que resultan del mercado (CMORC y TPNC) menos la renta de congestión que se debe pagar a los titulares de derechos de transmisión.

Adicionalmente es de relevancia mencionar que los CVTnetos son asignados a una cuenta general de compensación –CGC-, en la que se consolidan tanto los ingresos como los egresos que resultan de la aplicación de la normativa regional vigente, los cuales se mencionan a continuación: ingreso por venta de derechos de transmisión –IVDT-, intereses bancarios generados por los saldos de dicha cuenta, reintegros a agentes titulares de derechos de transmisión por reducción de energía declarada, compensación mensual del MER –CMM-. No obstante, se aclara que no es objetivo de la presente investigación, determinar la eficiencia de la referida CGC y del mecanismo para trasladar los beneficios del mercado a la demanda regional, a través de la reducción del pago del cargo complementario. A continuación, se presenta la consolidación de los cargos y abonos horarios en concepto de cargo variable de transmisión neto, el cual es trasladado a la CGC.

Tabla VII. **Cargo variable de transmisión neto en el MER por mes, durante 2021, en USD**

Mes / Año	CVTMER		CVTDT		CVTNETO	
ene-21	-	943,696	-	526,613	-	417,084
feb-21	-	836,101	-	520,417	-	315,684
mar-21	-	1,204,801	-	804,792	-	400,009
abr-21	-	4,793,020	-	2,479,350	-	2,313,670
may-21	-	8,472,799	-	4,798,646	-	3,674,152
jun-21	-	5,009,014	-	3,760,211	-	1,248,802
jul-21	-	4,279,803	-	2,488,679	-	1,791,124

Continuación tabla VII.

ago-21	-	2,544,771	-	1,236,130	-	1,308,641
sep-21	-	2,062,692	-	1,018,815	-	1,043,877
oct-21	-	6,409,108	-	4,059,593	-	2,349,515
nov-21	-	6,014,997	-	3,837,418	-	2,177,579
dic-21	-	2,682,196	-	1,007,607	-	1,674,593
Total	-	45,252,998	-	26,538,272	-	18,714,729

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

2.2.2.5. Ingreso por venta de derechos de transmisión

Los IVDT mensuales resultan de los pagos que realizan los agentes por la venta de derechos de transmisión tanto mensuales como anuales, a continuación, se presenta la consolidación de los montos en concepto de IVDT, el cual es trasladado posteriormente a la CGC.

Tabla VIII. **Ingreso por venta de derechos de transmisión por mes, durante 2021, en USD**

Mes / Año	IVDT
ene-21	- 9,594
feb-21	- 13,526
mar-21	- 44,019
abr-21	- 191,822
may-21	- 19,205
jun-21	- 33,321
jul-21	- 39,291
ago-21	- 47,335
sep-21	- 161,860
oct-21	- 28,058
nov-21	- 60,755

Continuación tabla VIII.

dic-21	-	325,879
Total	-	974,664

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

2.2.3. Ingreso autorizado regional

Desde el punto de vista del agente transmisor, en este caso nos referimos a la empresa propietaria de la red como propietario de la línea SIEPAC, dicha empresa percibe un ingreso autorizado regional (IAR), que le permite cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento, servicio de deuda contraído para financiar el proyecto SIEPAC hasta por un monto de USD 453 millones de dólares de los Estados Unidos de América, los tributos que correspondan y la rentabilidad regulada considerando un aporte patrimonial de hasta USD 58.5 millones de dólares de los Estados Unidos de América.

El monto de IAR es aprobado anualmente por la CRIE mediante resolución, y para el caso específico del año 2021, el IAR del referido año fue aprobado por la CRIE mediante resolución CRIE-69-2020 por un monto de USD\$ 64,410,579, sin embargo, dicho monto fue ajustado por la CRIE mediante resolución CRIE-11-2021, quedando un IAR vigente para el año 2021 en un monto de USD\$ 61,900,313.

Tabla IX. Ingreso autorizado regional año 2021, en USD

	AOM	DEUDA	IMPUESTOS	RENTABILIDAD	TOTAL IAR 2021	Saldo Guatemala Enero 2016 a Marzo 2019 Aguacapa – La Vega	TOTAL IAR 2021 AJUSTADO
GUATEMALA	2,265,197	4,822,654	856,364	1,254,652	9,198,867	1,044,240	10,243,107
GUATE NORTE – SAN AGUSTIN	484,939	1,032,445	285,455	268,599	2,071,438		2,071,438
SAN AGUSTIN – PANALUYA	431,965	919,664	285,455	239,258	1,876,342		1,876,342
PANALUYA – EL FLORIDO	560,537	1,193,396	-	310,472	2,064,406		2,064,406
AGUACAPA – LA VEGA	273,467	582,218	285,455	151,469	1,292,608	1,044,240	2,336,848
LA VEGA – FRONTERA EL SALVADOR	514,288	1,094,931	-	284,855	1,894,074		1,894,074
EL SALVADOR	2,080,501	4,429,432	2,401,416	1,152,352	10,063,702	(173,024)	9,890,678
FRONTERA GUATEMALA - AHUACHAPAN	174,123	370,712	-	96,444	641,279		641,279
AHUACHAPAN – NEJAPA	660,392	1,405,988	1,200,708	365,779	3,632,867	(173,024)	3,459,844
NEJAPA – 15 SEPTIEMBRE	629,194	1,339,567	1,200,708	348,499	3,517,968		3,517,968
15 SEPTIEMBRE- FRONTERAHONDURAS	616,792	1,313,164	-	341,630	2,271,587		2,271,587
HONDURAS	1,990,854	4,238,572	880,961	1,102,699	8,213,086	(232,090)	7,980,995
SAN NICOLÁS – FRONTERA GUATEMALA	405,814	863,987	-	224,773	1,494,575		1,494,575
SAN BUENAVENTURA – SAN NICOLÁS	531,477	1,131,526	440,480	294,376	2,397,859	(232,090)	2,165,769
SAN BUENAVENTURA – TORRE 43	237,389	505,406	440,480	131,485	1,314,761		1,314,761
FRONTERA EL SALVADOR - AGUACALIENTE	386,706	823,305	-	214,189	1,424,200		1,424,200
AGUACALIENTE – FRONTERANICARAGUA	429,468	914,347	-	237,875	1,581,690		1,581,690
NICARAGUA	2,287,535	4,870,211	263,217	1,267,025	8,687,987	(116,059)	8,571,929
FRONTERA HONDURAS – SANDINO	871,684	1,855,833	-	482,810	3,210,327		3,210,327
SANDINO – TICUANTEPE	575,792	1,225,874	131,609	318,921	2,252,196	(116,059)	2,136,137
MASAYA-LA VIRGENSEGUNDOCIRCUITO	182,244	388,002	131,609	100,942	802,797		802,797
TICUANTEPE – FRONTERA COSTA RICA	657,815	1,400,502	-	364,352	2,422,668		2,422,668
COSTA RICA	4,686,183	9,976,985	2,323,194	2,595,593	19,581,955	(252,917)	19,329,038
FRONTERA NICARAGUA – CAÑAS	1,099,972	2,341,865	-	609,255	4,051,092		4,051,092
CAÑAS – JACO	1,132,887	2,411,942	580,799	627,486	4,753,114	(252,917)	4,500,196
JACO – PARRITA	264,748	563,654	580,799	146,639	1,555,839		1,555,839
PARRITA – PALMAR NORTE	1,489,752	3,171,713	580,799	825,147	6,067,410		6,067,410
PALMAR NORTE – RÍO CLARO	480,467	1,022,925	580,799	266,122	2,350,313		2,350,313
RÍO CLARO – FRONTERA PANAMÁ	218,357	464,887	-	120,944	804,188		804,188
PANAMÁ	915,723	1,949,594	2,782,198	507,203	6,154,717	(270,150)	5,884,567
FRONTERA COSTA RICA – DOMINICAL	43,795	93,241	-	24,258	161,294		161,294
DOMINICAL – VELADERO	871,927	1,856,352	2,782,198	482,945	5,993,422	(270,150)	5,723,273
	14,225,993	30,287,448	9,507,349	7,879,523	61,900,313	-	61,900,313

Fuente: elaboración propia, con datos de Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (2021). Resolución CRIE-11-2021.

Es conveniente aclarar que la columna que indica Saldo Guatemala Enero 2016 a Marzo 2019 Aguacapa – La Vega, resulta de la aplicación de la resolución CRIE-80-2019, misma que determinó que durante dicho período el monto del IAR correspondiente al tramo Aguacapa – La Vega fue asumido por la región como tramo interconector, y que debió considerarse como tramo no interconector

correspondiendo su financiamiento únicamente a la demanda de Guatemala, no obstante resulta de relevancia indicar que dicho monto no implica ningún cambio en el valor final del IAR a percibir por parte de la EPR en los períodos correspondientes.

Conforme lo indicado anteriormente el monto de USD\$ 61,900,313.00 será uno de los insumos principales para determinar el impacto del efecto de las transacciones en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico centroamericano. Vale la pena indicar que los tramos resaltados en color gris en la tabla anterior son clasificados como tramos interconectores y el monto del IAR asociado a dichos tramos resulta en USD\$ 22,021,380.00, mientras que los demás tramos son clasificados como no interconectores y el monto del IAR asociado a dichos tramos resulta en USD\$ 39,878,933.00, ambos de la Línea SIEPAC.

Ahora bien, resulta importante indicar que el IAR de los tramos interconectores es pagado de forma socializada entre las demandas de los países, mientras que el IAR de los tramos no interconectores es asignado a la demanda del país en el que están instalados; y siendo que Costa Rica es el país con mayor cantidad de tramos no interconectores, resulta ser el país que más contribuye para el pago del IAR; por el contrario Panamá debido a que es el país con menor cantidad de tramos no interconectores resulta ser el país al que menor IAR se le asigna.

3. RESULTADOS

3.1. Metodología para estimar el Impacto del efecto de las transacciones en la remuneración del servicio de transmisión regional

Una vez consolidada la información relacionada con los pagos por servicio de transmisión regional que realizan los agentes que realizan transacciones, y el ingreso autorizado regional para el año 2021, para estimar el efecto de las transacciones de energía en la remuneración del servicio de transmisión regional, se procederá a sumar el aporte económico por el pago del servicio de transmisión regional de las transacciones de contratos firmes, no firmes dentro de los cuales se encuentran los no firmes financieros y no firmes físico flexibles y finalmente las transacciones de oportunidad, resultando un monto económico.

Dicho monto económico es trasladado a la cuenta general de compensación –CGC- y es utilizado para reducir el cargo complementario -CC- de la Línea SIEPAC el cual es pagado por las demandas de los países de la región centroamericana.

La reducción del CC anteriormente indicada se realiza mediante una compensación mensual del MER –CMM- la cual es definida semestralmente por la CRIE mediante un porcentaje de compensación del MER –PC-, permitiendo un beneficio directo a los habitantes de la región centroamericana ya que la CMM forma parte de los fondos para el pago del IAR que percibe la EPR por prestar el servicio de transmisión regional.

Ahora bien, para determinar el impacto del efecto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión regional el mismo resulta de sumar el efecto de cada uno de los tipos de transacciones y su resultado dividirlo entre el ingreso autorizado regional vigente.

3.2. Efecto de las transacciones de energía de contratos y oportunidad en la transmisión regional

Para determinar el efecto de las transacciones de contrato debe sumarse el aporte económico por el pago del servicio de transmisión regional de las transacciones de contratos firmes y contratos no firmes dentro de los cuales se encuentran los contratos financieros y los no firmes físico flexibles.

Para el caso de los contratos firmes, el efecto económico neto se obtiene como resultado de sumar los cargos y abonos que percibe el agente que asumirá el Cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al compromiso contractual (CMORC), y los cargos y abonos que percibe el agente titular del respectivo derecho firme en concepto de renta de congestión para cubrirse de la volatilidad de precios, y la obligación de pagar por el derecho firme que sea asignado.

Adicionalmente para el caso de los contratos no firmes, dentro de los cuales se encuentran los contratos no firmes financieros y no firmes físico flexibles, solo debe considerarse el pago por el servicio de transmisión regional que realizan, al que se le denomina Cargo en el mercado de oportunidad regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual.

Ahora bien, en el caso de las transacciones de oportunidad, para determinar el aporte económico de dichas transacciones deben tomarse en

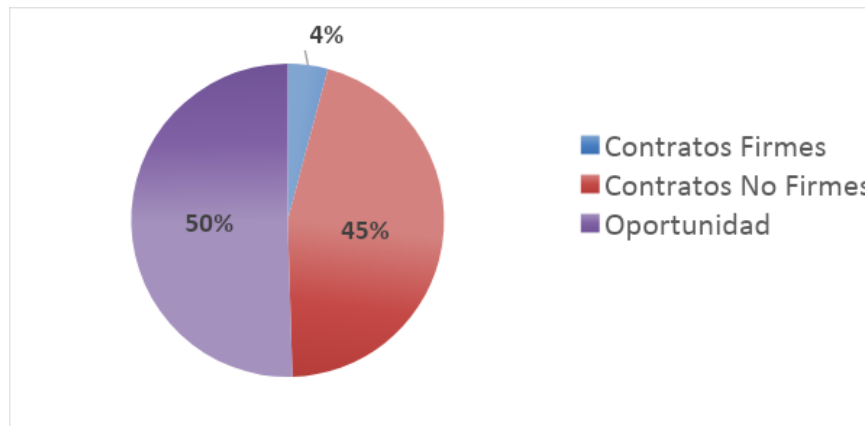
cuenta las ofertas de inyección y retiro de oportunidad, así como las ofertas de flexibilidad asociadas tanto a los contratos no firmes financieros como a los contratos no firmes físico flexibles, ya que, de acuerdo con la regulación regional, por su naturaleza estas son consideradas como ofertas de oportunidad.

Tabla X. **Aporte económico neto de las transacciones de contrato y oportunidad en la remuneración del servicio de transmisión regional, durante el año 2021, en USD**

Concepto	Contratos firmes	Contratos no firmes	Oportunidad	Total
CMORC (pago por servicio de transmisión)	26,379,927	8,933,362	-	35,313,289
Renta de Congestión (monto que perciben los titulares de DF)	26,538,272	-	-	26,538,272
TPNC (pago implícito ofertas de oportunidad)			9,939,712	9,939,712
IVDT (Pago que realizan los titulares de DF)	974,664	-	-	974,664
Aporte económico neto de las transacciones para el pago del servicio de transmisión regional	816,318	8,933,362	9,939,712	19,689,392

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

Figura 4. **Porcentaje del aporte económico neto de las transacciones para el pago del servicio de transmisión regional, durante el año 2021**



Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

De la tabla X y figura 4, podemos determinar que el aporte total de las transacciones para el pago del servicio de transmisión regional durante el año 2021 fue de USD\$ 19,689,392.00, monto del cual las transacciones de oportunidad contribuyen en un 51 %, seguido de las transacciones de contratos no firmes con un aporte del 45 % y finalmente las transacciones en contratos firmes contribuyen en un 4 %.

3.3. Impacto del efecto de las transacciones de energía de contrato y oportunidad en la remuneración de la transmisión regional

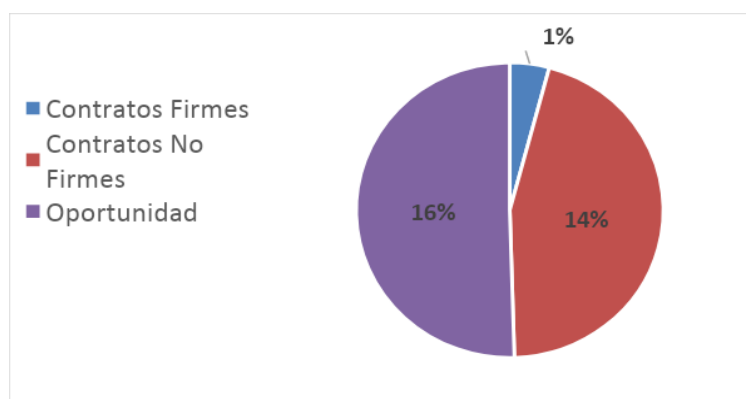
El impacto del efecto de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión regional resulta de sumar el efecto de cada uno de los tipos de transacciones y su resultado dividirlo entre el Ingreso autorizado regional.

Tabla XI. **Impacto del efecto de las transacciones de contrato y oportunidad en la remuneración del servicio de transmisión regional, durante el año 2021 en USD**

Concepto	Contratos firmes	Contratos no firmes	Oportunidad	Total
Aporte económico neto de las transacciones para el pago del servicio de transmisión regional	816,318	8,933,362	9,939,712	19,689,392
Ingreso autorizado regional	61,900,313			
Efecto de las transacciones de contrato para el pago del servicio de transmisión	1 %	14 %	16 %	32 %

Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

Figura 5. **Porcentaje del impacto de las transacciones en la remuneración del servicio de transmisión regional, durante el año 2021**



Fuente: elaboración propia, con datos de Ente Operador Regional (2021). *Documentos de transacciones económicas regionales.*

De la tabla XI y figura 5, podemos concluir que el aporte total de las transacciones para el pago del servicio de transmisión permite cubrir un 32 % de

la remuneración total del servicio de transmisión regional, porcentaje del cual las transacciones de oportunidad contribuyen en un 16 %, seguido de las transacciones de contratos no firmes con un aporte del 14 % y finalmente las transacciones en contratos firmes contribuyen en un 1 %.

4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De los resultados de la tabla XI y la figura 5 se puede determinar que las transacciones de energía de contrato y de oportunidad permitieron recolectar USD\$ 19,689,392 en concepto de transmisión regional, lo cual representa un 32 % de la remuneración total del servicio de transmisión regional que asciende a USD\$ 61,900,313.

Por lo anterior se puede indicar que el monto de recolectado por las transacciones en concepto de transmisión regional permite cubrir el 89 % del IAR de los tramos interconectores, los cuales son pagados de forma socializada entre los países de la región centroamericana, por lo que dicho aporte tiene un impacto directo en los pagos del cargo complementario que realizan los habitantes de la región centroamericana.

Asimismo, los efectos económicos de las transacciones de energía de contratos en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano ascienden a USD\$ 9,749,681 monto que representa un 15 % del ingreso autorizado regional del año 2021.

Adicionalmente los efectos económicos de las transacciones de energía de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano ascienden a USD\$ 9,939,712 monto que representa un 16 % del ingreso autorizado regional del año 2021, lo cual es un monto razonable considerando que, este tipo de transacciones representaron un 25 % del total de transacciones realizadas en el MER durante el año 2021.

En ese sentido se identifica que el porcentaje de 32 % que aportan las transacciones para el pago del servicio de transmisión regional, es un valor que se encuentra razonablemente conforme parámetros de referencia, ya las experiencias internacionales consultadas, demuestran que dicho valor oscila entre un 4 % y un 30 %, y que estos ingresos no pretenden cubrir la totalidad de las inversiones en transmisión, debido a que este objetivo puede lograrse mediante la aplicación de cargos por peajes o cargos complementarios.

No obstante, lo anterior, no se tiene conocimiento de informes de acceso público que actualicen de forma dinámica e individualizada los aportes económicos de los diferentes tipos de transacciones de energía al servicio de transmisión regional, por lo que se considera oportuno dar un seguimiento individualizado y dinámico de los aportes económicos de los diferentes tipos de transacciones de energía, al servicio de transmisión regional.

Los datos de la tabla X indican que el aporte económico neto de las transacciones de contratos firmes para el pago del servicio de transmisión regional resulta ser de USD\$ 816,318, valor que representa un 1 % del ingreso autorizado regional 2021, esto debido principalmente a que los ingresos recolectados en las subastas por la venta de derechos de transmisión del año 2021 ascienden a USD 974,664.

En ese sentido podría valorarse revisar de manera integral el mecanismo de subastas de derechos de transmisión en el MER, tomando en cuenta que dicho mecanismo no tiene como objetivo recuperar los costos de inversión de la línea SIEPAC, sino encontrar un valor óptimo que permita viabilizar las transacciones de energía de contratos firmes.

Dicha revisión debe procurar impulsar más competencia en el mercado de derechos de transmisión y que los ingresos por la venta de dichos derechos reflejen los precios que los agentes están dispuestos a pagar por tener prioridad en el despacho de energía. Debe tomarse en cuenta que las transacciones mediante contratos firmes durante 2021 representaron un 39 % del total de transacciones en el MER,

La revisión indicada anteriormente potenciará el incremento de las transacciones mediante contratos firmes, promoviendo que los beneficios económicos por la compra y venta de energía, así como los beneficios ambientales lleguen a los usuarios finales del servicio eléctrico en la región centroamericana.

De los resultados de la investigación se puede determinar que, si bien el pago por transmisión que hacen los agentes que realizan transacciones en el MER, no permite recuperar la totalidad del costo de la inversión y mantenimiento de la Línea SIEPAC, es el cargo complementario que pagan las demandas de los países de la región centroamericana el que permite alcanzar dicho objetivo.

Por lo que conforme las experiencias internacionales indicadas en la sección 1.4.1 del capítulo 1 de la presente investigación y que la regulación regional vigente establece que el peaje y el cargo complementario conforman el cargo por uso de la RTR (CURTR), no obstante actualmente el peaje está establecido en un valor de cero, se considera adecuado evaluar la alternativa de implementar el cobro de un peaje diferente de cero, que permita enviar a los agentes las señales económicas adecuadas por el uso de la transmisión regional, sin que esto afecte el crecimiento sostenido de las transacciones de energía en el MER, lo cual resulta ser reto de alta complejidad.

Es importante mencionar que conforme la bibliografía indicada en la sección 1.4 del capítulo 1 de la presente investigación, las transacciones de energía en el MER generaron importantes beneficios económicos netos, del orden de USD 132 millones, por las compras y ventas de energía en los seis mercados y considerando los cargos y abonos del MER asociados al servicio de transmisión regional, entre el período de junio 2013 a diciembre 2015, monto que resulta ser un 26 % de las inversiones en la línea SIEPAC por 511.5 millones.

Es importante indicar que los beneficios económicos netos anteriormente indicados, dependen de cada regulación nacional la forma en la que estos, se internalizan y llegan a los usuarios finales, ya que por ejemplo en el caso de Costa Rica que tiene un modelo de mercado verticalmente integrado, en el que entre otros el operador de sistema y mercado, es el único agente autorizado para realizar compras y ventas de energía a nivel regional, por lo que los beneficios económicos y ambientales que resultan de su actividad en el mercado eléctrico regional, son trasladados directamente a la tarifa de los usuarios finales del servicio de electricidad.

Ahora bien, conforme los resultados de la investigación se ha observado un crecimiento sostenido de las transacciones en el MER desde junio 2013 a la a diciembre 2021, a excepción del año 2020, que por efectos del COVID-19 presenta un leve decrecimiento, no obstante, no se tiene conocimiento de estudios de acceso público que actualicen de forma periódica los beneficios ambientales y económicos que resultan de las transacciones de energía en el mercado eléctrico regional.

Por lo que resulta de relevancia actualizar de forma periódica los beneficios económicos de las transacciones para poder determinar si dichos beneficios han sobrepasado los costos de inversión de la línea SIEPAC.

Aunado a lo anterior y conforme lo indicado en la sección 1.5 de la presente investigación, se identifica que existen beneficios ambientales que resultan de las transacciones de energía en el MER, los cuales se han proyectado en una reducción de 26,352,406 toneladas de CO₂ en el período 2016-2025 en un escenario de mayor integración, lo anterior debido a la reducción en la generación de plantas térmicas con un costo de operación alto y mayores emisiones de CO₂.

En ese sentido se observa la importancia que tiene la infraestructura de la línea SIEPAC, la cual permite el intercambio de energía entre países de la región centroamericana, por lo que resulta de relevancia establecer desde el ámbito operativo, regulatorio y político, las condiciones adecuadas para incentivar el desarrollo de obras de expansión de la red de transmisión regional que permitan el crecimiento de los intercambios de energía.

Conforme lo anterior se puede determinar que las inversiones en transmisión de la línea SIEPAC, promueven la integración eléctrica centroamericana, además los sistemas interconectados permiten restablecer el servicio eléctrico ante condiciones de emergencia en los países centroamericanos, asimismo permite aprovechar los precios de la energía en países que por su ubicación geográfica, condiciones hidrológicas y características propias de su parque generador le permitan transar energía a precios competitivos, incrementando la competencia en los mercados eléctricos nacionales y favoreciendo el uso de las energías renovables, lo cual como se ha indicado anteriormente tiene un impacto ambiental importante, logrando que esos beneficios lleguen a los usuarios finales del servicio eléctrico.

CONCLUSIONES

1. El impacto económico directo de las transacciones de energía de contratos y de oportunidad en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano es de USD\$ 19,689,392, monto que representa un 32 % del ingreso autorizado regional del año 2021, es decir que dicho monto cubre el 89 % del IAR de los tramos interconectores, los cuales son pagados de forma socializada entre los países de la región centroamericana, por lo que dicho aporte tiene un impacto directo en los habitantes de la región centroamericana.
2. Las transacciones mediante contratos tuvieron un efecto económico de USD\$ 9,749,681 en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional centroamericano, monto que representa un 15 % del IAR, mientras que las transacciones de oportunidad tuvieron un efecto económico de USD 9,939,712, monto que representa un 16 % del IAR.
3. El impacto del efecto de las transacciones de energía en la remuneración de la transmisión del mercado eléctrico regional determinado en un porcentaje de 32 % es un valor que se encuentra razonablemente conforme parámetros de referencia internacional, ya que estos ingresos no pretenden cubrir la totalidad de las inversiones en transmisión.
4. El aporte económico neto de las transacciones de contratos firmes para el pago del servicio de transmisión regional es de USD\$ 816,318, valor que representa un 1 % del ingreso autorizado regional 2021, esto debido a que los ingresos recolectados en las subastas por la venta de derechos de

transmisión del año 2021 son bajos en relación al volumen de transacciones, lo cual evidencia que existen temas pendientes de solucionar.

RECOMENDACIONES

1. Implementar un seguimiento individualizado y dinámico de los aportes económicos de los diferentes tipos de transacciones de energía, al servicio de transmisión regional.
2. Revisar de forma integral el mecanismo de subastas de derechos de transmisión en el MER, debido a que es necesario consolidar la eficiencia técnica y económica de los DT, como factor indispensable para la optimización de la operación coordinada de los mercados eléctricos nacionales y el MER dada una previsión de la Capacidad de Transmisión Regional.
3. Evaluar la alternativa de implementar el cobro de un monto peaje, que permita enviar a los agentes las señales económicas adecuadas por el uso de la transmisión regional.
4. Cuantificar de manera mensual y anual los beneficios netos derivados de las transacciones de compra y venta de energía en el mercado eléctrico regional, así como los beneficios ambientales.

REFERENCIAS

1. Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (2019). *ACER Practice Report on Transmission Tariff Methodologies in Europe*. Ljubljana, Slovenia: Autor. Recuperado de https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf.
2. Alvarez, F. (2010). *Determinar los retos y las oportunidades que ofrece el mercado eléctrico regional al mercado eléctrico de Guatemala* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/5261/1/FERNANDO%20JOS%C3%89%20ALVAREZ%20PAZ.pdf>.
3. Chamba, M., Añó, O. y Reta, R. (enero, 2015). Evaluación del beneficio Social Resultante del Comercio Regional de Electricidad. *Revista Técnica Energía*, (11), 13-21. Recuperado de <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/67/65>.
4. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (2021). informe Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2019 y avances a 2020. Guatemala: Autor.

5. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2015). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y normas relacionadas*. Guatemala: Autor.
6. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2019). *MER*. Guatemala: Autor.
7. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2021). *Resolución CRIE-11-2021*. Guatemala: Autor.
8. Cura, E. (1998). *Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: Evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios* (Tesis de maestría). Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile. Recuperado de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/cura.pdf>.
9. Donado, V. (2003). *Revisión de metodologías de tarificación y modelos de remuneración de sistemas de transmisión de energía eléctrica* (Tesis de maestría). Universidad de los Andes, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/10071/u240954.pdf?sequence=1>.
10. Echevarría, C., Jesurun Clements, N., Mercado, J. y Trujillo, C. (2017). *Integración Eléctrica Centroamericana: Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*. Estados Unidos: Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Integra>

ci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-centroamericana-G%C3%A9nesis-beneficios-y-prospectiva-del-Proyecto-SIEPAC-Sistema-de-Interconexi%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-de-los-Pa%C3%ADses-de-Am%C3%A9rica-Central.pdf.

11. Ente Operador Regional (2020). *Impacto del COVID-19 en el mercado eléctrico regional MER*. El Salvador: Autor. Recuperado de <https://www.enteoperador.org/archivos/noticias/Informe-Especial-Impactos-COVID-19%20MER-final.pdf>.
12. Ente Operador Regional (2021). *Informe de regulación del mercado eléctrico regional extraordinario IRMER-E02-2021*. El Salvador: Autor. Recuperado de <https://www.enteoperador.org/archivos/historicos/IRMER/IRMER-E02-2021.pdf>.
13. Ignacio, J. y Pérez-Arriaga, Y. S. (2003). *Guidelines on Tariff Setting*. En F. Lévêque, *Transport Pricing of Electricity Networks*. París, Francia: Autor.
14. Madrid, R. (2019). *Redefinición de tarifas de transmisión y de manejo económico de congestiones en el Sistema Nacional* (Tesis de maestría). Universidad de Concepción, Chile. Recuperado de <http://repositorio.udec.cl/bitstream/11594/963/1/Tesis%20Redefinici%C3%B3n-de-tarifas%20.pdf>.
15. Méndez, R. (2002). *Tarificación de congestión y derechos de transmisión en mercados eléctricos* (Tesis de maestría). Pontificia Universidad

Católica de Chile, Chile. Recuperado de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/mendez.pdf>.

16. Rojas, J. (2016). *Evaluación de las implicaciones del nuevo marco del mercado eléctrico en la región centroamericana en el caso del mercado eléctrico de Guatemala, para las transacciones de electricidad hacia la región centroamericana* (Tesis de Maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/03/03_5410.pdf.
17. Rojas, M. y Ventura, V. (2021). *Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2019 y avances a 2020*. Ciudad de México, México: Autor.
18. Schweickardt, G. (junio, 2014). Incentivos en cargos de acceso a redes de Transmisión Eléctrica. *Revista Técnica Energética*, (43), 1-18. Recuperado de https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/35666/CONICET_Digital_Nro.b45bea44-6b73-4de2-bde9-af4f8e84e924_A.pdf?sequence=2&isAllowed=y.
19. Valencia, M. (2003). *Análisis de la metodología para la determinación de los cargos por servicio de transmisión de energía eléctrica* (Tesis de maestría). Instituto tecnológico y de estudios superiores de Monterrey, México. Recuperado de https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/571210/ValenciaCuevas_TesisMaestriaPDFA.pdf?sequence=11&isAllowed=y.

20. Zambrano, C. (2013). *Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/20128>.

