



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA  
CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL  
SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**

**Ing. Carlos Andrés Pérez Noriega**

Asesorado por el M.Sc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Guatemala, noviembre de 2023



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA  
CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL  
SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**ING. CARLOS ANDRÉS PÉREZ NORIEGA**

ASESORADO POR EL M.SC. ING. JUAN CARLOS POZUELOS BUEZO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2023



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

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

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

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



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 09 de noviembre de 2022.

**Ing. Carlos Andrés Pérez Noriega**



LNG.DECANATO.OI.752.2023

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**, presentado por: **Ing. Carlos Andrés Pérez Noriega**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. José Francisco Gómez Rivera

Decano a.i.

Guatemala, noviembre de 2023

JFGR/gaoc





**Guatemala, noviembre de 2023**

LNG.EEP.OI.752.2023

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

**“ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019”**

presentado por **Ing. Carlos Andrés Pérez Noriega** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados**; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

*“Id y Enseñad a Todos”*

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







Guatemala, 27 de julio de 2023

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

**Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada**

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019** del estudiante **Carlos Andrés Pérez Noriega** quien se identifica con número de carné **200815424** del programa de Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

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

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



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

Oficina Virtual





Guatemala, 27 de julio de 2023

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

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **"ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019"** del estudiante **Carlos Andrés Pérez Noriega** del programa de **Maestría En Gestion De Mercados Electricos Regulados** identificado(a) con número de carné 200815424.

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

Juan Carlos Pozuelos Buezo  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 7702

---

Msc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Colegiado No. 7702

Asesor de Tesis



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por brindarme el regalo de la vida, inteligencia y salud.
- Mis padres** Juan Pérez y Yolanda Noriega, por la confianza depositada en mí, por creer siempre en mis proyectos y por todo su apoyo incondicional. La vida no me alcanzará para agradecerles todo cuanto me han dado.
- Mis hermanos** Ana Lucía y Juan Pablo Pérez Noriega, gracias por todo su apoyo, cariño y comprensión.
- Mis maestros** Rubén Álvarez (q. e. p. d.), Edwin Mejía y Adán Noriega (q. e. p. d.) gracias por todas las enseñanzas que me brindaron.
- La montaña** Por todas las lecciones de vida y por hacerme un mejor ser humano.
- La música** Por inspirarme y reconectarme con la creatividad.



## AGRADECIMIENTOS A:

- Universidad de San Carlos de Guatemala** Por ser la *alma mater* y acogerme en su regazo, hoy y siempre orgulloso sancarlista.
- Facultad de Ingeniería** Por darme las herramientas y los conocimientos para ser un profesional con pensamiento crítico.
- Mis amigos** Glenda Álvarez, Sabrina Álvarez, José Carrillo, Fernando Díaz, Eliu González, Max y Selvin Hernández, Alvino Jichá, Lidia Lorenzo, Alejandro Milián, Omar Maldonado, Diego Noriega, Halston Petrocelli, Sindi Reyes, Pablo Roësch, Rodrigo Samayoa, Kelinton Sic, Francisco Solano, Linda Solís, Manuel Tobar y Hansel Valdés, gracias por enseñarme el significado de la hermandad.
- Mi asesor** M.Sc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo por compartir desinteresadamente su conocimiento y brindar su orientación en la realización de este trabajo.
- Mis amigos de trabajo** Por compartir su experiencia y conocimiento para el enriquecimiento de mi carrera profesional.



Por todo su cariño y apoyo incondicional.

**Familia y amigos en  
general**



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	VII
GLOSARIO .....	IX
RESUMEN.....	XIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XV
OBJETIVOS.....	XIX
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO .....	XXI
INTRODUCCIÓN .....	XXIII
1. ANTECEDENTES .....	1
2. MARCO TEÓRICO.....	3
2.1. Regulación del mercado eléctrico en Guatemala .....	3
2.1.1. Marco regulatorio nacional.....	3
2.1.2. Estructura del sector eléctrico guatemalteco .....	4
2.1.3. Ministerio de Energía y Minas.....	4
2.1.4. Ente regulador .....	6
2.1.5. Operador de sistema y operador de mercado .....	6
2.1.6. Agentes del mercado mayorista .....	7
2.1.7. Productos y servicios del mercado mayorista.....	8
2.2. Funcionamiento del mercado .....	9
2.2.1. Despacho y redespacho .....	9
2.2.2. Operación en tiempo real.....	11
2.2.3. Posdespacho .....	12

2.2.4.	Interconexiones del sistema nacional interconectado.....	13
2.3.	Regulación del mercado eléctrico regional.....	13
2.3.1.	Tratado marco del mercado eléctrico regional .....	14
2.3.2.	Reglamento del mercado eléctrico regional .....	14
2.3.3.	Estructura del mercado eléctrico regional .....	15
2.3.3.1.	Comisión regional de interconexión eléctrica .....	15
2.3.3.2.	Ente operador regional.....	16
2.3.3.3.	Agentes del mercado eléctrico regional.....	17
2.3.4.	Productos y servicios del mercado eléctrico regional.....	17
2.3.5.	Funcionamiento del mercado eléctrico regional .....	18
2.3.5.1.	Mercado de oportunidad regional.....	18
2.3.5.2.	Mercado de contratos regional .....	19
2.3.5.3.	Sistema de precios nodales .....	20
2.3.5.4.	Sistema de medición comercial regional.....	20
2.3.5.5.	Predespacho regional .....	20
2.3.5.6.	Conciliación diaria programada .....	21
2.3.5.7.	Conciliación diaria en tiempo real.....	21
2.3.5.8.	Posdespacho regional.....	21
2.4.	Cambios en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el sistema eléctrico regional .....	22
3.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	31
3.1.	Meses utilizados.....	31
3.2.	Afectación económica para Guatemala.....	31

3.3.	Cantidad de desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala .....	37
3.4.	Impacto económico para Guatemala por la aparición de desviaciones significativas no autorizadas .....	42
4.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	49
4.1.	¿Qué afectación económica existe para Guatemala como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional en el año 2019? .....	49
4.2.	¿Cuántas desviaciones significativas no autorizadas existen para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real? .....	51
4.3.	¿Cuál es el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real? .....	52
4.4.	¿Cuál es el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019? .....	54
	CONCLUSIONES .....	55
	RECOMENDACIONES .....	57
	REFERENCIAS .....	59
	APÉNDICES .....	61
	ANEXOS .....	65



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

<b>figura 1.</b> Árbol del problema.....	XVII
<b>Figura 2.</b> Estructura del sector eléctrico en Guatemala .....	4
<b>Figura 3.</b> Diagrama de flujo para clasificar desviaciones en tiempo real – SER normal.....	27
<b>Figura 4.</b> Diagrama de flujo para clasificar desviaciones en tiempo real – SER alerta.....	29
<b>Figura 5.</b> Comportamiento de la afectación económica para Guatemala en febrero.....	33
<b>Figura 6.</b> Comportamiento de la afectación económica para Guatemala en el mes de mayo.....	35
<b>Figura 7.</b> Comportamiento de la afectación económica para Guatemala en agosto .....	37
<b>Figura 8.</b> Comportamiento de los tipos de desviaciones para Guatemala en febrero.....	39
<b>Figura 9.</b> Comportamiento de los tipos de desviaciones para Guatemala en mayo .....	40
<b>Figura 10.</b> Comportamiento de los tipos de desviaciones para Guatemala en agosto .....	42
<b>Figura 11.</b> Comportamiento del impacto económico para Guatemala en febrero .....	44
<b>Figura 12.</b> Comportamiento del impacto económico para Guatemala en mayo.....	45

<b>Figura 13.</b> Comportamiento del impacto económico para Guatemala en agosto.....	47
--	----

## TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Cuadro comparativo entre RMER con PDC y sin PDC.....	22
<b>Tabla 2.</b> Nuevas reglas de conciliación .....	23
<b>Tabla 3.</b> Nuevos esquemas de conciliación.....	25
<b>Tabla 4.</b> Afectación económica para Guatemala en el mes de febrero 2019.....	32
<b>Tabla 5.</b> Afectación económica para Guatemala en el mes de mayo 2019 ....	34
<b>Tabla 6.</b> Afectación económica para Guatemala en el mes de agosto 2019.....	36
<b>Tabla 7.</b> Clasificación de desviaciones para Guatemala en el mes de febrero 2019 .....	38
<b>Tabla 8.</b> Clasificación de desviaciones para Guatemala en mayo 2019.....	40
<b>Tabla 9.</b> Clasificación de desviaciones para Guatemala en agosto 2019.....	41
<b>Tabla 10.</b> Impacto económico para Guatemala en febrero 2019.....	43
<b>Tabla 11.</b> Impacto económico para Guatemala en mayo 2019 .....	45
<b>Tabla 12.</b> Impacto económico para Guatemala en agosto 2019 .....	46

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>\$</b>	Dólar estadounidense
<b>h</b>	Horas
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MWh</b>	Megavatio hora



## GLOSARIO

<b>ACE</b>	Error de control de área. Es la diferencia instantánea entre el intercambio neto real y programado de área de control con todas las áreas de control interconectadas.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>Área de control</b>	Es una región geográfica que está bajo la responsabilidad de un operador de sistema.
<b>CDC</b>	Centro de Despacho de Carga
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>CPS1</b>	Estándar de desempeño de control 1. Es un estándar para medir el desempeño de las áreas de control en el mantenimiento de la frecuencia dentro de ciertos límites entre los sistemas eléctricos interconectados.
<b>CPS2</b>	Estándar de desempeño de control 2. Es un estándar para medir el desempeño de las áreas de control en el mantenimiento de la estabilidad de un sistema eléctrico interconectado.

<b>CRIE</b>	Comisión Regional de Interconexión.
<b>CRG</b>	Congreso de la República de Guatemala.
<b>CVG</b>	Costo variable de generación. Es el costo en el que incurre una central generadora de electricidad al producir un megavatio-hora.
<b>DSC</b>	Estándar de control ante disturbios. Sirve para medir el desempeño de las áreas de control fueron capaz de utilizar su reserva de contingencia para realizar el balance entre carga y generación para regresar el valor de ACE a sus condiciones previas de a un evento considerado como disturbio.
<b>EOR</b>	Ente Operador Regional.
<b>LGE</b>	Ley General de Electricidad.
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas.
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional.
<b>MM</b>	Mercado Mayorista.
<b>Muestreo</b>	Es una técnica utilizada en la investigación científica para seleccionar una muestra representativa de una población más amplia.

<b>OE</b>	Organismo Ejecutivo
<b>OM</b>	Operador de Mercado.
<b>OS</b>	Operador de Sistema.
<b>PDC</b>	Procedimiento de detalle complementario. Disposiciones que, junto con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, proporcionan una base de aplicación gradual hasta la entrada de la vigencia plena, de los conceptos, mecanismos, metodología, y modelos necesarios para la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.
<b>POE</b>	Precio de oportunidad de la energía. Precio utilizado para valorizar las transacciones de electricidad de corto plazo.
<b>RMER</b>	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional.
<b>SCADA</b>	Sistema de supervisión, control y adquisición de datos.
<b>SICA</b>	Sistema de Integración Centroamericana.
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.

**TMMEAC**

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América  
Central.

## RESUMEN

Desde que Guatemala está interconectado con el Sistema Eléctrico Regional se ha monitoreado el comportamiento de las desviaciones de energía porque éstas, según el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, tienen una incidencia en los agentes del mercado mayorista al generarse un cargo o abono monetario que va en función del monto de energía desviado y los precios de mercado en la hora que ocurren.

Sin embargo, desde el año 2019, debido a las magnitudes de desviaciones que se tenían entre las distintas áreas de control, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica introdujo un cambio en la manera de clasificar y conciliar las desviaciones de acuerdo con el desempeño de las áreas de control mediante la resolución CRIE-109-2018, a manera de identificar los responsables de las desviaciones e introducir incentivos económicos para la reducción de desviaciones.

La presente investigación tiene como objetivo de analizar en detalle el impacto económico y las implicaciones de las desviaciones significativas no autorizadas ocasionadas por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala durante el año 2019.

El estudio se centró en determinar la afectación económica para Guatemala como área de control, cuantificar la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas y evaluar el impacto económico generado por dichas desviaciones.

Para poder analizar el impacto en Guatemala como área de control, se realiza un muestreo de tres meses representativos de las épocas seca, intermedia y lluviosa, con los cuales se calcularon los montos de asignación de desviaciones según la metodología vigente en 2018.

Finalmente, con los datos calculados se logra realizar la discusión de resultados, al comparar estos con los montos de asignación de desviaciones publicados por el EOR para los meses de muestro y cuantificar las desviaciones significativas no autorizadas.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El cambio normativo de la resolución CRIE-109-2018 con entrada en vigor en enero de 2019 modifica la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real entre los países miembros del Mercado Eléctrico Regional.

### Contexto general

Guatemala es un país que actualmente tiene una matriz energética diversa y con una capacidad instalada mayor de lo que necesita para cubrir su demanda y por lo mismo encuentra en el Mercado Eléctrico Regional una oportunidad para que los agentes locales realicen transacciones de energías, las cuales a su vez traen implícitamente las desviaciones de energía. Desde el cambio normativo en enero del 2019 los montos económicos por desviaciones se incrementaron respecto a los mismos meses de años anteriores, por lo cual es necesario indagar sobre cuál puede ser la causa de estos incrementos.

### Descripción del problema

El cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en la normativa de la regulación regional que inicia en el año 2019 ha provocado un impacto económico para Guatemala.

### Formulación del problema

Para indagar sobre el problema se plantean las siguientes preguntas:

## Pregunta central

¿Cuál es el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019?

## Preguntas auxiliares

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

- ¿Qué afectación económica existe para Guatemala como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional en el año 2019?
- ¿Cuántas desviaciones significativas no autorizadas existen para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?
- ¿Cuál es el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?

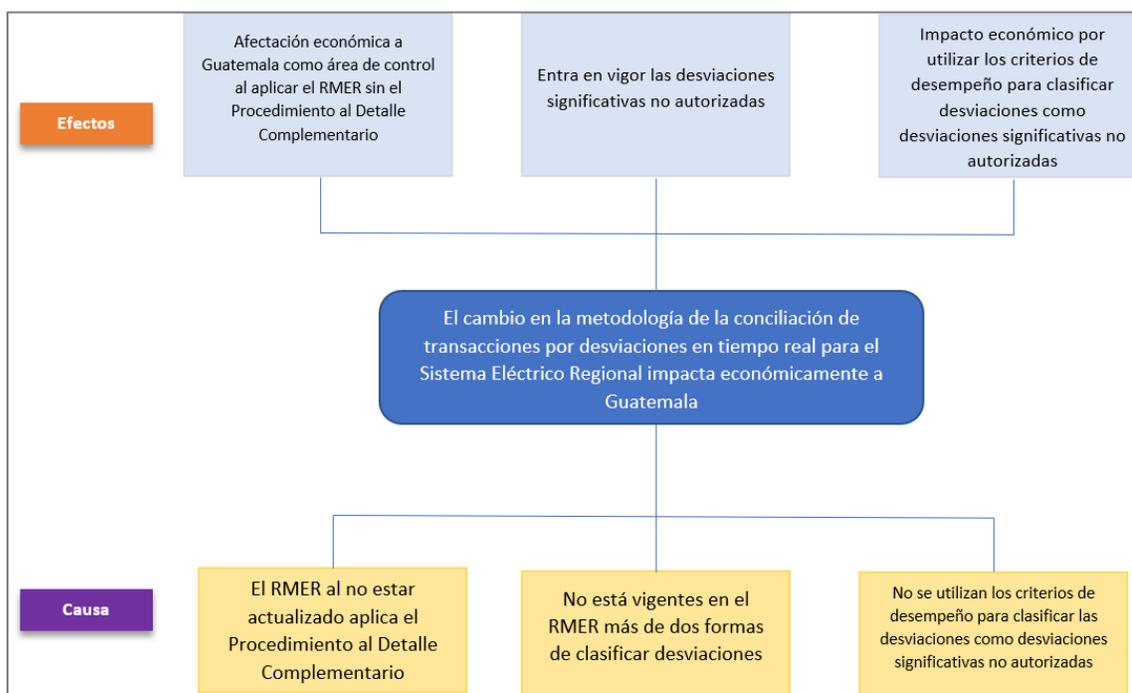
## Árbol del problema

Para comprender de manera más detallada la problemática que enfrenta Guatemala como área de control debido al cambio en la metodología de la

conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional, se ha elaborado un árbol del problema, ver la figura 1. Este árbol del problema visualiza las causas y efectos relacionados con las desviaciones significativas no autorizadas y su impacto económico en el país.

**Figura 1.**

*Árbol del problema*



*Nota.* Árbol del problema que identifica las causas y los efectos del cambio en la metodología de conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

### Delimitación del problema

Los datos de los intercambios programados, intercambios reales, desviación de energía, precios ex post promedio ponderado o precios ex ante

promedio ponderado y tipo de desviaciones del Ente Operador Regional para el año 2019 de todos los países miembros del Mercado Eléctrico Regional, se utilizarán para realizar los cálculos y son de carácter público, asimismo, la investigación de la problemática se limitará únicamente para el país de Guatemala y para tres meses representativos del año 2019.

No se compararán los datos de los doce meses del año 2019 provenientes de recalcular los montos de asignación de desviaciones con el uso de la metodología vigente en 2018 con los datos ya publicados por el Ente Operador Regional para el año 2019. Tampoco se calculará o determinará los valores de los estándares de desempeño de control 1 (CPS1) y 2 (CPS2) o los precios ex post promedio ponderado y ex ante promedio ponderado para el año 2019 para Guatemala, ni se demostrará el impacto económico para cada uno de los agentes del Mercado Mayorista de Guatemala de manera individual.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Estimar el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019.

### **Específicos**

1. Determinar la afectación económica para Guatemala en el año 2019 como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.
2. Cuantificar la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.
3. Evaluar el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.



## RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

Para la presente investigación se estimó el impacto económico del cambio en la metodología de conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019.

Puesto que el enfoque de la investigación fue cuantitativo, se utilizó la recolección de información numérica y el análisis estadístico. Se centró en la estimación y la comparación de los montos de desviación bajo dos metodologías diferentes de cálculo.

Dado que el diseño de investigación adoptado fue experimental, se manipularon las variables para encontrar nuevos montos de desviación y asignación de desviaciones y no se centró en comprobar una hipótesis.

Las unidades de análisis fueron montos de desviación, los montos de asignación neta de desviaciones y los montos totales de asignación de desviaciones. Se utilizó un muestreo estratificado, se seleccionó información de todas las horas de tres meses que representan las estacionalidades en Guatemala: seca, intermedia y lluviosa.

De forma tal que el estudio se dividió en cinco fases. La primera fase fue una investigación bibliográfica para obtener conocimientos normativos. La segunda fase fue la recopilación de información sobre las desviaciones en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional para el año 2019. La tercera fase implicó el cálculo de las desviaciones de energía eléctrica en la que se utiliza la metodología vigente en 2018. La cuarta fase fue la comparación de los resultados

con los datos publicados por el EOR. Finalmente, la quinta fase fue donde se interpretó y discutió los resultados obtenidos.

Para el análisis de las variables, se utilizaron series de tiempo para observar el comportamiento de las variables y se utilizaron representaciones gráficas adecuadas, como diagramas de barras.

## INTRODUCCIÓN

En el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia interconectados entre sí las desviaciones de energía son un fenómeno que por su naturaleza siempre están presentes, las mismas son monitoreadas y corregidas por cada sistema a través de sus controles automáticos de generación, ordenes de despacho, entre otros.

Para el año 2019 a través de la resolución número 109-2018 de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica se produjo un cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional.

La importancia de este estudio radica en la necesidad de comprender y evaluar las implicaciones de este cambio en la metodología de conciliación, el cual se justifica en la línea de energías renovables e incidencia en la matriz energética de Guatemala, subárea de estructura y dinámica del mercado eléctrico y sus impactos en la economía nacional y regional. Con el objetivo de analizar el impacto económico y las consecuencias del cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala como área de control durante el año 2019.

Esta investigación emplea una metodología experimental en el estudio que consiste en un análisis comparativo de los datos de asignación de desviaciones según la metodología vigente en 2018 y los montos de asignación de desviaciones publicados por el Ente Operador Regional en los meses de muestreo.

Para empezar, se presentan los antecedentes para esta investigación que permiten poner en contexto al lector sobre la implementación de una nueva metodología en la conciliación de desviaciones y que la misma puede generar impactos y desafíos que requieren ser evaluados y comprendidos en profundidad.

Con la intención de comprender las desviaciones de energía en tiempo real, el capítulo del marco teórico provee el contexto y la teoría de estas, a través de una investigación de las leyes y reglamentos del mercado mayorista hasta las últimas actualizaciones del reglamento del mercado eléctrico regional y resoluciones emitidas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

Así pues, en el capítulo de presentación de resultados se desarrollará los cálculos realizados bajo la metodología vigente en 2018 y la forma de presentar los datos para facilitar su comprensión.

Finalmente, en el capítulo de discusión de resultados se explicarán las posibles diferencias que resulten de los datos publicados contra los datos calculados y de esta forma se estimará si existe impacto económico por el cambio en la metodología de conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real para Guatemala como área de control para el año 2019.

## 1. ANTECEDENTES

Guatemala en los años noventa tuvo un proceso de privatización que da una salida alternativa al desabastecimiento y a la incapacidad del Estado de poder entregar energía y potencia en condiciones razonables de precio y calidad a los ciudadanos (Vargas, 2015), lo que ha permitido al país de pasar de tener racionamientos eléctricos a contar con una capacidad instalada mayor de la necesaria para cubrir la demanda nacional.

En aquel momento “los presidentes de los países centroamericanos suscribieron el *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica*, cuyo principal objetivo es la formación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio entre las partes (Tovar y Ventura, 2016).

Lo cual representa una llamativa e interesante oportunidad de inversión en diferentes actividades del sector eléctrico (Ayau, 2014), así como permitir un abastecimiento de la demanda nacional a precios competitivos y con un alto nivel de confiabilidad.

Actualmente Guatemala es miembro del MER, el cual es un mercado común entre los mismos con sus propias normas, en donde los participantes realizan transacciones en la región Centroamérica (CRIE, 2015).

Debido a que las transacciones ocurren por la interacción de los agentes en las distintas naciones, se producen “las transacciones por desviaciones en tiempo real las cuales suceden de forma horaria y son el neto de las diferencias

entre los intercambios programados y los registrados en los nodos de enlace de cada área de control y pueden ser un exceso o déficit de energía” (CRIE, 2016, p.4).

Antes del 2019 las transacciones por desviaciones en tiempo real por área de control se clasificarán solamente en dos tipos: normales y graves (CRIE, 2016), las cuales luego de su modificación quedan como “las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves” (CRIE, 2017, p.120). En la cual ya se utilizan los criterios de desempeño CPS1, CPS2 y DSC.

El estándar de desempeño de control 1 (CPS1) es una medida estadística de la variabilidad de los valores del Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) crudo y su relación con el error de frecuencia y el estándar de desempeño de control 2 (CPS2) es una medida estadística de la variabilidad de los valores del Error de Control de Área (ACE) crudo y su relación con un valor límite de los flujos netos de potencia programados.

Asimismo, el estándar de desempeño ante disturbios (DCS) es igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorna a sus condiciones previas a un evento considerada como disturbio reportable. (CRIE, 2018, p.7)

## **2. MARCO TEÓRICO**

Actualmente Guatemala goza de un mercado de electricidad competitivo y liberalizado, basado en una certeza jurídica lo cual genera estabilidad y confianza para y entre los diferentes actores.

### **2.1. Regulación del mercado eléctrico en Guatemala**

Son todas aquellas leyes y normas que dan el soporte jurídico para que existan las condiciones adecuadas para que haya un mercado libre de electricidad en Guatemala.

De manera que la certeza jurídica en Guatemala se traduce en un mercado que tiene actores definidos con reglas claras y específicas para una interacción equitativa entre sí.

#### **2.1.1. Marco regulatorio nacional**

Así pues, el origen de este se puede trazar al año 1996 en la que tuvo una reforma y reestructuración, por consiguiente, se promulga la LGE y por ende sus normativa y reglamentos.

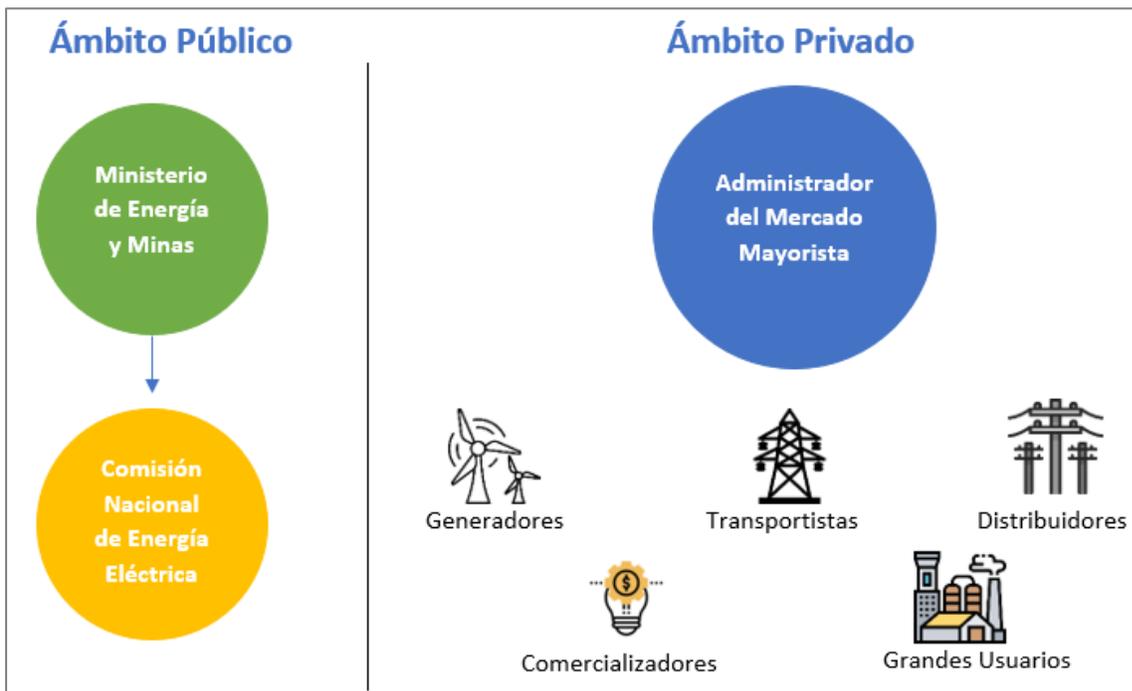
A causa de estas es la creación del mercado, las reglas del mercado y se da vida a los distintos actores que lo conforman.

### 2.1.2. Estructura del sector eléctrico guatemalteco

De modo que, el Mercado Mayorista está compuesto de organizaciones públicas o privadas como se muestra en la figura 2, con actividades distintas entre sí, para que haya una armonía institucional lo que permite evitar comportamientos anticompetitivos.

**Figura 2.**

*Estructura del sector eléctrico en Guatemala*



*Nota.* Actores del sector eléctrico. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

### 2.1.3. Ministerio de Energía y Minas

Es una institución de carácter público que le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y

comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros (CRG, 1997).

La LGE establece que es el MEM el actor del estado que tiene como función principal la de establecer la política energética, los planes de crecimiento de las redes de transporte y la incorporación nuevas fuentes de generación en el SNI, así como aplicar la LGE y sus principios para cumplir con sus funciones.

De acuerdo con CRG (1997) Las funciones del MEM son las siguientes:

- Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, lo cual guía una política nacional a que se obtenga la autosuficiencia energética del país.
- Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo con la demanda del país, y conforme a la ley de la materia.
- Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de estos.
- Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.

- Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.
- Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país (CRG, 1997).
- Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

#### **2.1.4. Ente regulador**

Es una entidad pública, técnica, especializada y autónoma para mantener la independencia de su actuar del resto de actores del MM, jerárquicamente se encuentra debajo del MEM. La CNEE es la responsable de regular todo el MM, así como emitir las normas y dirimir los problemas por la aplicación de estas.

Entre sus funciones más importantes se encuentran las de fijarle a las distribuidoras y transportistas sus tarifas, emitir las normas que le permiten a cualquier participante del MM poder usar libremente las líneas en el SNI, velar por los derechos del usuario, monitorear el MM para prevenir comportamientos anticompetitivos y emitir normas técnicas o actualizaciones.

#### **2.1.5. Operador de sistema y operador de mercado**

Un operador de sistema es una organización responsable de planificar, coordinar y operar de forma confiable y de manera eficiente las distintas instalaciones que lo componen.

El operador de mercado es una organización responsable de liquidar todas las transacciones nacionales o internacionales que se realizan en el mercado dentro los diferentes agentes y sus contrapartes.

Muchas veces los OS y OM son una misma organización o bien pueden ser dos organizaciones diferentes y en su conjunto se encargan de planificar, coordinar, operar y liquidar el mercado.

En Guatemala la organización responsable de llevar a cabo dichas actividades es el Administrador del Mercado Mayorista, una empresa privada cuyo fin no es generar utilidades, sino la de administrar el mercado y esta es supervisada por la CNEE.

Los principios que rigen al AMM es mantener la continuidad en el abastecimiento eléctrico para garantizar que la demanda de todo el país siempre está cubierta. Así pues, esto lo logra a través de la optimización de los recursos existentes en el SNI, centrales generadoras que se encuentren disponibles, la coordinación de intercambios entre los agentes locales con agentes regionales para lograr una operación con el mínimo costo posible para cada hora.

Entre las principales actividades que realiza el AMM están: la programación y el orden, es decir, la lista de mérito de despacho de las centrales generadoras, la operación comercial coordinada entre los distintos participantes del MM local y regionalmente y su respectiva valorización y liquidación.

#### **2.1.6. Agentes del mercado mayorista**

Son todas las organizaciones públicas o privadas que se dedican a actividades eléctricas diferentes entre sí y según la LGE:

- Agente generador: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
- Agente Transportista: es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
- Agente Distribuidor: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- Agente Comercializador: es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de al menos 5 MW con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
- Gran Usuario: es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento esta Ley (CRG, 1996).

### **2.1.7. Productos y servicios del mercado mayorista**

De acuerdo con la normativa vigente lo que se comercializa en el MM es:

- Potencia eléctrica
- Energía eléctrica
- Servicios de transporte

- Servicios complementarios

## **2.2. Funcionamiento del mercado**

El funcionamiento del MM es de forma centralizada en el cual el AMM optimiza el parque generador, planifica el orden de despacho de las centrales, coordina y opera las centrales generadoras y liquida todo el conjunto de transacciones que se realicen entre los diferentes agentes del MM local y regionalmente.

Para ello utiliza la metodología de los costos variables de cada generador y calcula el menor costo para operar el SNI para cada hora, para abastecer la demanda nacional sin descuidar los servicios auxiliares y las transacciones regionales.

### **2.2.1. Despacho y redespacho**

Según el RAMM el Despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación (OE, 1998). Para cada hora considerará:

- La existencia de los combustibles para las centrales térmicas y las cotas de los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- El programa de carga, con la proyección de la asignación de energía para cada central.
- El CVG de cada unidad generadora.

- Las unidades generadoras asignadas para prestar los servicios complementarios.
- Los intercambios programados de energía importada y exportada entre los agentes nacionales y sus contrapartes regionales.
- Los mantenimientos programados.

Para cada unidad generadora el AMM calcula el CVG de acuerdo con:

- Para cada unidad térmica, los costos deben estar asociados al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como su eficiencia.
- Para cada central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, el costo variable será el valor del agua que calcule el AMM y como mínimo será el costo de operación y mantenimiento. Para el resto de las centrales generadoras hidroeléctricas, el costo será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento, pues es competencia del AMM optimizar el uso de recursos renovables disponibles.
- Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable es como mínimo su respectivo costo de operación y mantenimiento.
- Para las ofertas de importación, el costo variable es del valor calculado según la metodología informada por el importador (OE, 1998).

El POE es el CVG de la última unidad generadora arrancada por más de quince minutos en el SNI para cubrir lo que requiere la demanda nacional, es decir que la última unidad generadora no tiene ningún tipo de restricción o no tiene ningún tipo de generación forzada.

Por consiguiente, el redespacho es una actualización del despacho en tiempo real para ajustarse a la situación actual del SNI, porque las condiciones del sistema han cambiado considerablemente respecto a las consideradas en el despacho

### **2.2.2. Operación en tiempo real**

Son todos los eventos y maniobras que suceden por operar las centrales generadoras en tiempo real en el SNI para mantenerlo en una condición de operación continua y confiable.

De manera que es el AMM el encargado a través del Centro de Despacho de Carga para coordinar, monitorear y operar el parque generador del SNI a fin de evitar desvíos de frecuencia fuera de los límites preestablecidos o niveles de tensión fuera de los límites preestablecidos (AMM, 2000)

El CDC tiene la potestad para instruir órdenes para que centrales entren en línea, disminuyan su generación o salgan de línea, y toma en consideración la tecnología de cada unidad generadora, tiempo de arranque, mínimo técnico y CV de generación, si se encuentra disponible o indisponible para generar en el momento que se requiere, así como también instruye a las distribuidoras para desconectar carga, para tratar en todo momento de apegarse a la operación planificada, ya que el despacho debe ser económico siempre.

De modo que los agentes a su vez están obligados a informar al CDC de cualquier situación que afecte su permanencia en línea en el SNI (cambios en los valores de generación o consumo previsto, cambios en la disponibilidad de sus unidades generadoras, problemas para ingresar o salir de sus unidades o equipos) y que incida en la seguridad y continuidad del suministro del abastecimiento de la demanda.

### **2.2.3. Posdespacho**

Se refiere a la etapa posterior a la operación, es decir después de que se ha llevado a cabo la programación y despacho de la generación de electricidad para satisfacer la demanda. Y tiene en cuenta factores como la disponibilidad de generadores en el parque generador, las condiciones climáticas que afectaron la operación, así como los requerimientos de reservas operativas por disturbios en el sistema eléctrico, entre otros.

Según el RAMM el posdespacho es el informe que se realiza luego de finalizar cada día, el cual incluye:

- Cálculo horario del Precio de la Oportunidad de la Energía que se dio durante la ejecución del despacho en tiempo real.
- Cálculo del costo por los servicios complementarios y su asignación de carga a pagar a los participantes del mercado.
- Identificación de la generación forzada, la cual es calculada con los correspondientes sobrecostos y su asignación de cargos a pagar a los participantes.

- Realizar el seguimiento de fallas de corta y larga duración e informar a la CNEE de la finalización o permanencia esperada (OE 1998).

#### **2.2.4. Interconexiones del sistema nacional interconectado**

Las 4 interconexiones internacionales o regionales con las que cuenta el SNI son:

- La Vega II – Ahuachapán (El Salvador)
- Moyuta – Ahuachapán (El Salvador)
- Panaluya – La Entrada Copán (Honduras)
- Los Brillantes – Tapachula (México)

Las interconexiones internacionales o regionales permiten realizar transacciones entre los agentes nacionales del MM y sus contrapartes que se encuentran en diferentes países, al mismo tiempo que garantiza una mayor confiabilidad y seguridad para el suministro eléctrico de los países.

La coordinación, operación y liquidación comercial de la interconexión con el MER se realiza con el EOR y con México se realiza con el Centro Nacional de Control de Energía.

#### **2.3. Regulación del mercado eléctrico regional**

El funcionamiento armónico entre las distintas regulaciones eléctricas de las distintas naciones del MER se da a través de tratados, leyes y reglamentos.

### **2.3.1. Tratado marco del mercado eléctrico regional**

Guatemala en 1996 se suscribe al tratado y sus protocolos, en el cual se indica que en común acuerdo los gobiernos de América Central firmaron los mismos, para crear un mercado que permita a los agentes de la región comercializar energía, el cual iría en gradual crecimiento.

De modo que los fundamentos en que se basa el TMMEAC y por consiguiente sus reglamentos y la vida del MER, son:

- Competencia: libertad en el desarrollo de las actividades con base en las reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- Gradualidad: evolución progresiva mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión y el fortalecimiento de los organismos regionales.
- Reciprocidad: derecho de cada Estado de aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad (SICA, 1996).

### **2.3.2. Reglamento del mercado eléctrico regional**

Son todas las normas que sirven para regular el actuar operativo y comercial de los distintos actores del MER, fue emitido por la CRIE en el uso de sus capacidades otorgadas por el TMMEAC.

El RMER está distribuido en cinco libros, cada libro tiene un propósito específico, pero en su conjunto siempre se complementan entre ellos.

### **2.3.3. Estructura del mercado eléctrico regional**

Todos los actores de las distintas naciones suscritas al tratado forman parte del MER, así como las instituciones supranacionales que se encargan de la regulación y operación.

#### **2.3.3.1. Comisión regional de interconexión eléctrica**

La CRIE es el ente regulador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional con autonomía en su actuar y presupuesto para realizar sus actividades con neutralidad, equidad y claridad en su actuar. Sus máximas autoridades son un comisionado nombrado por cada estado por un período de cinco años prorrogables (SICA, 1996).

Puesto que el TMMEAC sienta los fundamentos del MER y por consiguiente crea la organización que regule el mismo con las siguientes capacidades:

- Regular el funcionamiento del Mercado, emitir todos los reglamentos necesarios.
- Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado.

- Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.
- Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente.
- Resolver los conflictos entre agentes, derivados de la aplicación de este Tratado.
- Habilitar a las empresas como agentes del Mercado.
- Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado. (SICA, 1996)

### **2.3.3.2. Ente operador regional**

El EOR es el ente operador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, con autonomía en su actuar y presupuesto para realizar sus funciones neutralidad, equidad y claridad en su actuar (SICA, 1996).

Puesto que el TMMEAC sienta los fundamentos del MER y por consiguiente crea la organización que opere el mismo con las siguientes capacidades:

- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional.

- Hay que asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, con el fin de alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado. (SICA, 1996)

### **2.3.3.3. Agentes del mercado eléctrico regional**

Todas las organizaciones públicas o privadas que estén registradas o reconocidas en cada nación y realicen alguna actividad en: generación, transporte, distribución, comercialización y consumo, forman implícitamente parte del MER.

Los transportistas son los únicos agentes del MER que no realizan operaciones comerciales y los demás pueden participar en dichas actividades siempre que no estén verticalmente integradas para permitir la separación de funciones entre las actividades y de esta cuenta fomentar un mercado competitivo.

### **2.3.4. Productos y servicios del mercado eléctrico regional**

De acuerdo con el RMER en su libro I numeral 1.4.3.1 lo que se comercializa en el MER es:

- Energía eléctrica
- Servicios Auxiliares

- El servicio por la transmisión
- El servicio por operación
- El servicio por regulación

### **2.3.5. Funcionamiento del mercado eléctrico regional**

Dado que el MER, es un mercado común en Centroamérica, la forma de funcionar es de manera coordinada entre los OS y OM de cada nación y el EOR para todo el conjunto de operaciones comerciales que se realicen entre los diferentes agentes.

El MER es un mercado que se basa para su programación y conciliación en precios y no en costos y por ello utiliza la metodología donde el precio en un nodo es el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en ese nodo (CRIE, 2005) . Todos los puntos o nodos donde se realizan las operaciones de intercambio se le conoce como RTR.

#### **2.3.5.1. Mercado de oportunidad regional**

Es un mercado regional con condiciones comerciales y jurídicas equitativas y claras en el cual los participantes realicen operaciones comerciales en forma horaria en, un nodo cualquiera de la RTR para un día en adelante, sin tener asociada una contraparte.

De modo que los operadores de cada nación trasladan la información horaria de las ofertas de transacciones de oportunidad (previamente validado y verificado los respaldos de energía y vigencias de garantías económicas) para el

día en adelante de sus agentes nacionales al EOR. La optimización económica de las ofertas presentadas da origen a las transacciones en el MOR.

De manera que es el EOR la entidad encargada de realizar la programación, coordinación, conciliación y liquidación de las ofertas de transacciones por oportunidad o flexibilizaciones parciales o totales.

#### **2.3.5.2. Mercado de contratos regional**

Es un mercado regional con condiciones comerciales y jurídicas equitativas y claras para que los agentes realicen transacciones en forma horaria en, un nodo cualquiera de la RTR para un día en adelante, con una contraparte claramente definida, en cualquier nodo de la RTR.

De modo que los operadores de cada nación trasladan la información horaria de las ofertas de transacciones de contratos (previamente validado y verificado los respaldos de energía y vigencias de garantías económicas) para el día en adelante de sus agentes nacionales al EOR.

Los contratos son de carácter confidencial y en ellos los agentes definen su precio y en qué condiciones realizan su manejo del riesgo del abastecimiento ya que el compromiso será entre ellos.

El agente que decide vender en un contrato adquiere el compromiso de cumplir su venta que especifica el contrato, ya sea con adquisiciones en el MOR o con su energía. Mientras que el agente que decide comprar en un contrato adquiere el compromiso de cumplir su compra que especifica el contrato, ya sea que la ceda en el MOR o la retire.

De manera que es el EOR la entidad encargada de realizar la programación y coordinación, pero la conciliación de la energía del contrato le corresponde a los que celebraron el mismo, de acuerdo con sus condiciones.

#### **2.3.5.3. Sistema de precios nodales**

Todas las operaciones comerciales del MER se valorizan por el método de precios, que son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la RTR.

Para gran parte de las liquidaciones en las operaciones comerciales se utilizan los precios nodales exante, calculados en el predespacho regional y se utilizan los precios nodales ex-post calculados en el posdeshpacho regional como base para conciliar las transacciones por desviaciones en tiempo real (CRIE, 2005).

#### **2.3.5.4. Sistema de medición comercial regional**

Son todo el conjunto de medidores comerciales que existen en la RTR instalados por todos los agentes y su función es la de interrogar, descargar, procesar y almacenar toda la información relativa a la energía en algún nodo para poder conciliar y liquidar las operaciones comerciales del MER.

#### **2.3.5.5. Predespacho regional**

Debido a que habitualmente existe una coordinación entre los OS y OM de las naciones y el EOR para la planificación de las transacciones, este informe se elabora con periodicidad diaria y contiene las ofertas programadas de:

contratos, oportunidad, el neto de ellas; los flujos, precios antes de la operación, entre otros.

#### **2.3.5.6. Conciliación diaria programada**

En consecuencia, de las ofertas programadas de contratos y oportunidad, el EOR elabora un reporte con periodicidad diaria, el cual contiene los datos reales del despacho de las ofertas de: contratos, oportunidad y las ofertas flexibilizadas, el cargo en el MOR por el cumplimiento del contrato, el monto por derecho u obligación por el uso de la red, entre otros.

#### **2.3.5.7. Conciliación diaria en tiempo real**

Una vez haya pasado la operación y con el objetivo de valorizar las desviaciones, que se producen por cada área de control, el EOR elabora un reporte con periodicidad diaria, el cual contiene los datos reales de las desviaciones por nación y no por nodo interconector, así como la clasificación de estas.

#### **2.3.5.8. Posdespacho regional**

Finalmente, el EOR elabora con periodicidad diaria un reporte el cual contiene los datos reales de la medición, así como los flujos reales en los puntos de medida, precios después de la operación, entre otros.

## 2.4. Cambios en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el sistema eléctrico regional

En consecuencia, del crecimiento y fortalecimiento gradual el MER ha tenido modificaciones algunas de forma y otras de contenido que tratan de reflejar de mejor forma las condiciones de los parques generadores y de las demandas de los países miembros. Todos estos cambios normativos son públicos, en los cuales participan todos los actores del mercado eléctrico regional, así como los operadores de mercado y de sistema.

Uno de los procesos más importantes que sucedieron en los últimos años, fue el paso del RMER con el PDC al RMER sin el PDC. La resolución CRIE-68-2016 contiene la metodología para la conciliación de desviaciones en tiempo real que se utilizó hasta diciembre 2018, es decir la metodología vigente en 2018, RMER con el PDC y la resolución CRIE-109-2018 contiene la metodología que actualmente está en vigor, RMER sin el PDC.

A causa de este cambio es que los desvíos de energía tienen otra forma de clasificarse como se puede observar en la Tabla 1.

**Tabla 1.**

*Cuadro comparativo entre RMER con PDC y sin PDC*

Insumo	RMER con PDC	RMER sin PDC
Clasificación de desviaciones	Las transacciones por desviaciones en tiempo real por área de control se clasificarán en dos tipos: normales y graves	Las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en: normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves

*Nota.* Clasificación de las desviaciones según el RMER con PDC o sin PDC. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

En consecuencia, por la nueva forma de la clasificar los desvíos de energía también se modifica las reglas de conciliación como se puede observar en la Tabla 2.

**Tabla 2.**  
*Nuevas reglas de conciliación*

Desviación	Energía en exceso	Energía en defecto
Desviaciones normales y desviaciones significativas autorizadas	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM paga la reducción de la exportación valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control
Desviaciones graves con área de control responsable de la falla y desviaciones significativas autorizadas y desviaciones significativas no autorizadas	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM no recibirá compensación por el exceso de la exportación.  Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM paga por la importación adicional valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control
		Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM paga la reducción de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control
		Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM no recibirá devolución por la reducción de la importación.

Continuación Tabla 2.

Desviación	Energía en exceso	Energía en defecto
Desviaciones graves con área de control responsable de la falla	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM no recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM no paga por la reducción de la exportación.
	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM no paga por la importación adicional.	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control

*Nota.* Nuevas reglas para conciliar las desviaciones en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional sin el PDC. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Finalmente, la asignación neta se verá afectada como se puede observar en la Tabla 3, por las nuevas reglas de conciliación puesto que incluye desviaciones significativas autorizadas, no autorizadas y desviaciones graves.

**Tabla 3.**

*Nuevos esquemas de conciliación*

Tipo de desviación	Cálculo de la conciliación de desviaciones en tiempo real	Asignación neta
<p>Mientras solo haya desviaciones normales y desviaciones significativas autorizadas</p>	<p><math display="block">Neto\_Conc\_Desvi\_NSA = \sum_{A=1}^m Conc\ Desvi\ NSA_A</math></p> <p><i>Neto_Conc_Desvi_NSA = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales y significativas autorizadas.</i></p> <p><i>Conc_Desvi_NSAA = Conciliación de la desviación por área de control "A" con desviación normal y significativas autorizadas.</i></p> <p><i>m = número total de áreas</i></p>	<p><math display="block">Asignación\_NSA_A = \frac{ Desvi_A }{\sum_{A=1}^m  Desvi_A } * \sum_{A=1}^m Conc\ Desvi\ NSA_A</math></p> <p><i>Asignacion_NSAA= Monto asignado a cada OS/OM del área de control "A" que incurrió en una desviación normal o significativa autorizada.</i></p> <p><i>Neto_Conc_Desvi_NSA = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales y significativas autorizadas.</i></p> <p><i>= Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A"</i></p> <p><i>m = número total de áreas</i></p>
<p>Mientras se presenten desviaciones graves, desviaciones significativas autorizadas y desviaciones significativas no autorizadas</p>	<p><math display="block">Neto\_Conc\_Desvi\_NSAyGSNA = \sum_{Ansa=1}^{nsa} Conc\ Desvi\ NSA_{Ansa} + \sum_{Agsna=1}^{gnsa} Conc\ Desvi\ GSNA_{Agsna}</math></p> <p><i>Neto_Conc_Desvi_NSA y GSNA = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves.</i></p> <p><i>Conc_Desvi_NSAAnsa = Conciliación de la desviación neta por área de control "Ansa" con desviaciones normales y significativas autorizadas.</i></p> <p><i>Conc_Desvi_GSNAgsna = Conciliación de la desviación neta por área de control</i></p> <p><i>"Agsna" con desviaciones graves y significativas no autorizadas.</i></p> <p><i>nsa = número total de áreas con desviaciones normales y significativas autorizadas.</i></p>	<p><b>Si es déficit:</b></p> <p><math display="block">Asignación\_GSNA_A = \frac{ Desvi_A }{\sum_{A=1}^Q  Desvi_A } * (Neto\_Conc\_Desvi\_NSAyGSNA)</math></p> <p><i>Asignacion_GSNAA= Monto asignado a los OS/OM del área de control "A" en que se originó la falla o resultaron no autorizados.</i></p> <p><i>Neto_Conc_Desvi_NSAyGSNA = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves.</i></p> <p><i>= Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A" de los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.</i></p> <p><i>Q = número de área de control con desviaciones graves responsable de la falla o resultaron no autorizados.</i></p>
		<p><b>Si es superávit:</b></p> <p><math display="block">Asignación\_NSAyGNRFA = \frac{ Desvi_A }{\sum_{A=1}^Q  Desvi_A } * (Neto\_Conc\_Desvi\_NSAyGSNA)</math></p> <p><i>Asignacion_NSAYGNRFA= Monto asignado a cada OS/OM del área de control "A" excepto a los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron</i></p>

Continuación de Tabla 3.

Tipo de desviación	Cálculo de la conciliación de desviaciones en tiempo real	Asignación neta
Mientras se presenten desviaciones graves, desviaciones significativas autorizadas y desviaciones significativas no autorizadas	<i>gnsa = número total de áreas con desviaciones graves y significativas no autorizadas.</i>	no autorizados. <i>Neto_Conc_Desvi_NSAYGSNA = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves</i> = Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A" excepto los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados. <i>k = número de área de control con desviaciones normales, significativas autorizadas y graves excepto los OS y OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.</i>

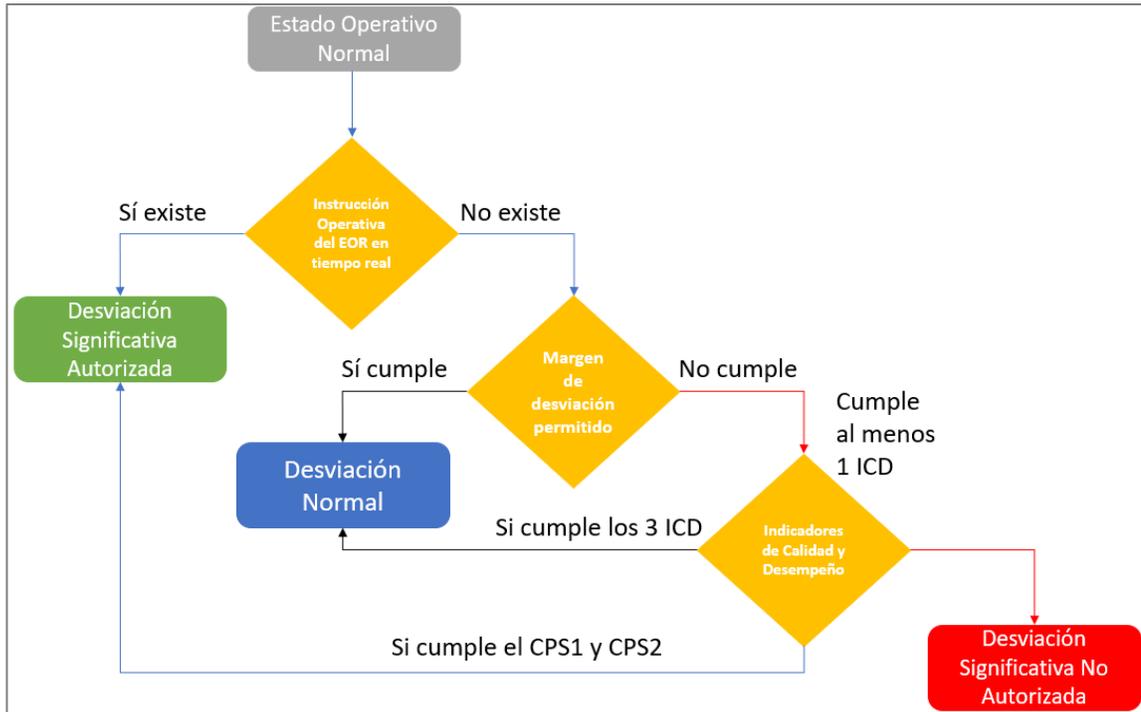
*Nota.* Nuevos esquemas para la asignación neta para conciliar las desviaciones en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional sin el PDC. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Como resultado de los cambios introducidos en las modificaciones normativas, están enfocados en incentivar o castigar económicamente a las áreas de control de acuerdo con la clasificación de la desviación para cada hora que a su vez dependen de los indicadores de calidad y desempeño: CPS1, CPS2 y DSC.

Para ejemplificar de mejor forma como inciden los criterios de calidad en la clasificación de las desviaciones, en la figura 3 se muestra el diagrama de flujo que sigue la modificación normativa en la resolución CRIE-109-2018.

**Figura 3.**

*Diagrama de flujo para clasificar desviaciones en tiempo real – SER normal*



*Nota.* Diagrama de flujo para clasificar las desviaciones para un área de control en estado operativo normal. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Un estado operativo normal es aquel en el que no se existe situación de emergencia regional, como pérdida significativa de generación o demanda, aperturas de líneas de transmisión importantes, entre otros. De acuerdo con la figura anterior el no cumplir el margen de desviación permitido e incumplir dos o más indicadores de calidad y desempeño produce una desviación significativa no autorizada.

Las implicaciones económicas por este tipo de desviaciones para el área de control de Guatemala son la valorización a dos veces el precio ponderado

expost si la energía desviada es en déficit y a cero dólares si la energía desviada es en exceso.

De forma similar ocurre para clasificar las desviaciones en el estado operativo en alerta, como se muestra en la Figura 4, se dice que está en alerta porque el SER opera dentro de los criterios de calidad, sin embargo, de no tomarse acciones correctivas inmediatas el sistema puede pasar a un estado de emergencia (CRIE, 2018).

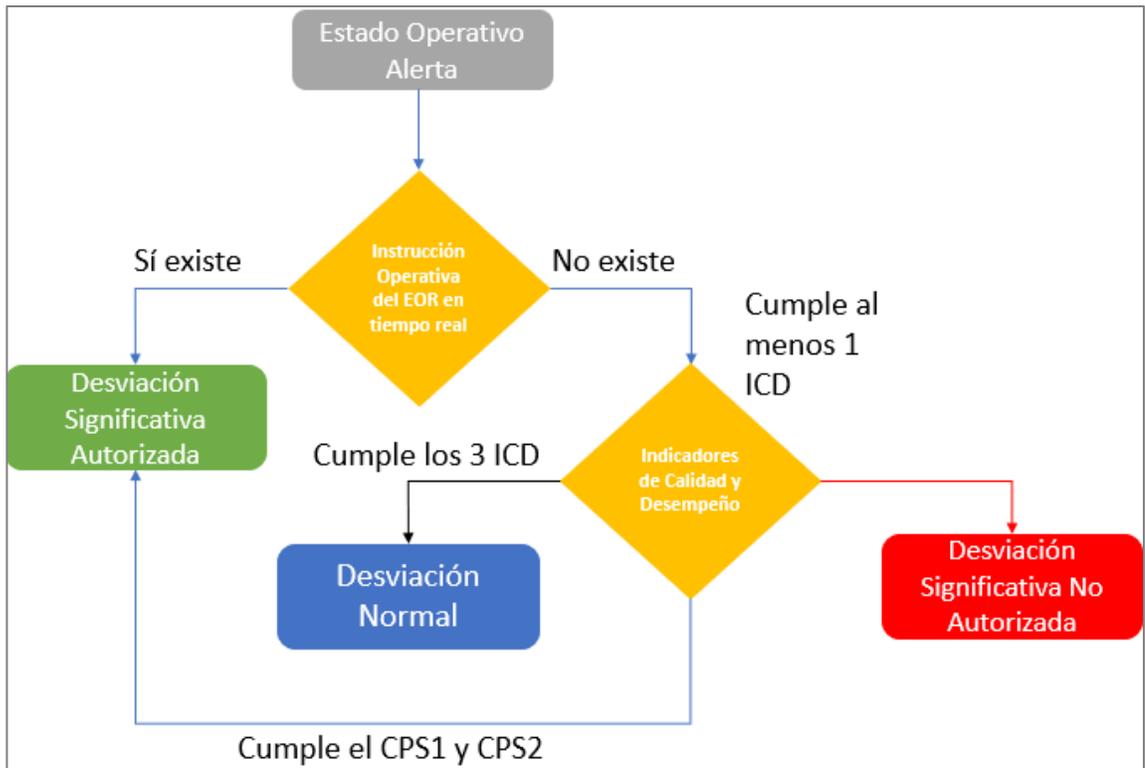
En el estado es alerta, se puede observar que ya no toma en consideración el margen de desviación permitido, pero sigue la misma premisa de que al incumplir dos más indicadores de calidad y desempeño produce una desviación significativa no autorizada. Sin embargo, esta condición operativa de alerta es muy poco frecuente de que ocurra en día a día.

Las consecuencias económicas en el estado operativo en alerta por estas desviaciones para el área de control de Guatemala serían exactamente las mismas que se describieron en el estado operativo normal.

Si el estado operativo es de emergencia la clasificación de las desviaciones será grave para las áreas de control que están en esa situación y el EOR identificará que área de control es la responsable de originar el estado, así como las áreas de control afectadas. Las áreas de control que no estén afectadas por este estado clasificarán las desviaciones de acuerdo a lo indicado en alguno de los otros dos estados operativos mencionados con anterioridad.

**Figura 4.**

*Diagrama de flujo para clasificar desviaciones en tiempo real – SER alerta*



*Nota.* Diagrama de flujo para clasificar las desviaciones para un área de control en estado operativo alerta. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.



### **3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS**

A continuación, se presentan los resultados obtenidos al calcular los montos de desviaciones debido a la modificación en la metodología utilizada para la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional de Guatemala en el año 2019.

#### **3.1. Meses utilizados**

Para la realización de los cálculos con la metodología vigente en 2018 se utilizaron 3 meses del año 2019 los cuales son: febrero, mayo y agosto, mismos que representan estacionalidades del país, las cuales son época: seca, intermedia y lluviosa.

#### **3.2. Afectación económica para Guatemala**

De los cálculos realizados para los tres meses seleccionados se tienen los siguientes resultados.

Se presenta en la Tabla 4 los montos de asignación de desviaciones correspondientes al mes de febrero de 2019. Estos montos fueron calculados al aplicar la metodología vigente en 2018 y se agrupan por día. Además, se comparan con los montos de asignación de desviaciones proporcionados por el Ente Operador Regional para el mismo mes y año. Es importante destacar que estos valores pueden ser positivos o negativos, lo que indica cargos o abonos, respectivamente.

**Tabla 4.***Afectación económica para Guatemala en el mes de febrero 2019*

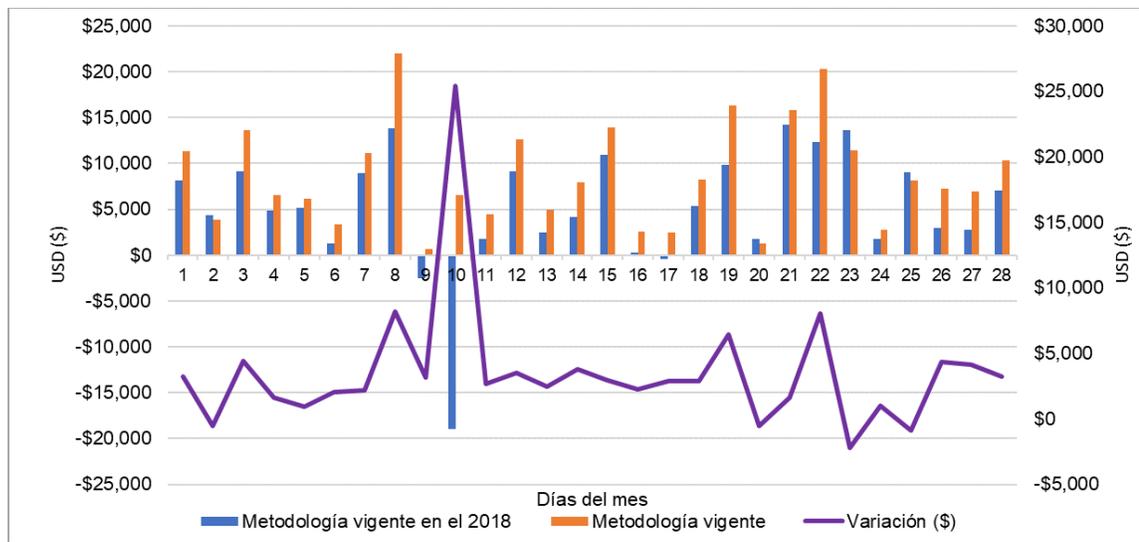
Fecha	Monto de Desviaciones (\$) según metodología vigente en 2018	Monto de Desviaciones (\$) según metodología vigente	Variación (\$)
1/02/2019	8,175.95	11,387.68	3,211.73
2/02/2019	4,412.72	3,863.83	-548.89
3/02/2019	9,189.69	13,646.51	4,456.81
4/02/2019	4,914.06	6,543.98	1,629.92
5/02/2019	5,173.78	6,117.38	943.60
6/02/2019	1,308.23	3,380.28	2,072.05
7/02/2019	8,921.52	11,135.89	2,214.37
8/02/2019	13,818.74	22,002.78	8,184.03
9/02/2019	-2,483.68	666.56	3,150.23
10/02/2019	-18,919.01	6,532.30	25,451.30
11/02/2019	1,815.19	4,477.21	2,662.02
12/02/2019	9,168.57	12,673.14	3,504.57
13/02/2019	2,491.89	4,986.87	2,494.98
14/02/2019	4,152.88	7,960.30	3,807.42
15/02/2019	10,959.78	13,934.75	2,974.97
16/02/2019	309.39	2,563.90	2,254.51
17/02/2019	-463.89	2,451.61	2,915.51
18/02/2019	5,340.35	8,210.67	2,870.32
19/02/2019	9,866.05	16,310.60	6,444.55
20/02/2019	1,743.39	1,242.86	-500.53
21/02/2019	14,239.78	15,866.70	1,626.91
22/02/2019	12,328.62	20,356.67	8,028.06
23/02/2019	13,664.49	11,492.92	-2,171.56
24/02/2019	1,765.84	2,758.80	992.96
25/02/2019	9,029.36	8,132.72	-896.64
26/02/2019	2,926.73	7,279.08	4,352.35
27/02/2019	2,798.64	6,942.64	4,144.00
28/02/2019	7,105.95	10,363.26	3,257.31

*Nota.* Montos totales en dólares por desviaciones por día calculados bajo la metodología vigente en 2018, montos publicados por el EOR para febrero 2019 y su variación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Asimismo, se muestra una gráfica de barras y línea en la Figura 5, que representa los montos de asignación de desviaciones según la metodología vigente en 2018 y los montos de asignación de desviaciones publicados por el EOR para el mes de febrero de 2019 y la variación entre estos.

**Figura 5.**

*Comportamiento de la afectación económica para Guatemala en febrero*



*Nota.* Gráfica de barras comparativa entre los montos en dólares por desviaciones por día calculados y publicados para febrero 2019 y su variación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Se exhibe los montos de asignación de desviaciones calculados según la metodología vigente en 2018 para cada hora en el mes de mayo de 2019, en la Tabla 5, los cuales están agrupados por día y se contrastan con los montos de asignación de desviaciones publicados por el EOR para el mismo mes. Los valores pueden ser positivos o negativos e indican cargos o abonos respectivamente.

**Tabla 5.***Afectación económica para Guatemala en el mes de mayo 2019*

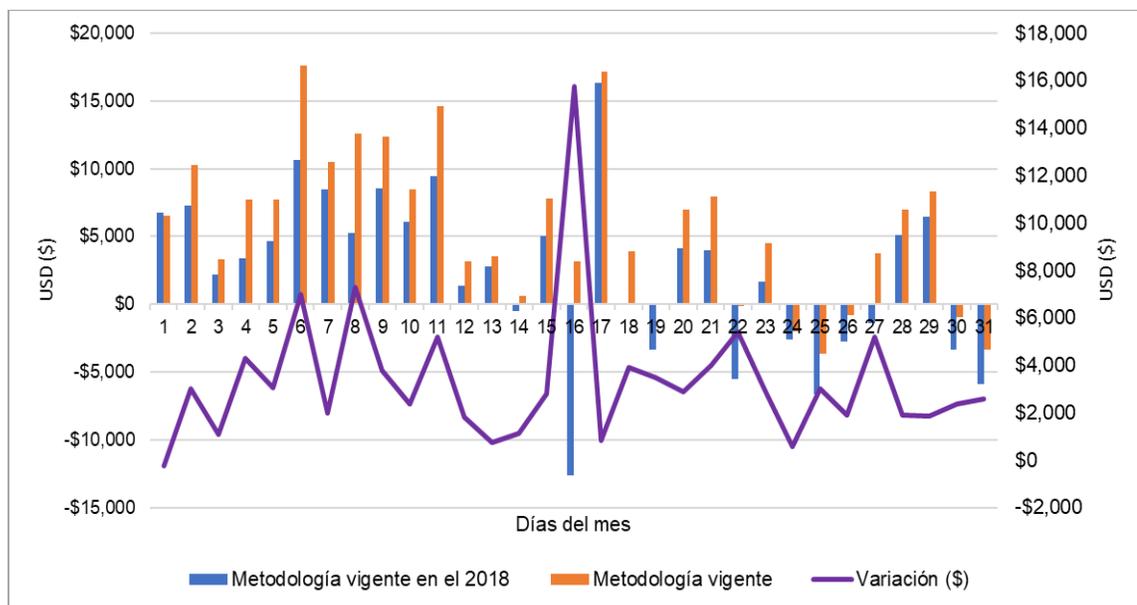
Fecha	Monto de Desviaciones (\$) según metodología vigente en 2018	Monto de Desviaciones (\$) según metodología vigente	Variación (\$)
1/05/2019	6,749.25	6,497.86	-251.40
2/05/2019	7,264.75	10,258.27	2,993.52
3/05/2019	2,220.62	3,320.75	1,100.13
4/05/2019	3,394.91	7,706.45	4,311.54
5/05/2019	4,668.77	7,708.24	3,039.47
6/05/2019	10,631.85	17,602.81	6,970.96
7/05/2019	8,495.98	10,471.90	1,975.92
8/05/2019	5,270.39	12,554.44	7,284.05
9/05/2019	8,541.81	12,337.84	3,796.03
10/05/2019	6,056.95	8,440.06	2,383.11
11/05/2019	9,430.30	14,615.13	5,184.83
12/05/2019	1,361.15	3,155.28	1,794.12
13/05/2019	2,800.58	3,550.75	750.16
14/05/2019	-515.16	628.40	1,143.56
15/05/2019	5,032.18	7,808.75	2,776.56
16/05/2019	-12,608.38	3,156.14	15,764.51
17/05/2019	16,330.32	17,155.52	825.20
18/05/2019	19.99	3,923.16	3,903.17
19/05/2019	-3,386.17	112.00	3,498.17
20/05/2019	4,097.52	6,998.75	2,901.23
21/05/2019	4,004.67	7,984.03	3,979.36
22/05/2019	-5,549.48	-163.90	5,385.58
23/05/2019	1,676.58	4,541.66	2,865.08
24/05/2019	-2,570.79	-1,980.67	590.12
25/05/2019	-6,662.80	-3,666.67	2,996.13
26/05/2019	-2,730.59	-834.19	1,896.40
27/05/2019	-1,443.62	3,754.51	5,198.13
28/05/2019	5,104.63	7,004.67	1,900.03
29/05/2019	6,477.81	8,313.12	1,835.31
30/05/2019	-3,341.93	-977.70	2,364.23
31/05/2019	-5,920.07	-3,355.61	2,564.46

*Nota.* Montos totales en dólares por desviaciones por día calculados bajo la metodología vigente en 2018, montos publicados por el EOR para mayo 2019 y su variación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

La gráfica de barras y línea que representa los montos de asignación de desviaciones según la metodología vigente en 2018 y los montos de asignación de desviaciones publicados por el EOR para el mes de mayo de 2019 se presentan en la Figura 6 así como la variación entre los mismos.

**Figura 6.**

*Comportamiento de la afectación económica para Guatemala en el mes de mayo*



*Nota.* Gráfica de barras comparativa entre los montos en dólares por desviaciones por día calculados y publicados para mayo 2019 y su variación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

De manera se presentan en la Tabla 6 los cálculos realizados para los montos de asignación de desviaciones en el cual se utiliza la metodología vigente en 2018 durante cada hora del mes de agosto de 2019. Estos montos se agrupan por día y se comparan con los montos de asignación de desviaciones publicados por el EOR para el mismo mes y año. Los valores pueden ser positivos o negativos y reflejan cargos o abonos, respectivamente.

**Tabla 6.***Afectación económica para Guatemala en el mes de agosto 2019*

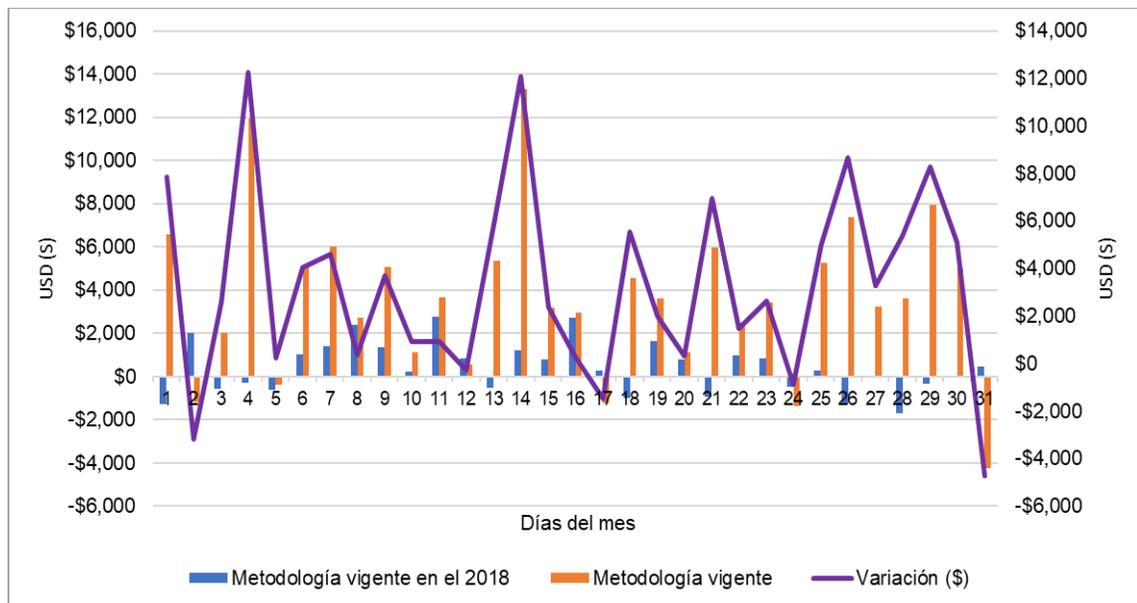
Fecha	Monto de Desviaciones (\$) según metodología vigente en 2018	Monto de Desviaciones (\$) según metodología vigente	Variación (\$)
1/08/2019	-1,270.99	6,580.73	7,851.72
2/08/2019	2,001.03	-1,170.01	-3,171.04
3/08/2019	-597.83	1,990.56	2,588.40
4/08/2019	-312.26	11,925.43	12,237.69
5/08/2019	-641.10	-392.69	248.41
6/08/2019	1,013.33	5,049.77	4,036.44
7/08/2019	1,411.69	6,026.42	4,614.74
8/08/2019	2,380.16	2,722.05	341.89
9/08/2019	1,346.56	5,053.83	3,707.27
10/08/2019	201.98	1,131.03	929.05
11/08/2019	2,755.34	3,661.37	906.02
12/08/2019	822.68	543.32	-279.36
13/08/2019	-509.43	5,350.90	5,860.33
14/08/2019	1,228.96	13,311.17	12,082.20
15/08/2019	807.05	3,190.97	2,383.92
16/08/2019	2,708.34	2,972.21	263.87
17/08/2019	254.13	-1,213.74	-1,467.87
18/08/2019	-976.99	4,553.69	5,530.67
19/08/2019	1,641.22	3,630.14	1,988.92
20/08/2019	785.24	1,102.47	317.23
21/08/2019	-972.03	5,976.61	6,948.63
22/08/2019	983.98	2,469.62	1,485.64
23/08/2019	811.56	3,428.98	2,617.43
24/08/2019	-465.62	-1,363.40	-897.78
25/08/2019	280.67	5,246.38	4,965.71
26/08/2019	-1,280.94	7,394.76	8,675.71
27/08/2019	-39.70	3,218.19	3,257.89
28/08/2019	-1,727.17	3,617.22	5,344.39
29/08/2019	-354.53	7,921.15	8,275.68
30/08/2019	-81.28	5,040.82	5,122.10
31/08/2019	454.20	-4,260.86	-4,715.06

*Nota.* Montos totales en dólares por desviaciones por día calculados bajo la metodología vigente en 2018, montos publicados por el EOR para agosto 2019 y su variación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Finalmente, los montos de asignación de desviaciones publicados por el EOR y los montos de asignación de desviaciones calculados bajo la metodología vigente en 2018 para el mes de agosto de 2019 se muestran en la Figura 7 que es una gráfica de barras y línea que representa la variación entre los mismos.

**Figura 7.**

*Comportamiento de la afectación económica para Guatemala en agosto*



*Nota.* Gráfica de barras comparativa entre los montos en dólares por desviaciones por día calculados y publicados para agosto 2019 y su variación. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

### 3.3. Cantidad de desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala

A continuación, se presentan los datos obtenidos y los registros proporcionados por el EOR que se refieren a la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas. Estos datos ofrecen una visión amplia y detallada

de estas situaciones durante los meses seleccionados en el año 2019 para Guatemala.

A consecuencia del cambio normativo, en la Tabla 7 se presentan los cálculos efectuados con la metodología vigente en 2018 en contraste con los datos publicados para el mismo mes por el EOR.

**Tabla 7.**

*Clasificación de desviaciones para Guatemala en el mes de febrero 2019*

Tipo Desviación	Cantidad de desviaciones según metodología vigente en 2018	Cantidad de desviaciones según metodología vigente
Normal	672	516
Significativa Autorizada	0	61
Significativa No Autorizada	0	95

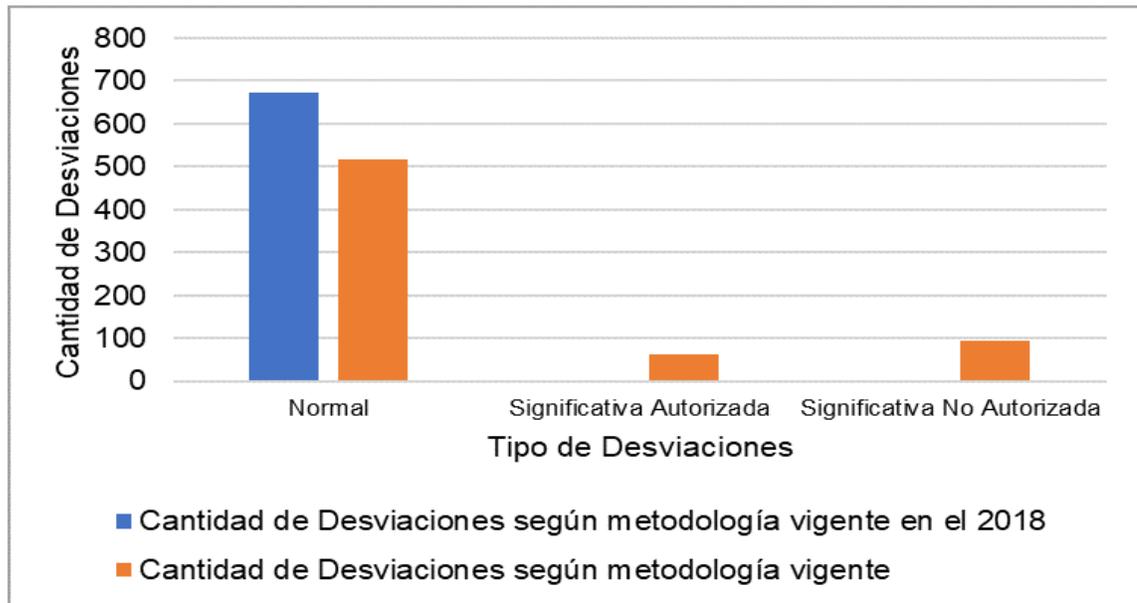
*Nota.* Comparativo entre los tipos de desviaciones calculadas con la metodología vigente en 2018 y los publicados por el EOR para febrero 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Asimismo en el análisis de las cantidades desviaciones clasificadas por su tipo, se ha utilizado una representación gráfica para visualizar de manera clara y concisa el comportamiento de estas. La figura 8 muestra una gráfica de barras en la que representa una comparativa entre los cálculos realizados con la metodología vigente en 2018 y los datos publicados por el EOR para el mes de febrero de 2019.

A través de esta figura, se puede apreciar de manera visual la distribución y magnitud de las desviaciones para cada tipo, lo que brinda una perspectiva más completa de la situación para febrero 2019.

**Figura 8.**

*Comportamiento de los tipos de desviaciones para Guatemala en febrero*



*Nota.* Gráfica de barras para los distintos tipos de desviaciones para febrero 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Se presenta en la tabla 8 la cantidad de desviaciones clasificadas por su tipo al considerar los cálculos realizados con la metodología vigente en 2018 y en comparación con las cifras reportadas por el EOR para el mes de mayo de 2019.

Esta tabla proporciona una visión específica de la distribución de las desviaciones, lo que permite identificar patrones y tendencias en los diferentes tipos de desviaciones.

**Tabla 8.**

*Clasificación de desviaciones para Guatemala en mayo 2019*

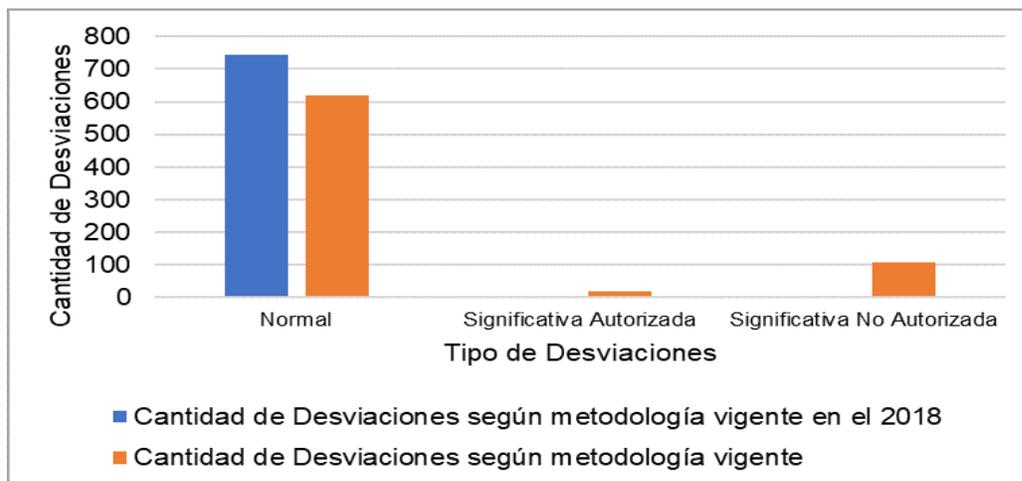
Tipo Desviación	Cantidad de desviaciones según metodología vigente en 2018	Cantidad de desviaciones según metodología vigente
Normal	744	620
Significativa Autorizada	0	18
Significativa No Autorizada	0	106

*Nota.* Comparativo entre los tipos de desviaciones calculadas con la metodología vigente en 2018 y publicados por el EOR para mayo 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

La representación gráfica de barras que ilustra el comportamiento de las desviaciones clasificadas por tipo al considerar la metodología vigente en 2018 y la actual se muestra en la Figura 9 para mayo de 2019.

**Figura 9.**

*Comportamiento de los tipos de desviaciones para Guatemala en mayo*



*Nota.* Gráfica de barras para los distintos tipos de desviaciones para mayo 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Finalmente en la Tabla 9 se muestra una comparación entre las desviaciones clasificadas por su tipo según los cálculos realizados con la metodología vigente en 2018 y los datos publicados para el mismo mes por el EOR.

**Tabla 9.**

*Clasificación de desviaciones para Guatemala en agosto 2019*

Tipo Desviación	Cantidad de desviaciones según metodología vigente en 2018	Cantidad de desviaciones según metodología vigente
Normal	744	618
Significativa Autorizada	0	1
Significativa No Autorizada	0	125

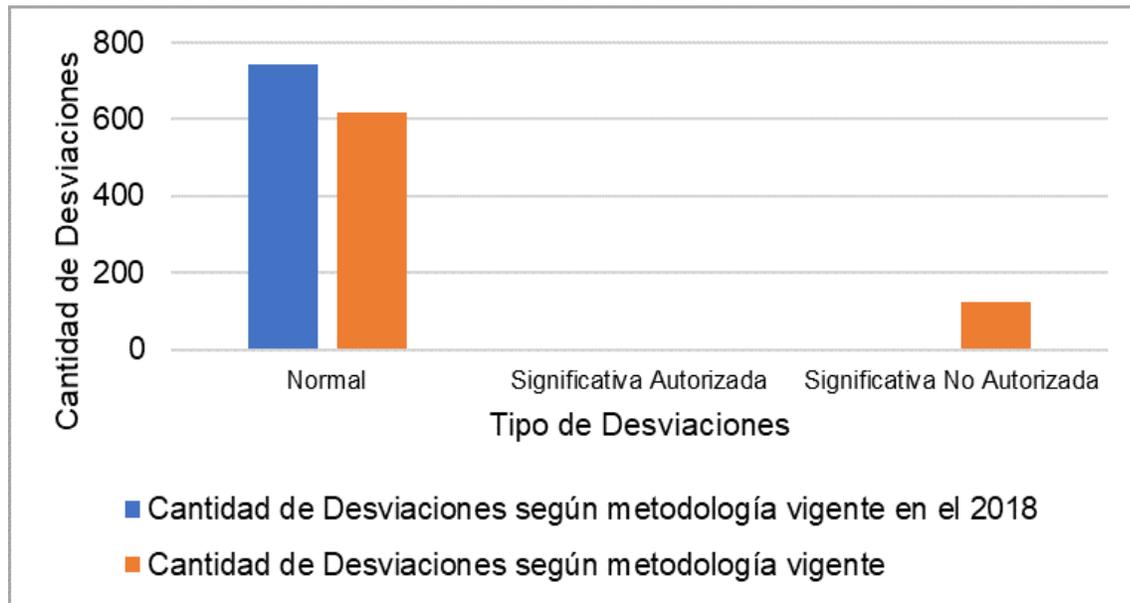
*Nota.* Comparativo entre los tipos de desviaciones calculadas con la metodología vigente en 2018 y publicados por el EOR para agosto 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

De tal forma que en la representación gráfica de barras presentada en la figura 10 se visualiza el comportamiento del número de desviaciones clasificadas por su tipo según la metodología vigente en 2018 y los datos publicados para el mismo mes por el EOR.

Esta gráfica ofrece una perspectiva clara y comprensible de las variaciones y tendencias observadas en entre las cantidades de desviaciones por su tipo, lo cual permite identificar de manera efectiva las diferencias entre los enfoques metodológicos utilizados y los resultados obtenidos para dicho mes.

**Figura 10.**

*Comportamiento de los tipos de desviaciones para Guatemala en agosto*



*Nota.* Gráfica de barras para los distintos tipos de desviaciones para agosto 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

### **3.4. Impacto económico para Guatemala por la aparición de desviaciones significativas no autorizadas**

Con relación al impacto económico ocasionado por la aparición de desviaciones significativas no autorizadas en Guatemala, se llevó a cabo un análisis que consideró los montos totales de asignación de desviaciones calculados según la metodología vigente en 2018 y los publicados por el EOR para diferentes meses del año 2019.

De manera que para el mes de febrero de 2019, se presenta en la Tabla 10 una comparativa entre los montos totales de asignación por desviaciones.

Esta comparación se basa en los cálculos realizados al aplicar la metodología vigente en 2018 y los montos publicados por el EOR para dicho mes.

La tabla proporciona un cálculo de la variación entre ambas metodologías, lo que va permitir posteriormente evaluar el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas.

**Tabla 10.**

*Impacto económico para Guatemala en febrero 2019*

Febrero	Monto total de desviaciones (\$ según metodología vigente en 2018	Monto total de desviaciones (\$ según metodología vigente	Variación (\$)
Total	143,755.02	243,281.89	99,526.87

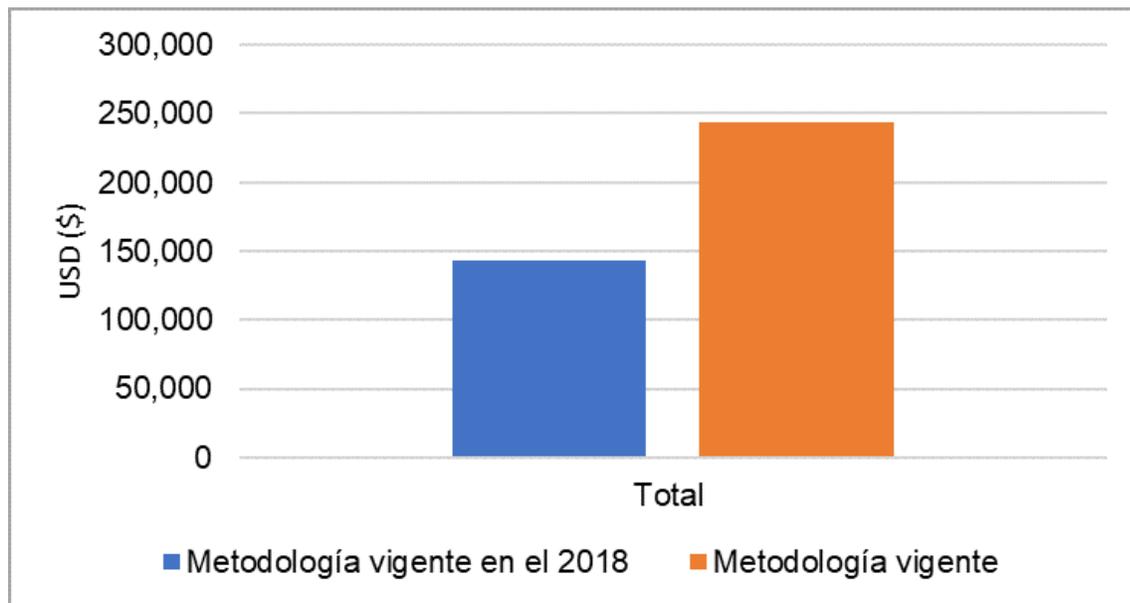
*Nota.* Comparativo entre los montos totales de desviaciones calculados con la metodología vigente en 2018 y publicados por el EOR para febrero 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

Por consiguiente y para representar gráficamente los montos totales de asignación de desviaciones, en la Figura 11 se muestra una gráfica de barras que presenta la forma en que se comportan los montos totales de asignación de desviaciones de acuerdo con la metodología vigente en 2018 y los datos publicados el mismo mes por el EOR.

Por ese motivo la gráfica de barras desempeña un papel fundamental en la visualización y comprensión de los resultados obtenidos, al ofrecer una visión global de los montos totales de asignación de desviaciones y su relación con la metodología utilizada.

**Figura 11.**

*Comportamiento del impacto económico para Guatemala en febrero*



*Nota.* Gráfica de barras de los montos totales de asignación de desviaciones para el mes de febrero de 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Por otra parte la comparación de los montos totales de asignación por desviaciones, tanto según los cálculos realizados con la metodología vigente en 2018 como para los datos publicados para el mismo mes por el EOR, se encuentra representada en la Tabla 11. Lo que convierte a la tabla en una valiosa herramienta para comprender y evaluar el impacto económico asociado a las desviaciones significativas no autorizadas para dicho mes.

**Tabla 11.**

*Impacto económico para Guatemala en mayo 2019*

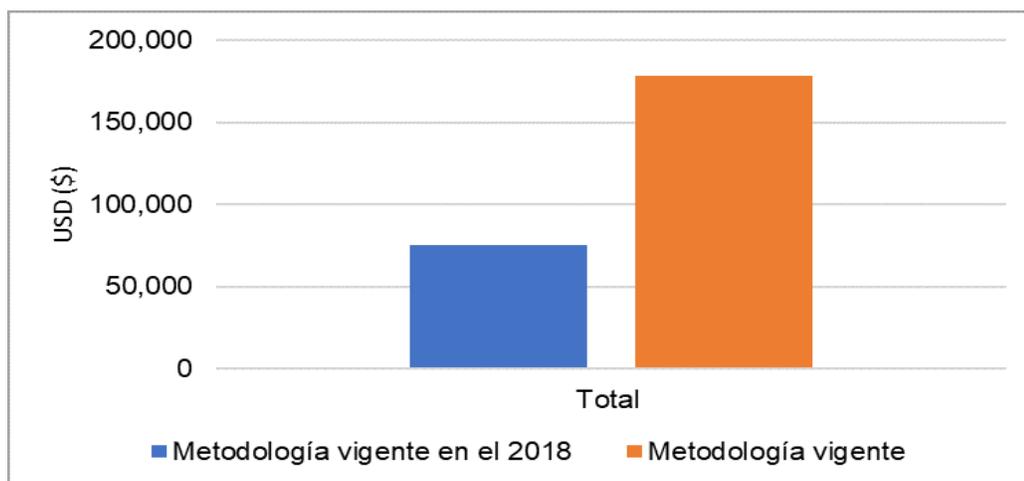
	Monto total de desviaciones (\$ según metodología vigente en 2018	Monto total de desviaciones (\$ según metodología vigente	Variación (\$)
Mayo			
Total	74,902.04	178,621.75	103,719.70

*Nota.* Comparativo entre los montos totales de desviaciones calculados con la metodología vigente en 2018 y publicados por el EOR para mayo 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

De modo que en la Figura 12 se muestra una gráfica de barras que representa el comportamiento de los montos totales de asignación de desviaciones según la metodología vigente en 2018 y los publicados por el EOR para el mes de mayo de 2019.

**Figura 12.**

*Comportamiento del impacto económico para Guatemala en mayo*



*Nota.* Gráfica de barras de los montos totales de asignación de desviaciones para el mes de mayo de 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Finalmente los montos totales de asignación por desviaciones para agosto, se presentan en la Tabla 12. Esta tabla presenta una comparación directa entre los montos calculados a través de la metodología vigente en 2018 y los montos publicados por el EOR para dicho mes, lo que constituye una valiosa fuente de información para comprender a fondo el impacto económico de las desviaciones significativas no autorizadas en Guatemala durante agosto de 2019.

**Tabla 12.**

*Impacto económico para Guatemala en agosto 2019*

Agosto	Monto total de desviaciones (\$ según metodología vigente en 2018	Monto total de desviaciones (\$ según metodología vigente	Variación (\$)
Total	12,658.24	114,709.08	102,050.84

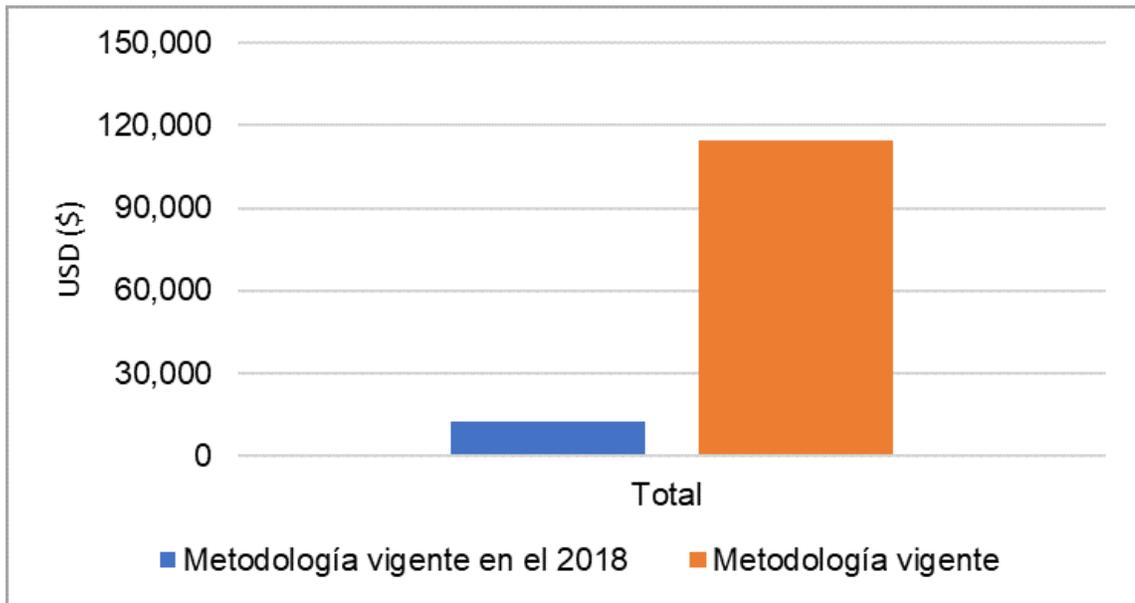
*Nota.* Comparativo entre los montos totales de desviaciones calculados con la metodología vigente en 2018 y publicados por el EOR para agosto 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Word.

De forma tal que en la Figura 13 se despliega una representación visual de gran importancia para comprender el comportamiento de los montos totales de asignación de desviaciones durante el mes de agosto de 2019. A través de esta gráfica de barras, es posible observar de manera clara las variaciones existentes entre ambas metodologías, lo que permite evaluar de manera comparativa la precisión y confiabilidad de los montos reportados por el EOR en relación con los cálculos realizados.

Este análisis visual resultará crucial para comprender la dinámica y el impacto económico de las desviaciones significativas no autorizadas.

**Figura 13.**

*Comportamiento del impacto económico para Guatemala en agosto*



*Nota.* Gráfica de barras de los montos totales de asignación de desviaciones para agosto de 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.



## 4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para estimar y luego comparar los totales de los montos de desviaciones bajo dos metodologías diferentes de cálculo fue necesario aplicar distintas versiones del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Dichas metodologías han sido desarrolladas por la CRIE y utilizadas en sus procesos por el EOR lo que brinda una confianza en la precisión y fiabilidad.

Adicionalmente todos los resultados obtenidos al utilizar la metodología vigente en 2018 se han verificado y validado para garantizar la consistencia y coherencia. Si se quisiera replicar los resultados obtenidos, no existiría limitación alguna puesto que toda la información utilizada, así como la metodología son de carácter público.

### **4.1. ¿Qué afectación económica existe para Guatemala como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional en el año 2019?**

La metodología vigente en 2018 para la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real solo considera dos tipos de desviaciones, las cuales son: desviaciones normales y desviaciones graves; y la metodología vigente al momento de realizar esta investigación considera cuatro tipos de desviaciones, las cuales son: desviaciones normales, desviaciones significativas autorizadas, desviaciones significativas no autorizadas y desviaciones graves.

De los datos calculados al utilizar la metodología vigente en 2018 se observa que gran parte de éstos, son inferiores respecto a los valores publicados por el EOR para los mismos periodos y meses, lo cual se puede observar en la tabla 4, tabla 5 y tabla 6, lo que claramente muestra un patrón de incremento en los montos de asignación de desviaciones, por utilizar una metodología en vez de la otra.

Este patrón de incremento entre los totales de los montos de asignación de desviaciones es posible de explicarse a través de la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas, las mismas utilizan indicadores de desempeño para evaluar a todas las áreas de control y su cumplimiento o incumplimiento es un factor decisivo para que se clasifique la desviación como significativa no autorizada.

El efecto de una desviación significativa no autorizada puede representar un cargo del doble de la valorización de la desviación horaria de energía o el no abonarse ningún monto económico por esa energía desviada.

Si se analiza el comportamiento de la variación monetaria entre las dos metodologías se respalda la idea de que existe una afectación económica para Guatemala al tener una tendencia siempre por encima del valor cero en todos los días de los meses muestreados, como se observa en las figuras 5, 6 y 7 que representa los meses de muestreo.

Al ser una muestra representativa de tres meses es altamente probable que el patrón y la tendencia observados estén presentes en los meses restantes puesto que la única variación en el cálculo es la metodología utilizada, no los valores de energía programados, valores de energía reales, los valores de energía desviados o precios ponderados.

#### **4.2. ¿Cuántas desviaciones significativas no autorizadas existen para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?**

Como se mencionó en la sección anterior el cambio de metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real considera cuatro tipos de desviaciones.

Al analizar la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas para febrero 2019, se observa que, según metodología vigente en 2018, no se contabilizaron desviaciones significativas no autorizadas. Sin embargo, con el cambio normativo se identificaron 95 desviaciones significativas no autorizadas solamente para el mes de febrero, como se puede observar en la Tabla 7.

De modo que, bajo la metodología vigente en 2018, no se contabilizan desviaciones significativas no autorizadas para febrero 2019, mientras que, con el cambio normativo sí, lo que se confirma visualmente en la figura 8. Estos hallazgos respaldan la discusión de que la modificación en la metodología de conciliación ha impactado en la manera que se clasifican las desviaciones y estas representan un aspecto crítico, ya que pueden tener implicaciones económicas negativas para Guatemala.

En mayo de 2019, se mantiene la misma tendencia. De acuerdo con la metodología vigente en 2018, no hubo desviaciones significativas no autorizadas para mayo de 2019. En contraste, con el cambio normativo, se encontraron 106 desviaciones significativas no autorizadas para el mismo periodo, como se puede observar en la Tabla 8.

De forma tal que, para el mes de mayo 2019, se muestra una tendencia similar a la figura 8 en términos de la cantidad de desviaciones según metodología vigente en 2018 y el cambio normativo. Se observa un incremento en las desviaciones significativas no autorizadas, el cual era de 95 en febrero a 106 en mayo, ver Figura 9, lo cual se puede explicar puesto que febrero tiene menos días que mayo.

Finalmente, en la tabla 9, que contiene la información de agosto 2019 nuevamente se evidencia la ausencia de desviaciones significativas no autorizadas. En contraste, con el cambio normativo, se encontraron 125 desviaciones significativas no autorizadas.

Por consiguiente, en la Figura 10, correspondiente al mes de agosto 2019, se refleja una tendencia consistente con las Figuras 5 y 6 en cuanto a la cantidad de desviaciones según metodología vigente en 2018 y el cambio normativo. Se aprecia un aumento en las desviaciones significativas no autorizadas, para agosto en comparación con las observadas en febrero y mayo 2019.

#### **4.3. ¿Cuál es el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?**

En el mes de febrero, la Tabla 10 muestra que el total de monto asignado a desviaciones según metodología vigente del 2018 fue de 143,755.02 dólares, mientras que los resultados publicados por el EOR ascienden a 243,281.89 dólares, lo que representa un incremento de 99,526.87 dólares.

Lo que se reafirma visualmente en la Figura 11, en donde se observa que existe una diferencia, lo que indica la presencia de un impacto económico considerable para Guatemala debido únicamente al cambio metodológico.

Lo mismo ocurre en el mes de mayo, como se evidencia en la Tabla 11. El total de monto asignado a desviaciones según metodología vigente en 2018 fue de 74,902.04 dólares, mientras que los resultados publicados por el EOR, este monto se incrementó a 178,621.75 dólares, lo cual genera una diferencia o variación de 103,719.70 dólares.

Visualmente se confirma el incremento de los montos totales asignados a desviaciones para el mes de mayo de 2019 en la Figura 12, la cual mantiene la misma tendencia de incremento que la Figura 11. Y resalta aún más las consecuencias de las desviaciones significativas no autorizadas y el impacto económico que las mismas producen.

Finalmente, en el mes de agosto, se muestra un impacto económico aún mayor como se puede observar en la Tabla 12. El total de monto asignado a desviaciones según la metodología vigente en 2018 fue 12,658.24 dólares y los resultados publicados por el EOR fue de 114,709.08 dólares, lo que representa un incremento o variación de 102,050.84 dólares.

Por lo tanto, en la Figura 13 se confirma visualmente los hallazgos y tendencias previas, lo cual proporciona una representación gráfica clara del comportamiento de los montos totales de asignación de desviaciones para el mes de agosto de 2019. Los resultados obtenidos de esta figura indican un incremento significativo en el impacto económico causado por las desviaciones no autorizadas durante dicho periodo.

#### **4.4. ¿Cuál es el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019?**

El impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019 fue significativo. A través del análisis de diferentes variables y datos, se pudo determinar que este cambio normativo generó un aumento considerable en el monto asignado a desviaciones, especialmente por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas.

En los meses de febrero, mayo y agosto de 2019 se observó un incremento sustancial en el monto asignado a desviaciones en los datos publicados por el EOR en comparación con los resultados obtenidos con la metodología que estaba vigente en 2018. Estos aumentos se reflejaron en las cifras por día, por mes, así como en las variaciones de estas, lo cual destaca la tendencia creciente del impacto económico a lo largo del año.

En febrero, la variación fue de 99,526.87 dólares, en mayo fue de 103,719.70 dólares, y en agosto fue de 102,050.84 dólares. Estos montos representan un impacto económico significativo para Guatemala como área de control en términos de los recursos financieros destinados a cubrir desviaciones en el sistema eléctrico regional.

Además, se evidenció que las desviaciones significativas no autorizadas fueron el factor clave en el aumento del impacto económico. Estas desviaciones, aunque no estaban contempladas en la metodología vigente en 2018, surgieron con el cambio normativo y contribuyeron de manera significativa a la variación en los montos asignados a desviaciones.

## CONCLUSIONES

1. Para Guatemala como área de control en el año 2019 se evidenció una afectación económica significativa por el cambio en la metodología de conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional, la cual se manifestó a través de un aumento sustancial en los montos asignados a desviaciones por día bajo la normativa actual en comparación con los montos asignados en la normativa vigente en 2018.
2. Durante el año 2019, como resultado del cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real se identificó la presencia de desviaciones significativas no autorizadas en Guatemala. La mismas se observaron en los datos analizados por su aparición constante a lo largo de los meses de muestreo.
3. Por la aparición de desviaciones significativas no autorizadas se reveló en el análisis de los datos un aumento en los montos mensuales asignados a desviaciones bajo la normativa actual en comparación con la normativa vigente en 2018. Por lo tanto, la aparición de desviaciones significativas no autorizadas como resultado del cambio en la metodología conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real, son la razón por la variación económica observada.
4. La investigación logro estimar para los meses muestreados el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico

Regional para Guatemala en el año 2019. Los resultados proporcionan una visión completa de las señales económicas derivadas de este cambio normativo.

## RECOMENDACIONES

1. Proponer a la Escuela de Estudios de Postgrado para que futuros tesisistas con los resultados obtenidos tengan la oportunidad de investigar y expandir aún más los efectos del cambio normativo. Si bien el muestreo de tres meses proporciona una idea general de la situación, sería beneficioso considerar la posibilidad de extender el período de muestreo. Al incluir datos de un período de un año o de otros años, se obtendrá una visión más completa, lo que ayudará a comprender mejor sus patrones y tendencias.
2. Sugerir al AMM, un monitoreo continuo y detallado de los indicadores de desempeño a través del sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), dado que las desviaciones significativas no autorizadas están vinculadas al error de control de área y a los indicadores de calidad y desempeño como el CPS1, CPS2 y DSC, por lo que es crucial llevar a cabo un seguimiento constante y minucioso de estos indicadores. Esto permitirá identificar cualquier variación de manera oportuna y tomar las medidas correctivas necesarias para mitigar la aparición de desviaciones significativas no autorizadas.
3. Sugerir al AMM, que disponga de la suficiente Reserva Rodante Operativa, que le permita mitigar las variaciones significativas del ACE que suceden horariamente de manera oportuna, lo cual se traduce en un mejor cumplimiento de los criterios de calidad y desempeño a nivel regional, con lo cual se estaría minimizando la aparición de desviaciones significativas no autorizadas.

4. Plantear a la CRIE a través del AMM y por solicitud de los agentes del mercado mayorista, la utilización de otra metodología para la conciliación de las transacciones por desviaciones en tiempo real, que asigne de una mejor forma las desviaciones según si la origina en el área de control o es originada por otra área de control.

## REFERENCIAS

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2005). Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Autor. <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2023/07/RMER-PDF-30062023.pdf>

Henry Ayau, L. J. (24 de febrero de 2014). *Avanza el mercado eléctrico en Centroamérica*. E&N. <https://www.estrategiaynegocios.net/centroamericaymundo/avanza-el-mercado-electrico-en-centroamerica-BJEN469668>

Ley general de electricidad. Decreto No. 93-96. (13 de noviembre de 1996). Congreso de la República de la Guatemala. Diario de Centroamérica. Guatemala. [https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb\\_dl=6AMM-ley-general-electricidad.pdf](https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=6AMM-ley-general-electricidad.pdf)

Ley del Organismo Ejecutivo. Decreto No. 114-97. (13 de noviembre de 1997). Congreso de la República de la Guatemala. Diario de Centroamérica. Guatemala. <https://www.minfin.gob.gt/images/archivos/leyes/tesoreria/Decretos/DECRETO%20DEL%20CONGRESO%20114-97.pdf>

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Acuerdo Gubernativo No. 299-98. (25 de mayo 1998). Organismo Ejecutivo. Diario de Centroamérica. Guatemala. Recuperado de [https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb\\_dl=35AMM-reglamento-amm.pdf](https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=35AMM-reglamento-amm.pdf)

Resolución CRIE-06-2017. (9 de marzo de 2017). Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Diario de Centroamérica. Guatemala. <https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/RESOLUCION-CRIE-06-2017.pdf>

Resolución CRIE-68-2016. (21 de noviembre de 2016). Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Diario de Centroamérica. Guatemala. <https://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2016/11/RESOLUCION-CRIE-68-2016..pdf>

Resolución CRIE-109-2018. (13 de diciembre de 2018). Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Diario de Centroamérica. Guatemala. <https://www.crie.org.gt/wp/BIGFILES/RESOLUCION-CRIE-109-2018.pdf>

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

Tovar Hernández, J. H., & Ventura, V. H. (2016). *Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica*. Naciones Unidas. [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40123/S1600483\\_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40123/S1600483_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Vargas Leiner, A. (2015). Trayectoria tecnológica de los mercados eléctricos en Centroamérica. *Revista de Política Económica y Desarrollo Sostenible* 1 (1) 1-23. [doi:https://doi.org/10.15359/peds.1-1.1](https://doi.org/10.15359/peds.1-1.1)

## APÉNDICES

Para poder comparar los montos totales de asignación de desviaciones entre la metodología vigente en 2018 y la vigente fue necesario calcular horariamente para los meses de muestreo los montos de desviaciones, así como los montos de asignación neta de desviaciones. El Apéndice 1 muestra un ejemplo de los cálculos agrupados por día para el mes de febrero de 2019.

### Apéndice 1.

*Cálculo del monto total de asignación de desviación para Guatemala en febrero*

Fecha	Monto Desviación (\$)	Monto Asignación Neta Desviaciones (\$)	Total Monto Asignación Desviaciones (\$)
1/02/2019	9,766.98	-1,591.03	8,175.95
2/02/2019	4,398.46	14.26	4,412.72
3/02/2019	9,412.51	-222.82	9,189.69
4/02/2019	4,970.92	-56.86	4,914.06
5/02/2019	5,879.32	-705.55	5,173.78
6/02/2019	1,543.83	-235.60	1,308.23
7/02/2019	9,285.86	-364.34	8,921.52
8/02/2019	14,054.36	-235.62	13,818.74
9/02/2019	-1,933.20	-550.48	-2,483.68
10/02/2019	-18,688.39	-230.62	-18,919.01
11/02/2019	2,012.88	-197.69	1,815.19
12/02/2019	9,382.10	-213.52	9,168.57
13/02/2019	3,075.75	-583.87	2,491.89
14/02/2019	4,367.24	-214.36	4,152.88
15/02/2019	11,222.78	-263.01	10,959.78
16/02/2019	576.21	-266.81	309.39
17/02/2019	-627.21	163.31	-463.89
18/02/2019	5,094.38	245.96	5,340.35

## Continuación Apéndice 1.

Fecha	Monto Desviación (\$)	Monto Asignación Neta Desviaciones (\$)	Total Monto Asignación Desviaciones (\$)
19/02/2019	10,221.93	-355.88	9,866.05
20/02/2019	2,355.66	-612.28	1,743.39
21/02/2019	15,046.83	-807.05	14,239.78
22/02/2019	12,285.70	42.92	12,328.62
23/02/2019	14,341.62	-677.13	13,664.49
24/02/2019	1,522.28	243.55	1,765.84
25/02/2019	8,638.41	390.94	9,029.36
26/02/2019	3,346.87	-420.14	2,926.73
27/02/2019	3,282.90	-484.25	2,798.64
28/02/2019	7,705.56	-599.60	7,105.95

*Nota.* Cálculo de los montos de desviación, monto de asignación neta de desviaciones y el monto total de asignación desviaciones para Guatemala en el mes de febrero de 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.

Para poder contabilizar la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas se analizaron los datos publicados por el EOR agrupándolos por día, a manera de ejemplo se muestra en el Apéndice 2.

## Apéndice 2.

*Cantidad de desviaciones según su tipo para Guatemala en el mes de febrero*

Fecha	Normal	Significativa Autorizada	Significativa No Autorizada
1/02/2019	17	4	3
2/02/2019	19	5	0
3/02/2019	19	0	5
4/02/2019	19	2	3
5/02/2019	20	3	1
6/02/2019	20	1	3
7/02/2019	19	2	3
8/02/2019	14	1	9

## Continuación Apéndice 2.

Fecha	Normal	Significativa Autorizada	Significativa No Autorizada
9/02/2019	17	4	3
10/02/2019	6	1	17
11/02/2019	19	3	2
12/02/2019	16	4	4
13/02/2019	19	3	2
14/02/2019	19	2	3
15/02/2019	20	2	2
16/02/2019	20	3	1
17/02/2019	20	2	2
18/02/2019	18	4	2
19/02/2019	16	2	6
20/02/2019	22	2	0
21/02/2019	20	2	2
22/02/2019	14	4	6
23/02/2019	24	0	0
24/02/2019	22	0	2
25/02/2019	23	0	1
26/02/2019	20	0	4
27/02/2019	15	4	5
28/02/2019	19	1	4

*Nota.* Tipos de desviaciones publicados por el EOR para febrero 2019. Elaboración propia, realizado con Microsoft Excel.



## ANEXOS

De manera que para la realización de los cálculos y posteriormente su comparación se consultó la información publicada por el Ente Operador Regional para los meses de febrero, mayo y agosto de 2019. En las figuras se muestra un ejemplo de la información publicada para un día del mes de febrero de 2019.

### Anexo 1.

#### Reporte de conciliación diaria en tiempo real

 <b>DESVIACIONES NORMALES Y SIGNIFICATIVAS AUTORIZADAS POR EL NETO DE ÁREA DE CONTROL</b>										
										ENTE OPERADOR REGIONAL
OS/OM: ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA					F. CONCILIACIÓN: 01/02/2019					
*El signo negativo indica que el flujo de la transacción real es opuesto al flujo de la transacción programada.										
Periodo	País / Área de Control	Tipo Transacción Neta Programada	Transacción Neta Programada (MWh)	Transacción Neta Real (MWh) *	Desviación Neta Energía (MWh)	Precio Promedio (\$/MWh)	Clasificación de la Desviación	Monto Desviación (\$)	Monto Asignación Neta Desviaciones (\$)	Total Monto Asignación Desviaciones (\$)
00	AMM	Exportación	0.010	18.598	18.588	\$40.41	Significativa	-\$751.06	-\$658.20	-\$1,409.26
01	AMM	Exportación	210.490	203.938	-6.552	\$101.69	Normal	\$666.29	\$15.10	\$681.38
02	AMM	Exportación	209.516	199.733	-9.782	\$102.01	Normal	\$997.88	\$27.64	\$1,025.52
03	AMM	Exportación	209.512	205.726	-3.786	\$102.52	Normal	\$388.12	\$20.03	\$408.15
04	AMM	Exportación	0.010	6.040	6.030	\$47.97	Significativa	-\$289.26	-\$100.07	-\$389.34
05	AMM	Exportación	0.010	2.566	2.556	\$57.40	Significativa	-\$146.74	-\$29.24	-\$175.98
07	AMM	Exportación	241.046	234.669	-6.377	\$107.35	Normal	\$684.58	-\$53.51	\$631.07
08	AMM	Exportación	241.074	231.628	-9.446	\$105.14	Normal	\$993.20	-\$60.53	\$932.68
09	AMM	Exportación	241.117	240.616	-0.502	\$105.36	Normal	\$52.84	-\$9.04	\$43.80
10	AMM	Exportación	241.191	241.662	0.471	\$104.57	Normal	-\$49.25	-\$3.57	-\$52.83
11	AMM	Exportación	232.938	239.225	6.287	\$104.07	Normal	-\$654.30	-\$475.33	-\$1,129.63
12	AMM	Exportación	220.193	207.707	-12.487	\$105.20	Normal	\$1,313.54	-\$71.61	\$1,241.93
13	AMM	Exportación	220.270	223.275	3.005	\$105.39	Normal	-\$316.65	-\$69.74	-\$386.39
14	AMM	Exportación	220.388	218.508	-1.880	\$104.52	Normal	\$196.45	-\$7.12	\$189.33
15	AMM	Exportación	210.582	213.495	2.913	\$104.46	Normal	-\$304.28	-\$48.29	-\$352.56
16	AMM	Exportación	220.667	209.806	-10.861	\$105.01	Normal	\$1,140.53	-\$64.67	\$1,075.86
18	AMM	Exportación	8.402	10.304	1.903	\$116.63	Normal	-\$221.92	-\$12.29	-\$234.21
19	AMM	Exportación	8.247	1.867	-6.380	\$115.48	Normal	\$736.74	-\$47.00	\$689.75
20	AMM	Exportación	8.288	-0.846	-9.134	\$116.34	Normal	\$1,062.68	\$1.39	\$1,064.07
22	AMM	Exportación	0.010	6.011	6.001	\$47.59	Significativa	-\$285.59	-\$167.46	-\$453.05
23	AMM	Exportación	253.142	242.637	-10.505	\$103.20	Normal	\$1,084.19	-\$34.75	\$1,049.44
<b>TOTAL</b>								<b>\$6,297.99</b>	<b>-\$1,848.29</b>	<b>\$4,449.71</b>

*Nota.* Desviaciones normales y significativas autorizadas por el neto de área de control. Obtenido del Ente Operador Regional (2019). *Conciliación diaria en tiempo real del 01 de febrero de 2019.* (<https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/informes-publicos-de-procesos-comerciales/informes-de-procesos-comerciales-guatemala/desviaciones-gt/>), consultado el 23 de enero de 2023. De dominio público.