



EL COLEGIO DE MÉXICO

CENTRO DE ESTUDIOS ECONÓMICOS

MAESTRÍA EN ECONOMÍA

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN ECONOMÍA

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE ELECTRICIDAD DEL MERCADO DE CORTO PLAZO EN MÉXICO

EVELYN MAGALI SUÁREZ REYES

PROMOCIÓN 2018-2020

ASESOR:

DRA. DIANA TERRAZAS SANTAMARÍA

AGOSTO 2020

A mis dos Lupitas.

Agradecimientos

A la asesora de esta tesis, la Dra. Diana Terrazas por todo el apoyo que me brindó, por transmitir su conocimiento y ser un pilar fundamental en esta última etapa de la maestría. Además, por mostrarme que en los estudios económicos tiene que estar presente el beneficio de la sociedad.

Al revisor de la tesis, por sus grandes aportaciones a este trabajo, que permitieron hacer grandes mejoras.

Al Centro de Estudios Económicos por todo el apoyo brindado durante la maestría, por permitir mi ausencia durante un año y mostrarme todo su apoyo en mi reingreso, en particular, al Dr. Eneas por ser impulsor de esto.

A los profesores que durante este tiempo me regalaron de su sabiduría y me motivaron a ser mejor profesionista.

A mis compañeros de las dos promociones, por todo el buen compañerismo y por brindarme su amistad, tiempo, conocimiento y motivación.

A mi familia, en particular a mi mamá por ser a quien le debo todo, a mi hermana y mis sobrinos por estar junto a mí en este proceso, a mi esposo por ser la persona que más confía en mí, a mis suegros y cuñados por apoyarme en el tiempo que estuve ausente para mi hija.

Pero sobre todo agradezco a mi hija Lía por ser el motor de mi vida y aceptar tantas horas de ausencia de mi parte.

Resumen

La reforma energética de México de 2014 promovió la reestructuración del mercado eléctrico, originando un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de corto plazo, dividido en el mercado de un día en adelanto (MDA) y el mercado de tiempo real (MTR), en los cuales se realizan transacciones de compra y venta de electricidad. En este trabajo, se analiza la evolución de los precios para estos dos mercados durante enero de 2017 a enero de 2020, usando los datos de los precios marginales locales (PML) que proporciona el Centro Nacional de Energía (CENACE). Dado que, la convergencia entre los precios de estos mercados es una base para que el mercado eléctrico sea eficiente, con ayuda de herramientas de series de tiempo, se examina la convergencia de los precios, teniendo como resultado principal que la convergencia no ha sucedido en los precios de electricidad en México. Otro resultado del trabajo es que la eficiencia del mercado depende de la región del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Índice general

Introducción	1
1. Revisión de literatura	5
1.1. El sector eléctrico en México	6
1.2. Eficiencia de los mercados eléctricos	13
2. Datos y análisis descriptivo de los PML	15
2.1. Datos	16
2.2. Sistema Interconectado Baja California	19
2.3. Sistema Interconectado Nacional	21
2.4. Sistema Interconectado Baja California Sur	22
2.5. Análisis de los PML por NodoP	24
2.5.1. PML por Gerencia de Control Regional	25
2.5.2. PML por entidad federativa	28
2.5.3. PML en nodos de importación y exportación	31
3. Convergencia entre el MDA y MTR	35
3.1. Modelo	36
3.1.1. Previsibilidad de los precios	38
3.1.2. Cointegración de los precios	39
3.1.3. Convergencia de precios	40
3.2. Resultados	42
3.2.1. Baja California	43
3.2.2. Baja California Sur	47
3.2.3. Central	51
3.2.4. Noroeste	55
3.2.5. Noreste	59
3.2.6. Norte	63

3.2.7. Oriental	67
3.2.8. Occidental	71
3.2.9. Peninsular	75
3.2.10. Resultados principales	79
4. Hacia un mercado eléctrico de corto plazo eficiente	83
4.1. Recomendaciones políticas	89
Conclusiones	91
A. Datos complementarios	93
B. Causalidad de los precios de los nodos de importación y exportación en	
México	107
Bibliografía	111

Introducción

Chile fue el país pionero en el cambio de la estructura descentralizada de la energía eléctrica (Pollitt, 2004). Seguido por muchos otros países, como Reino Unido (1990), Argentina (1992), Nueva Zelanda (1996), Guatemala (1996); así como los sistemas de Estados Unidos de América (EUA), el sistema de California (CAISO), Nueva York (NYISO), y Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland (PJM) cambiaron la estructura a finales de los años noventa (Balza, Jimenez, y Mercado, 2013; Pollitt, 2012; Shen, Yang, y cols., 2012).

En México, el gran cambio en la industria eléctrica se dio hasta después de 2014, al ser aprobada la reforma energética. Antes de esta reforma, dependía únicamente del Estado la industria eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Después de la implementación de la reforma, se abrió a la competencia la generación y comercialización, por tanto, uno de los objetivos de esta reforma fue la implementación de un mercado eléctrico competitivo.

Para cumplir este objetivo, se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en donde los participantes del mercado realizan transacciones de compra y venta de electricidad y demás productos que se requieren para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El MEM está conformado por cinco componentes, en los cuales se comercian diversos productos y servicios, uno de ellos es el mercado spot o de corto plazo, en el cual los generadores ofrecen electricidad a suministradores y usuarios calificados. El mercado de corto plazo, a su vez, está dividido en tres modalidades: el mercado del día de adelanto (MDA), el mercado en tiempo real (MTR) y el mercado de una hora de adelanto (MHA).

En el MDA, los participantes presentan ofertas de compra y venta de energía que se consumirá el día siguiente, este mercado comenzó a operar en 2016. En el MTR, los participantes realizan transacciones de compra y venta en tiempo real, generando un precio ex post, este mercado comenzó a operar en 2017. El MHA permitirá realizar transacciones de compra y venta una hora antes de que requiera la electricidad, pero aún no realiza operaciones en el MEM.

El Centro Nacional de Energía (CENACE) proporciona información pública de los precios de electricidad en el MDA y en el MTR, a partir de que comenzaron a operar. Estos precios están dados en precios marginales locales (PML), teniendo que, el PML es el precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del SEN para una fecha y hora específica.

El presente trabajo, utiliza los datos del CENACE sobre los PML del MDA y del MTR, durante enero de 2017 a enero de 2020, para analizar y comparar la evolución de los precios en ambos mercados.

Según la teoría económica, la convergencia entre los precios de estos dos mercados es una señal que puede indicar si el mercado eléctrico es eficiente. Por esta razón, diversos autores han estudiado las diferencias entre estos mercados para contribuir en la literatura empírica de la evaluación de eficiencia¹, y en general, encuentran que conforme pasa el tiempo y el mercado se vuelve más maduro estas diferencias disminuyen.

Asimismo, cabe señalar que el mercado de la electricidad difiere de los mercados de productos básicos, dado de que no hay tecnología disponible para almacenamiento de electricidad a gran escala, es decir, la electricidad no es almacenable. Además, el equilibrio de la oferta y la demanda tiene que ser mantenido instantáneamente. Estas dos características causan que los precios de la electricidad sean más volátiles que de otros bienes.

Si la convergencia de los precios no existe, los participantes del MEM pueden encontrar estrategias rentables, a pesar de las características de no almacenabilidad de la electricidad y la alta volatilidad de los precios. Además, las diferencias de los precios muestran ineficiencias en el mercado, dado que hay evidencia de que las persistentes diferencias aumentan los costos de producción (MIM, 2020b). Si las diferencias son persistentes, un ejemplo que permite ver el incremento de los costos es cuando en el MTR se asignan unidades centrales eléctricas hidroeléctricas o térmicas con tecnología turbogás (tecnologías de arranque rápido con altos costos) causado porque en el MDA se asignaron un número insuficiente de unidades centrales eléctricas térmicas para satisfacer la demanda.

Por tanto, entre menor sea la diferencia, mayor es la eficiencia del mercado.

Hasta donde la autora conoce, solo existen trabajos del Monitor Independiente del Mercado (MIM) que analizan la diferencia de los precios del mercado de corto plazo de México, por esta razón, para contribuir con la literatura empírica de la eficiencia del mercado eléctrico con el caso mexicano, este trabajo analiza la convergencia de los precios del MDA y de

¹Entre los cuales se encuentran De Vany y Walls, 1999; Borenstein, Bushnell, Knittel, y Wolfram, 2001; Arciniegas, Barrett, y Marathe, 2003; Longstaff y Wang, 2004; Rammerstorfer y Wagner, 2009; Jha y Wolak, 2013; Haugom y Ullrich, 2012; Ballester, Climent, y Furió, 2016; Asan y Tasaltin, 2017; Papaioannou, Dikaiakos, Stratigakos, Papageorgiou, y Krommydas, 2019.

MTR de México. Teniendo como resultado que la convergencia no se ha logrado en México, a pesar de que han pasado algunos años que comenzaron a operar estos mercados.

Además, se mide la eficiencia del mercado de corto plazo, basándose en tres medidas que algunos autores han utilizado en la evaluación de otros mercados eléctricos (previsibilidad de los precios, cointegración de los precios, análisis de las diferencias de los precios), con la finalidad de evaluar y comparar la eficiencia del MEM para cada región del SEN. Los resultados muestran que la eficiencia varía entre las zonas, siendo la zona peninsular y noroeste, las que tiene menor eficiencia.

El comportamiento de los precios del mercado eléctrico de corto plazo, la no convergencia de los precios y la poca eficiencia del mercado, se pueden deber a muchas razones, pero para México hay algunas circunstancias que sobresaltan en la discusión de este trabajo. Como la poca participación de algunas modalidades de los participantes del MEM y la influencia que tiene las importaciones y exportaciones en los precios de las regiones de la frontera del país.

La siguiente parte del trabajo está organizado de la siguiente manera:

- En el capítulo 1, se da la revisión de literatura sobre el sector eléctrico en México y se menciona algunos trabajos que han estudiado la eficiencia del mercado y la convergencia de los precios en mercados eléctricos de otros países, con la finalidad de contextualizar sobre el mercado eléctrico de corto plazo.
- En el capítulo 2, se describen los datos utilizados en el trabajo y se presentan estadísticas descriptivas de los PML del MTR y del MDA, con la finalidad de mostrar la evolución reciente de los precios de electricidad.
- En el capítulo 3, se evalúa y compara la eficiencia del mercado del corto plazo por región del SEN, con la finalidad de observar en que región del país se alcanza mayor eficiencia del mercado eléctrico de corto plazo.
- En el capítulo 4, se describen algunas circunstancias, que los resultados de la tesis muestran y que los tomadores de decisiones podrían considerar para mejorar la eficiencia del mercado.
- En la última parte, se dan las conclusiones generales de la tesis.

Capítulo 1

Revisión de literatura

La electricidad es un bien indispensable en la mayor parte de actividades humanas, y por consiguiente de las actividades económicas. El desarrollo económico del país se encontraría en riesgo sin un suministro eléctrico confiable (Breceda, 2000).

La industria eléctrica se compone de cuatro principales etapas del proceso, generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Según la Secretaría de Energía (SENER):

- Generación: es la producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía, utilizando los sistemas y equipos correspondientes.
- Transmisión: es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de entrega para su distribución.
- Distribución: es la conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los usuarios.
- Comercialización: es el conjunto de actos y trabajos para proporcionar energía eléctrica a cada usuario.

Como muchas otras industrias, la industria eléctrica ha sufrido diversos cambios en sus procesos, sin embargo, en varios países, el cambio más importante se dio al cambiar el modelo verticalmente integrado y centralizado, por un modelo que permitiera la competencia en algunas etapas del proceso. Lo que ha motivado a diversos autores estudiar la eficiencia del mercado tras la modificación.

En México el cambio surge hasta la reforma energética de 2014, por lo tanto, en la primera

¹Definiciones tomadas del glosario de términos eléctricos de la SENER: <http://www.cre.gob.mx/documento/Glosario.pdf>

sección de este trabajo se habla brevemente sobre el mercado eléctrico en México antes y después de esta reforma. La segunda sección habla sobre la literatura que evalúan la eficiencia de los mercados eléctricos.

1.1. El sector eléctrico en México

Lo principios de la industria eléctrica en México se remontan a 1879, cuando fue instalada la primera generadora de electricidad en una fábrica de hilados y tejidos de León Guanajuato (SENER, 2018). Diez años después, entró en operación la primera hidroeléctrica del país, en Chihuahua, para proveer de energía a las actividades mineras (Carreón, San Vicente, y Rosellón, 2005).

En los años posteriores, otras empresas privadas instalaron plantas generadoras para satisfacer sus propias necesidades, además, se utilizaban pequeñas plantas generadoras que eran propiedad de la nación, para suministrar electricidad al iluminado público y los tranvías de los principales lugares urbanos del centro y norte del país (Lomelín, 2018).

Durante las primeras décadas del siglo XX, era presente la falta de una política uniforme en el país y la ausencia de una regulación efectiva, que traían como resultado que los servicios de electricidad estuvieran concentrados en las zonas industrializadas, los precios eran altos porque practicante tres empresas extranjeras tenían todo el poder en el mercado: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A. (Mexican Light and Power Company Limited), de capital canadiense, la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, S. A. (American and Foreign Power Company y la Electric Bond and Share Company), de capital estadounidense y la Compañía Eléctrica de Chapala (Carreón-Rodríguez, Jiménez, Vicente, y Rosellón, 2007).

Durante la primera cuarta parte del siglo XX, la única regulación del sector eléctrico estaba en materia de la regulación del agua, ya que el agua era la fuente energética primaria fundamental para la industria eléctrica de esos tiempos. En 1928, se constituyó el Código Nacional Eléctrico, con el fin de regular la industria eléctrica, pero enfrentó problemas con las empresas eléctricas, que lograron su impugnación por la ausencia de una base constitucional. Durante los siguientes años, el gobierno intentó ejercer el control sobre esta industria, pero tuvo otros intentos fallidos, hasta que en 1934 se publicó una reforma constitucional, con la cual el gobierno federal adquirió facultades plenas para legislar a nivel federal a la industria eléctrica (Lomelín, 2018).

Para el año 1937, se publica la ley que crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como una dependencia oficial, con el objeto de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basándose en principios técnicos

y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales².

Con la creación de la CFE, en las siguientes décadas el gobierno adquirió las empresas eléctricas más importantes del país, consolidando el mercado y dando así inicio a la nacionalización del sector eléctrico (Carreón-Rodríguez y cols., 2007). Fue hasta 1960, que se formalizó la nacionalización, con la reforma del artículo 27, que establecía “es responsabilidad exclusiva de la nación generar, transmitir, transformar, distribuir y suministrar la electricidad” (Breceda, 2000).

En 1975, se aprobó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y la CFE ejerció un monopolio integral en la industria eléctrica, logrando la expansión territorial de la infraestructura de energía eléctrica y la integración de todos los sistemas aislados en el país, con la excepción de Baja California (Ramírez-Camperos, Rodríguez-Padilla, y Guido-Aldana, 2013).

En 1992, con una reforma aplicada a la LSPEE, se logró abrir un espacio a la participación privada nacional y extranjera en la generación de electricidad, pero solo para auto abastecimiento (Breceda, 2000). Durante 1999 y 2002, se discutieron varias iniciativas de terminar el monopolio vertical y reformar la industria eléctrica, con la finalidad de obtener más participación privada, pero no se lograron acuerdos políticos (Lomelín, 2018).

El gran cambio en el sector eléctrico se dio en 2014 con la aprobación de la reforma energética, con la cual se abrogó la LSPEE y se estableció la Ley de Industria Eléctrica (LIE)³ y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE)⁴.

Entre las cosas que la LIE establece, se encuentra la apertura a la participación privada en la generación y comercialización de la industria eléctrica, mientras que, la transmisión y distribución siguen siendo exclusivas del Estado.

Con el cambio en la estructura de la industria, se creó un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en donde los generadores y compradores realizan transacciones de energía eléctrica y servicios conexos. Una característica fundamental del MEM, es que los usuarios con una demanda mayor a 1 MW⁵ pueden decidir a que empresa comprar electricidad a través de tarifas no reguladas, estos usuarios se llaman usuarios calificados (UC). Aquellos usuarios

²Diario Oficial de la Federación del 24 de agosto de 1937: <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Publicaciones/pdf/L194.pdf>.

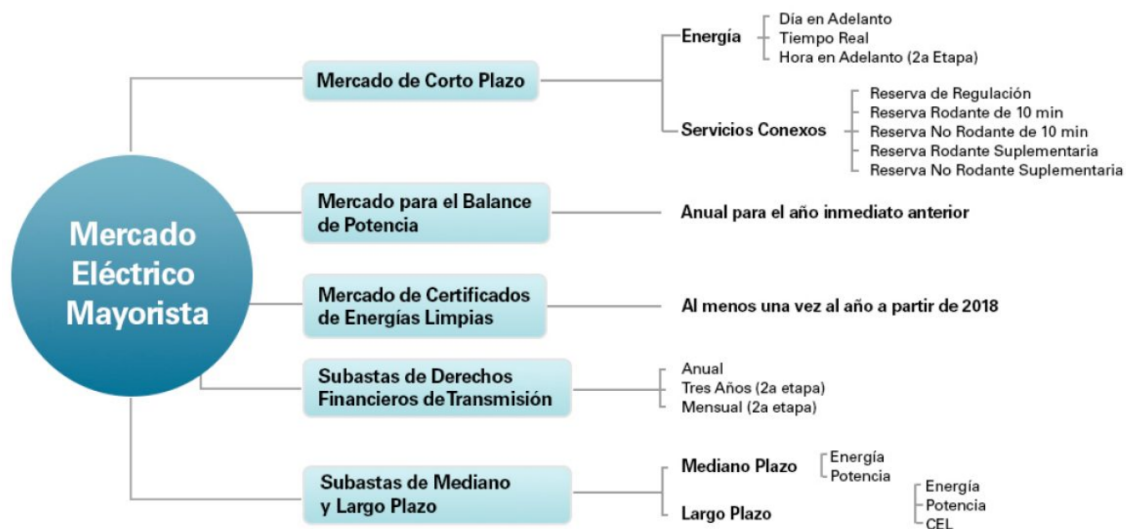
³REGLAMENTO DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf.

⁴REGLAMENTO DE LA LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ENERGÍA: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LCFE_090215.pdf.

⁵Para 2015 eran 3 MW, para 2016 eran 2 MW en 2016 y de 2017 a la fecha 1 MW.

no registrados ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como usuarios calificados, que tiene un centro de carga menor a 1 MW, reciben el nombre usuarios básicos (UB). Este mercado se integra de cinco componentes: el mercado de corto plazo, mercado para el balance de potencia, mercados de certificación de energías, subastas de derechos financieros de transición y subastas de mediano y largo plazo (ver la figura 1.1). También se comercializan otros productos, como la Potencia y Certificados de Energía Limpia, con la finalidad de garantizar la estabilidad del sistema, así como incentivar el desarrollo de las energías limpias (Banconext, 2018).

Figura 1.1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista



Fuente: CENACE.

En la tabla A.1 se utiliza datos del CENACE sobre los participantes del MEM⁶, en la cual se tiene que 176 participantes han firmado contrato con la CRE, de los cuales 110 han iniciado operaciones⁷. A continuación, se describen estos participantes del MEM en México.

- **Generador:** representa una o más Centrales Eléctricas⁸ en el mercado eléctrico mayorista. En el MEM se tiene 96 generadores que firmaron contrato de los cuales 75 han iniciado operaciones.

⁶Participantes del MEM: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMerc.aspx>

⁷Estos participantes son que se tenía registro hasta febrero del año de la publicación del presente trabajo.

⁸Para efectos de la LIE se entiende como Centrales Eléctricas las instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.

- **Generador de Intermediación:** representa a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga⁹ incluidos en los contratos de interconexión legados. En el MEM se tienen 6 generadores intermedios que están operando.
- **Comercializador no Suministrador (CNS):** es aquel que no presta el servicio de suministro eléctrico y no requiere permiso para llevar a cabo sus actividades de comercialización, es decir, realiza transacciones en el MEM sin representar activos físicos (sólo están disponibles en la segunda fase del mercado eléctrico). En el MEM, 22 CNS han firmado contrato (uno de estos contratos fue cancelado), de los cuales 9 han iniciado operaciones.
- **Suministrador de Servicios Básicos (SSB):** realiza la entrega de energía a todo usuario que no participe en el MEM, es decir, los usuarios de servicio básico. El SSB está obligado a dar servicio universal, siempre que sea técnicamente factible. En el MEM, se han firmado dos contratos de SSB, pero solo ha iniciado operaciones la CFE.
- **Suministrador de Servicios Calificados (SSC):** es el encargado de adquirir el total de demanda del consumidor, mediante contratos de cobertura eléctrica, subastas y mercado de corto plazo. De los cuales 51 han firmado contrato con la CRE y de ellos 24 han iniciado operaciones en el MEM.
- **Suministrador de Último Recurso (SUR):** es el encargado de mantener la continuidad del servicio en caso de que lo deje de prestar algún SSC. Ningún SUR ha iniciado operaciones en el MEM, aunque 2 tienen contrato firmado con CRE.
- **Usuarios Calificados Participantes del Mercado (UCPM):** es aquel que representan a su propio centro de carga en el MEM, y compra energía eléctrica y servicios conexos directamente en el MEM. Los usuarios calificados que quieran participar directamente en el mercado deben tener al menos una demanda de 5 MW y un consumo anual de 20 GWh. Ningún UCPM ha iniciado operaciones en el MEM, 2 UCPM firmaron contrato con CRE, pero uno de ellos canceló su contrato y el otro está en proceso de convertirse en el primer UCPM del MEM.

De acuerdo con la LIE, los UB no participan en el MEM, por lo que compran su electricidad a los SSB, que los representa en el mercado, las tarifas a las que compran la electricidad están reguladas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Así como, los Usuarios

⁹ Para efectos de la LIE se entiende como Centro de Carga las instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico.

Calificados Representados por un Suministrador directamente no forman parte del MEM, ya que son los usuarios cuyos Centros de Carga son representados en el MEM por un SSC o, de forma transitoria, por un SUR.

El MEM comenzó sus operaciones en 2016, con el mercado de corto plazo (MIM, 2017). En el mercado de corto plazo los generadores ofrecen electricidad a suministradores y usuarios calificados, es operado por el CENACE con base en un esquema de despacho económico, en el cual la electricidad recibe un precio por hora igual al costo marginal de su generación¹⁰. De acuerdo con DOF (2016), el CENACE ordena una lista los generadores disponibles según su mérito económico, despachando primero a los generadores con menor costo variable hasta llegar al último generador necesario para cubrir la última unidad de demanda. El costo de suministrar esta última unidad de demanda es el costo marginal. El precio de la electricidad en el mercado de corto plazo está dado en Precio Marginal Local (PML), que es igual a este costo marginal en cada nodo de la red eléctrica, de forma horaria.

El mercado de corto plazo está dividido por tres modalidades: el Mercado del Día en Adelanto (MDA), el Mercado en Tiempo Real (MTR) y el Mercado de una Hora en Adelanto (MHA), sin embargo, este último aún no empieza operaciones. A continuación, se describen el MDA y el MTR, así como sus procesos de operación con base en DOF (2016).

■ Mercado del Día en Adelanto

El MDA es el mercado de antelación cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y servicios conexos, donde las ofertas se convertirán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de los productos objeto de estas.

El proceso comienza cuando el CENACE recibe ofertas de compra y ofertas de venta de energía y servicios conexos correspondientes al MDA durante el periodo de recepción de ofertas el cual estará disponible 7 días previos al día de operación y hasta las 10:00 horas del día anterior al día de operación. Una vez recibidas las ofertas, el CENACE realiza automáticamente la validación y la evaluación de consistencia con los precios de referencia de cada una de las ofertas. Donde estos precios de referencia son calculados por el CENACE para cada UCE. En caso de que la oferta exceda los precios de referencia o que no respete la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE rechaza dicha oferta y aplica los precios de referencia. Posteriormente, el CENACE notifica participante del mercado el motivo de rechazo y lo reportará a la Unidad de

¹⁰El costo marginal es el costo variable del generador que haya sido despachado para abastecer el último MWh de demanda.

Vigilancia del Mercado.

El CENACE utiliza las ofertas validadas y consistentes como datos para el modelo AU-MDA¹¹. Este modelo determina el programa de arranques y paros de las UCE y sus niveles de generación de energía eléctrica y asignación de servicios conexos, así como el programa de importaciones y exportaciones de energía eléctrica. Adicionalmente, calcula los PML y los precios marginales de los servicios conexos incluidos en el mercado del día en adelante para cada hora del día de operación.

Como resultado del modelo AU-MDA, antes de las 17:00 horas, el CENACE debe emitir programas financieros vinculantes para los participantes del mercado que representen UCE, para las entidades responsables de carga y para los participantes del mercado que han programado importaciones y exportaciones, así como las instrucciones de arranque correspondientes al día de operación.

Las UCE asignadas como resultado del modelo AU-MDA son elegibles para recibir pagos de garantía de suficiencia de ingresos, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación y de la producción de energía que excedan los ingresos por la venta de energía y servicios conexos en el mercado de energía de corto plazo.

La garantía de suficiencia de ingresos sólo puede resultar en pagos hacia el participante del mercado. En caso de que el cálculo mencionado resulta negativo debido a que los pagos recibidos sean mayores que los costos presentados en la oferta para el MDA, no habrá cobro alguno a los participantes del mercado, ni habrá pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos a los mismos.

■ Mercado de Tiempo Real

El objetivo del MTR es ajustar las diferencias entre las transacciones realizadas en el MDA y las condiciones del mercado en tiempo real, en donde solo se permite ajustar las ofertas de venta por diferencias que resulten de cambios en las capacidades disponibles de generación y de las capacidades para el suministro de los servicios conexos.

Las ofertas de venta se entregan 2 horas antes del inicio de la hora de operación. Por ejemplo, las ofertas para la energía que será generada en la hora 11, deberán ser entregadas antes de las 08:00 horas.

El proceso de despacho en tiempo real consta de cuatro ciclos:

1. Para las condiciones de operación existentes treinta minutos antes de cada hora, se

¹¹Modelo de optimización utilizado en la asignación y despacho de UCE en el MDA; con esta herramienta se decide el programa horario de arranques, paros, cambios de configuración, potencias de generación y asignación de los servicios conexos, para lo cual, el modelo considera las ofertas de los participantes del mercado; además, determina los PML de la energía y los precios de los servicios conexos por zona de reserva.

actualiza el programa de arranques, paros y cambios de configuración de las UCE para la hora de operación dividida en intervalos de quince minutos, utilizando el AU-TR¹². Al terminar los cálculos, se emiten las instrucciones de arranque, paro y cambios de configuración que se deban llevar a cabo durante los cuatro intervalos de la hora de operación.

2. Para las condiciones de operación existentes quince minutos antes de cada intervalo de despacho determinado en el primer ciclo, se calculan los PML de cada nodoP y se deciden los puntos base de despacho económico durante dicho intervalo de despacho utilizando el DERS-MI¹³. Dicho despacho considera tanto la energía eléctrica como los servicios conexos. Las instrucciones respectivas se emiten cinco minutos antes del inicio de cada intervalo.
3. Con base en las condiciones de generación y demanda existentes cinco minutos antes de cada intervalo de cinco minutos, se determinan los puntos base de despacho económico y los factores de participación económicos utilizando el DERS-I¹⁴.
4. Se refiere al propio Control Automático de Generación centralizado que cada cuatro segundos emite señales de control del nivel de generación para las unidades eléctricas correspondientes.

Hoy en día, el sector eléctrico en México se encuentra en las primeras etapas de la reforma energética, con la cual se quiere lograr un sistema competitivo que permita reducir los precios de la energía eléctrica e impulsar el desarrollo, con responsabilidad social y ambiental (SENER, 2013).

¹²Modelo de optimización utilizado en la Asignación de UCE en tiempo real; con esta herramienta se decide para un periodo de dos horas, cambios con detalle de quince minutos al programa existente de arranques, paros y cambios de configuración; considerando las limitaciones impuestas por los tiempos de notificación y la necesidad de evitar que se incurra en costos adicionales o en la imposibilidad de aplicar el programa existente más allá del horizonte de dos horas.

¹³Modelo de optimización utilizado para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en varios intervalos; con esta herramienta se deciden para los siguientes cinco Intervalos de Despacho, los niveles de generación y la asignación de los servicios conexos; además, determina los PML y los precios de los servicios conexos por zona de reserva para el primer intervalo incluido en cada solución.

¹⁴Modelo de optimización utilizado para el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en un intervalo de cinco minutos; con esta herramienta se deciden para un solo intervalo de cinco minutos, las potencias de generación de las Unidades de Central Eléctrica que operan bajo el Control Automático de Generación centralizado; además, se utiliza para determinar los factores de participación económicos de las UCE que participan en la Regulación Secundaria de Frecuencia.

1.2. Eficiencia de los mercados eléctricos

La desregularización de los mercados eléctricos ha motivado a diversos autores a estudiar la eficiencia del mercado y el comportamiento de los precios. Según [Fama \(1970\)](#), un mercado es eficiente cuando los precios del mercado reflejan completa e inmediatamente toda la información relevante disponible. A continuación, se muestra la literatura sobre evaluación de la eficiencia de los mercados eléctricos.

[De Vany y Walls \(1999\)](#) analizan la integración de once mercados eléctricos en el Oeste de EUA, durante 1994 y 1996, mediante un análisis de cointegración, obteniendo como resultado que los mercados fueron eficientes y estables.

[Borenstein y cols. \(2001\)](#) estudian la convergencia de los precios del mercado eléctrico mayorista de California, desde la desregularización del mercado en 1998 hasta noviembre 2000, concluyendo que los precios en el mercado diario y en el mercado en tiempo real convergen conforme el mercado se vuelve más maduro.

Ampliando el trabajo de [Borenstein y cols. \(2001\)](#), [Arciniegas y cols. \(2003\)](#) evalúan y compara la eficiencia en tres mercados de EUA (California, New York y PJM), teniendo como resultados principales que los PJM y los mercados de electricidad de California son más eficientes que el mercado de Nueva York, además, a medida que estos mercados se vuelven más maduros con el tiempo, su nivel de eficiencia aumenta.

[Longstaff y Wang \(2004\)](#) realizan un análisis empírico de los precios spot y precios futuros del mercado de un día de adelanto del PJM, encontrando que existen diferencias significativas entre estos precios, las cuales varían sistemáticamente a lo largo del día y están directamente relacionadas con factores de riesgo económicos, como la volatilidad de los cambios inesperados en la demanda, precios al contado e ingresos totales.

[Rammerstorfer y Wagner \(2009\)](#) hacen una evaluación empírica de los efectos asociados con la reorganización de los mercados de reservas minuciosas en Alemania, donde el objetivo del regulador es asegurar un mercado competitivo con precios transparentes. Sus resultados muestran que el nivel y la volatilidad de los precios de reserva por minuto positivos y negativos disminuyeron sustancialmente y brinda evidencia de que el grado de integración entre los mercados de reserva y spot han aumentado.

[Jha y Wolak \(2013\)](#) examinan la eficiencia del mercado eléctrico mayorista de California después de la implementación de las ofertas virtuales, usando precios marginales a plazo y a tiempo real, en el cual estiman los costos de transacción asociados con el comercio en estos mercados. Teniendo como resultado que es importante el comercio a plazo puramente financiero para mejorar la eficiencia de los mercados a corto plazo.

[Haugom y Ullrich \(2012\)](#) examinan la relación que varía en el tiempo entre los precios a

plazo al contado y a corto plazo en el mercado mayorista de electricidad PJM. Concluyendo que los precios a plazo han convergido hacia predictores imparciales de los precios al contado y las primas de riesgo (diferencias entre los precios) disminuyeron con el tiempo.

Ballester y cols. (2016) analizaron las relaciones entre los precios de tres mercados diferentes dentro de la zona española del Mercado Ibérico de Electricidad el (mercado de futuros, contado y forward OTC), que los mercados futuros y al contado generalmente satisfacen la forma débil de eficiencia (los precios reflejan información pasada) y el precio del mercado de futuros es una referencia valiosa.

Asan y Tasaltin (2017) analizaron la dinámica de los precios de la electricidad del mercado diario y mercado en tiempo real, luego de la implementación de la legislación de precios duales en Turquía. Ellos descubrieron que, a medida que los participantes del mercado tienen más experiencia con respecto a la dinámica del mercado, la diferencia entre los precios de estos dos mercados converge a cero.

Papaioannou y cols. (2019) examinan y comparan la eficiencia de cuatro mercados europeos de electricidad (NordPool, italiano, español y griego) de diferente microestructura y nivel de madurez. Entre sus resultados principales se encuentra que el mercado más ineficiente es el griego, sus resultados están de acuerdo con la opinión predominante sobre la madurez de estos mercados es lo que contribuye a la eficiencia del mercado.

La evidencia de algunos países muestra que el mercado se vuelve más eficiente y reduce la diferencia entre los precios del mercado a futuro y el spot conforme el mercado se vuelve más maduro. Con respecto a estos trabajos, se tiene que un mercado es más maduro si lleva más tiempo operando.

Capítulo 2

Datos y análisis descriptivo de los PML

De acuerdo con [SENER \(2018\)](#), el precio marginal local (PML) representa el costo marginal de suministrar, al mínimo costo, un MWh adicional de demanda en un determinado nodo de la red eléctrica. Los PML del mercado de corto plazo se determinan en cada nodo del sistema con base en tres componentes: energía, pérdida y congestión. Teniendo que el PML es igual a la suma de sus tres componentes, las cuales son:

- Componente de energía: representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del SEN.
- Componente de pérdidas: es el costo marginal causado por el aumento de pérdidas en la red al suministrar un MWh adicional de la demanda en el nodo i .
- Componente de congestión: es el costo marginal causado por las restricciones de transmisión al suministrar un MWh adicional en el nodo i . Es cero si no se presentan restricciones activas de transmisión.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se compone por cuatro sistemas eléctricos aislados: Sistema Interconectado Nacional (SIN), que compone la mayor parte de la red eléctrica del país, el Sistema Eléctrico Baja California (BCA), el Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y el Sistema Eléctrico Mulegé (SEM). Además, el SEN está conformado por 10 regiones de control, de las cuales siete pertenecen al SIN y se encuentran interconectadas, las otras tres pertenecen a cada uno de los otros tres sistemas aislados, Baja California, Baja California Sur y Mulegé (ver el mapa [A.2](#)). En las regiones de control del SIN se concentra el mayor consumo de energía eléctrica, llevando a un funcionamiento más económico y confiable, ocasionado por el intercambio de los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de

demandas y situaciones operativas (SENER, 2018).

Es de esperarse que, a mayor demanda de electricidad, mayor sea el precio. Según el CENACE (2019), en el SIN la demanda máxima anual ocurre típicamente entre junio y agosto, alrededor de la hora 16 del día; en cambio la demanda máxima en Baja California y Baja California Sur se presenta durante julio y agosto entre las 16 y 18 horas (CENACE, 2019).

Este capítulo tiene como objetivo, utilizando datos del CENACE sobre los PML, sintetizar la información para analizar el comportamiento de los PML entre los dos tipos de mercado de electricidad de corto plazo que están operando en el MEM: el MDA y el MTR. Atendiendo la consideración, de que la demanda de electricidad es distinta conforme al tiempo y sistema eléctrico, por consiguiente, el precio es distinto, es necesario discutir por separado la evolución de los precios para cada sistema, desagregando la información por hora y mes del año.

La organización del capítulo es la siguiente: en la primera sección se describen los datos utilizados, la sección dos proporciona información sobre los PML por hora y mes para cada sistema eléctrico¹ y en la tercera sección se hace un análisis por nodos de precios, en particular por el tipo de Gerencia de Control Regional (GCR) a la que pertenece, por la ubicación del nodo (entidad federativa en la que está ubicado el nodo) y por nodos de importación y exportación.

2.1. Datos

El CENACE proporciona información sobre los precios marginales locales en el área pública del Sistema de Información del Mercado (SIM)² para cada sistema eléctrico (excepto para el sistema eléctrico de Mulegé). Los PML del MDA fueron puestos a disposición por el CENACE después de febrero de 2016. A partir del 27 de enero de 2017, el CENACE calcula los precios ex post en el MTR. Por estas circunstancias, para poder hacer la comparación entre los PML del MDA y MTR, el periodo considerado, en este trabajo, es de enero de 2017 a enero de 2020.

Para formar las bases de datos, se descargaron desde el portal de la página del área pública del SIN (ver Figura A.1) los 222 archivos de los PML del MDA³, y los 222 archivos para el MTR, teniendo un total de 65,995,447 observaciones. Cada observación cuenta con las siguientes variables:

¹Solo se aborda el SIN, el Sistema Interconectado de BCA y el Sistema Interconectado de BCS, debido a que no se encontraron datos de los PML del Sistema Eléctrico Mulegé.

²Los datos de PML para el MDA y MTR se encuentran en la página electrónica <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>.

³Son 222 porque el reporte se hace quincenalmente.

- FECHA: la fecha incluye el día, mes y año.
- HORA: hora del día que va desde la hora 1 hasta la hora 25. Donde la hora 25, solo se presenta una vez al año en el cambio de horario de invierno.
- CLAVE DEL NODO: Acrónimo que identifica a un NodoP específico (instalación física o subestación)⁴
- PRECIO MARGINAL LOCAL: el precio por MWh de la energía eléctrica en el nodo determinado para la fecha y hora determinadas.
- COMPONENTE DE ENERGÍA: el componente de energía del nodo determinado para la fecha y hora determinadas.
- COMPONENTE DE PÉRDIDA: el componente de pérdidas de potencia activa en la red, del nodo determinado para la fecha y hora determinadas.
- COMPONENTE DE CONGESTIÓN: componente de congestión de red eléctrica, del nodo determinado para la fecha y hora determinadas.

Estos archivos, no cuentan con información específica del nodo (información como el sistema eléctrico al que pertenece, entidad en la que se encuentra, etc.).

Para obtener más información sobre los nodos, se descargaron los 31 Catálogos de NodosP que el CENACE ha puesto a disposición desde finales de 2016 hasta enero de 2020⁵, los cuales permiten saber para cada nodo la siguiente información⁶:

- SISTEMA: Sistema Interconectado al cual pertenece el NodoP.
- GERENCIA DE CONTROL REGIONAL (GCR): Ámbito geográfico al cual pertenece el NodoP. Las Gerencias de Control Regional que delimitan la administración del Sistema Eléctrico Nacional para el control operativo y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista son: Baja California, Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Occidental, Oriental, y Peninsular.

⁴Este acrónimo integra la clave del Centro de Control Regional (primeros dos dígitos), la abreviatura del nombre de la instalación (siguientes tres o cuatro caracteres) y su nivel de tensión nominal en kV (kiloVolts).

⁵Catálogo de NodosP: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>.

⁶Otra información disponible del nodo, pero que en este trabajo no se considera es: la zona de carga, nivel de tensión, tipo de carga tipo de generación, zona de operación de transmisión, gerencia regional de transmisión, zona de distribución, gerencia divisional de distribución y PRODESEN/región de transmisión.

- NOMBRE: Nombre explícito de la instalación física que identifica al NodoP.
- UBICACIÓN: Estado y Localidad de la República Mexicana donde se localiza el NodoP de acuerdo con la División Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Por otro lado, según el Manual de Importaciones y Exportaciones emitido por el Diario Oficial de la Federación (DOF, 2017) en el apartado 5.1.4 (vi) se establece lo siguiente:

Los precios asignados a las transacciones de importación y exportación en el Mercado de Corto Plazo serán los precios del NodoP correspondiente al bus de red ubicado en el Sistema Eléctrico Vecino.

Los nodos de precios, que aplicarán para las liquidaciones de transacciones de importación y exportación, en este trabajo, serán llamados como nodos de importación y exportación. Según el Manual de Importaciones y Exportaciones existen siete nodos de este tipo, la información de los nodos se muestra en la tabla A.3.

El Manual e Importaciones y Exportaciones no cuenta con la clave de los nodos, entonces, para saber la clave de cada nodo de importación y exportación, se consultó la nota informativa del CENACE del 21 de diciembre de 2017⁷, en la cual se notifica el cambio en la clave de los nodos de importación y exportación. En esta nota informativa, aparecen las claves de los nodos hasta el 22 de diciembre y a partir del 23 de diciembre de 2017.

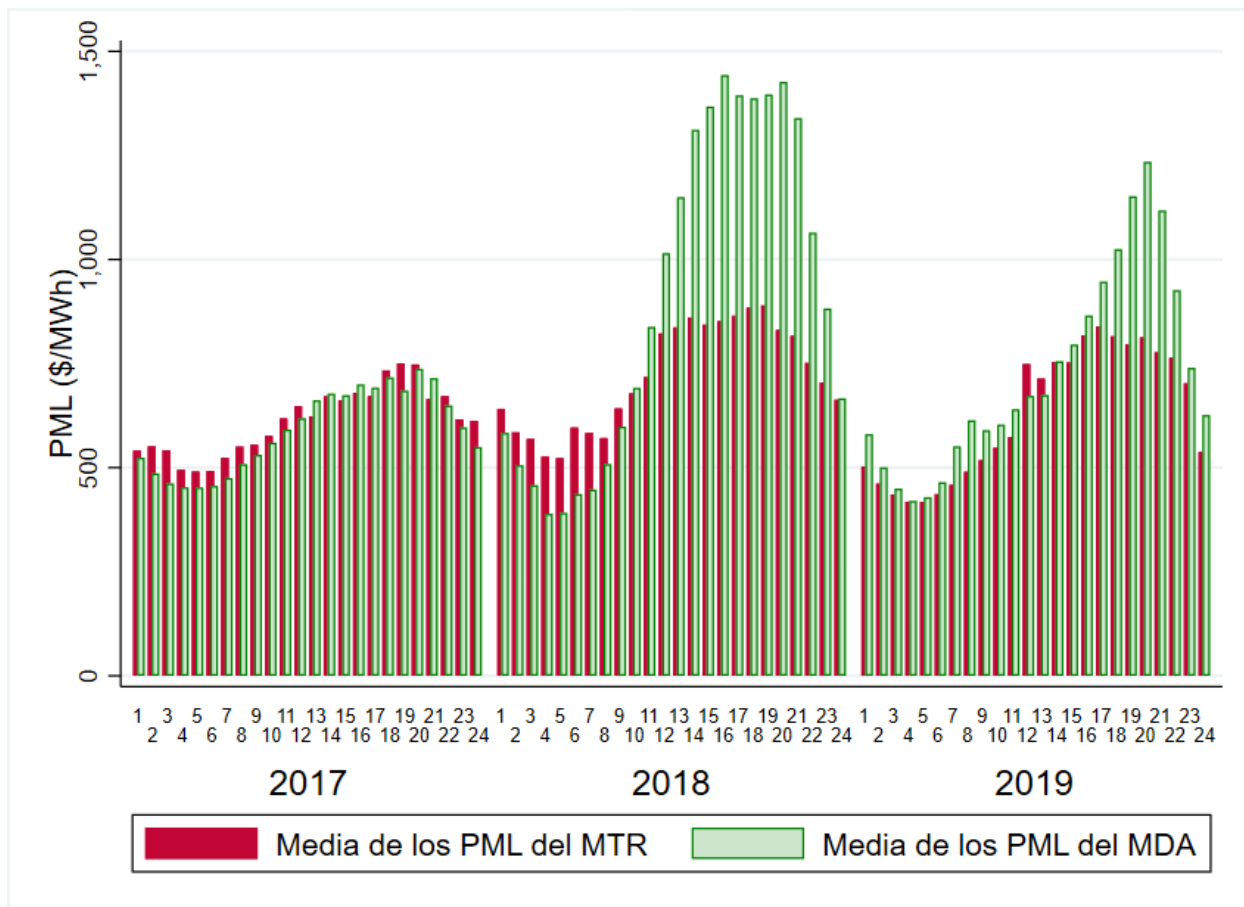
Sin embargo, no fue posible encontrar la clave del nodo del enlace Xul-Ha - WestBEL utilizada antes del 23 de diciembre de 2017, y no existen datos de los PML para el nodo 07TIJ-230. Por estas dos circunstancias, en el presente trabajo se realizan dos suposiciones. La primera es que el nodo 07TIJ-230 es el mismo que 07TJI-230, suposición sustentada en que partir del 23 de diciembre de 2017, se pierden las observaciones de 07TJI-230, fecha en la que entra en vigor el cambio de nodo a 07OMS-230. La segunda suposición es que 08XUL-115 era la clave anterior a 08BEL-115 (nodo de importación que no aparece en la nota informativa), la suposición está sustentada en que se tienen datos de los dos nodos a partir del 23 de diciembre de 2017, y al revisar los PML del MDA y del MTR, se observa que son iguales en todas las horas de los días del 23 al 31 de diciembre. Las claves de los nodos de importación y exportación, con estas suposiciones, se muestran en la tabla A.4.

⁷Nota informativa del 21 de diciembre de 2017 del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/2017-12-21%20Aplicaci%C3%B3n%20del%20Manual%20de%20Importaciones%20y%20Exportaciones.pdf>.

2.2. Sistema Interconectado Baja California

Para el Sistema Interconectado de Baja California se presenta en la figura [2.1](#) la media de los PML del MTR y del MDA.

Figura 2.1. BCA: Media de los PML por hora.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se excluye la hora 25, que surge del cambio de horario de invierno.

Para el año 2017, en promedio, en el 75% de las horas el PML del MTR fue mayor que el PML del MDA, en las horas que no fue mayor son: 13 a 17 y 21. En las horas 2, 3 y 19 de 2017 se generó la mayor diferencia (diferencia arriba de \$65 por MWh), asimismo la hora 19 es la que presenta, en promedio, mayor PML en el MTR.

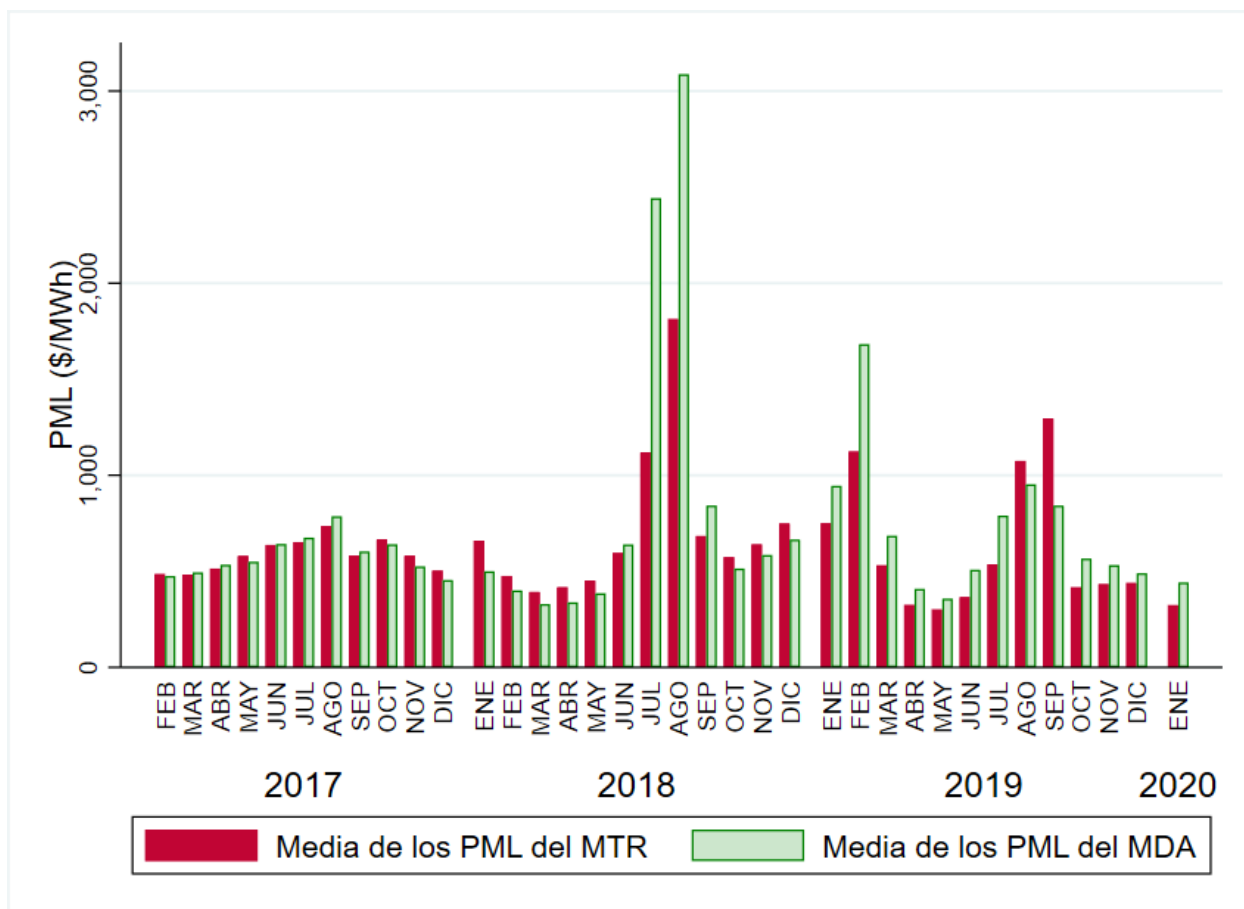
Para el año 2018, la figura [2.1](#) permite notar las siguientes situaciones. Se presenta un aumento de la diferencia entre el MTR y MDA, ya que las diferencias entre las medias de los precios, entre ambos mercados, son más grandes que en 2017. A partir de la hora 11 cambia el signo de la diferencia, es decir, para estas horas en promedio es más grande los PML del

MDA que del MTR, siendo la hora 20 en donde se presenta la mayor diferencia, de casi \$596 por MWh.

En 2019, en el 91.6 % de las horas, en promedio el PML del MDA fue mayor que del MTR, y en las horas que se observa mayor variación son de la hora 17 a la 20 (ver figura 2.1).

La tabla A.5 muestra que en 2017 la hora que presentó, en promedio, PML más alto fue la hora 19 (un precio de \$750.67 por MWh). De igual manera, en 2018 la media más se da en la hora 19 de \$889.63 por MWh. En 2019, la media más alta fue de la hora 17 de \$839.36 por MWh.

Figura 2.2. BCA: Media de los PML por mes.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

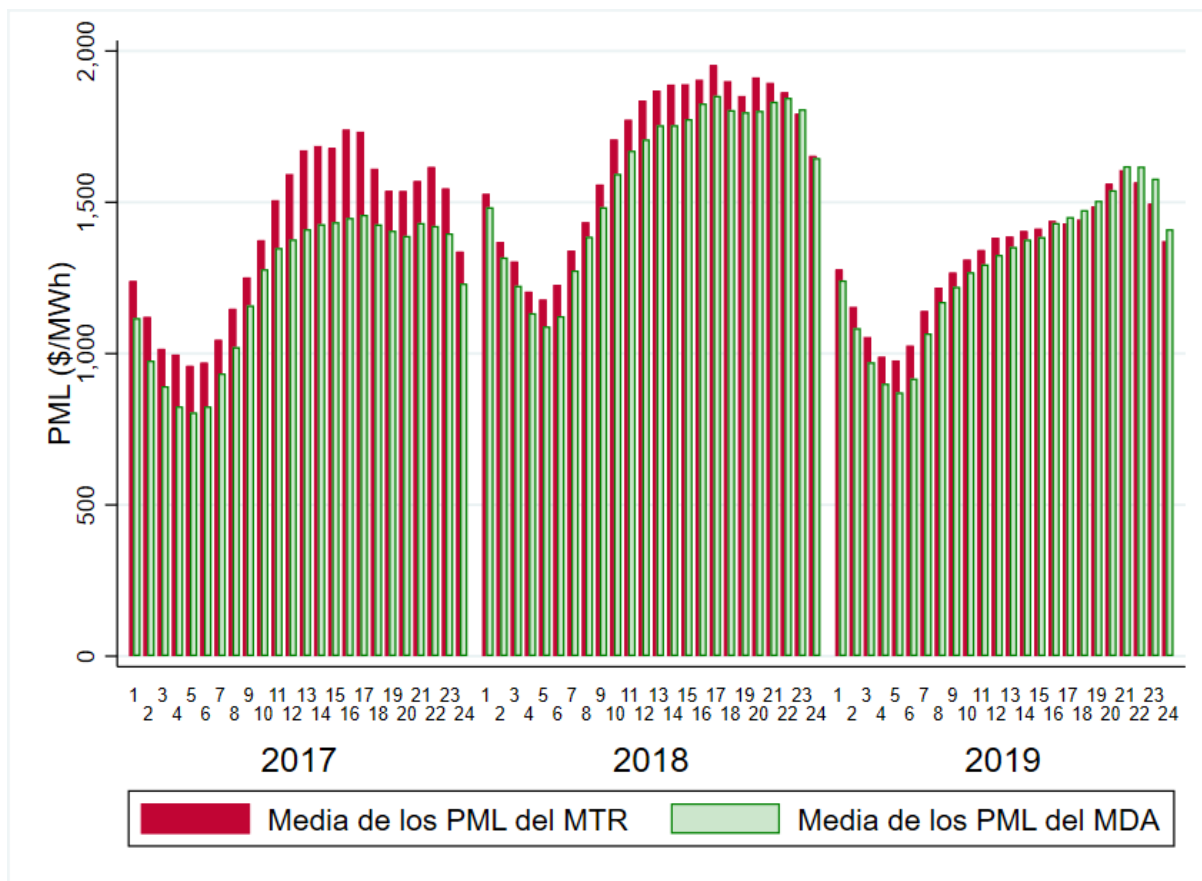
Con la finalidad de observar en qué mes se presentó mayor diferencia en los PML del MTR y del MDA, en la figura 2.2 se presentan las medias de ambos precios. Los meses de julio y agosto de 2018 y febrero de 2019 tienen una gran diferencia entre la media de los precios, siendo mayor la media de los PML del MDA. En agosto y septiembre de 2019, se presenta la mayor diferencia de las medias de los PML (PML del MTR menos la media de los PML

del MDA). El mes que presentó mayor media fue agosto de 2018, \$3,087.83 por MWh para el MDA y \$1,813.02 por MWh para el MTR (ver tabla [A.9](#)).

2.3. Sistema Interconectado Nacional

En la figura [2.3](#) se muestran las medias de los PML para el MDA y MTR por mes. Esta figura permite ver que para el SIN, se tiene una media de PML por hora mayor al Sistema Interconectado de BCA. Además, para 2017 en todas las horas el PML del MTR es mayor, en promedio, que el PML del MDA, para el año 2018 en el 95.8% de las horas sucede esto, y para 2019 en el 83.3% de las horas (siendo las últimas horas del día sucede lo contrario, es decir, el PML del MDA es mayor que el PML del MTR). La hora 17 de 2018 presentó la mayor media para ambos mercados, \$1,953.62 por MWh para MTR y \$1,852.11 para el MDA (ver tabla [A.6](#)).

Figura 2.3. SIN: Media de los PML por hora.



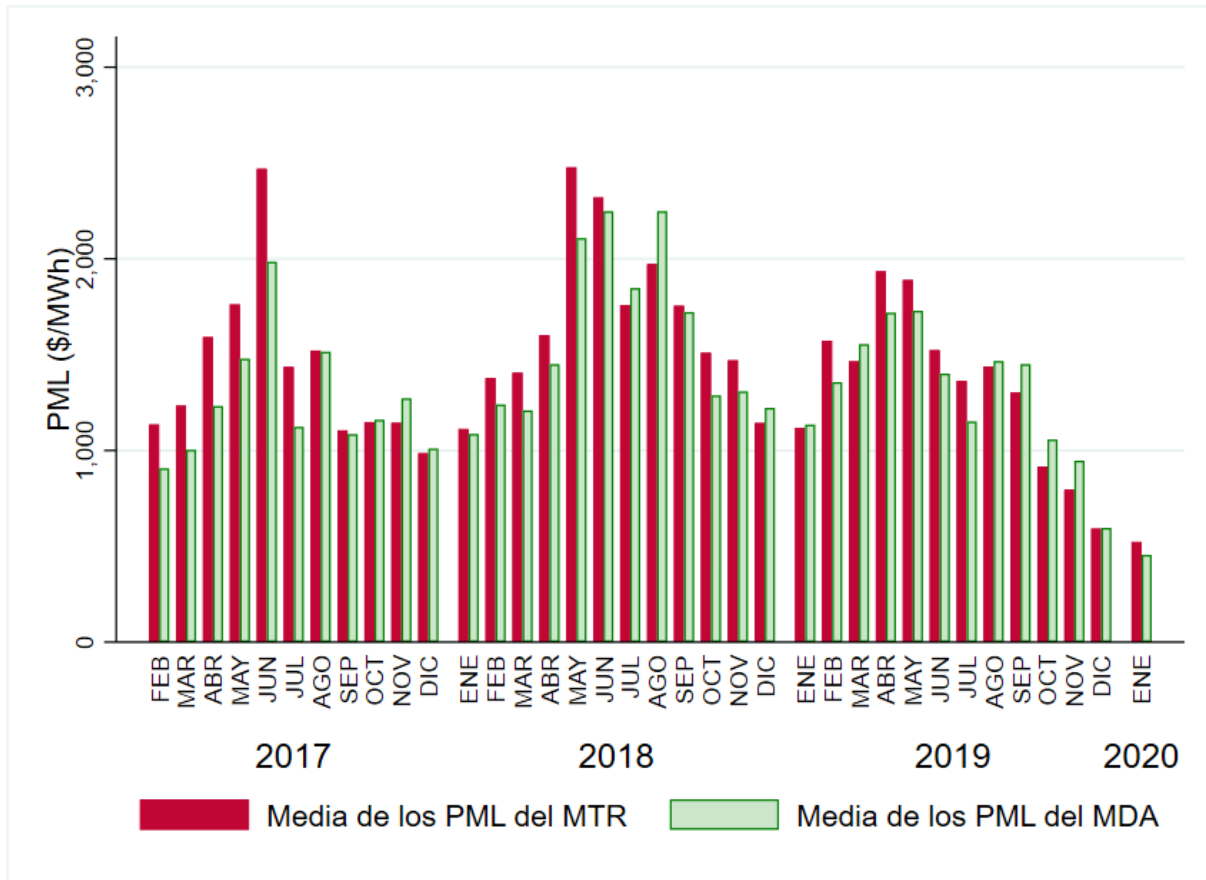
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se excluye la hora 25, generada del cambio de horario de invierno.

En la gráfica de la figura 2.4 se muestran las medias de los PML por mes para el MDA y MTR en el SIN. El mes en que se presentó mayor diferencia de la media de los PML fue junio de 2017, seguido por mayo de 2018. Al observar esta imagen, se nota que, en promedio, los PML decrecieron en los últimos meses.

En la tabla A.9 se aprecia que la media del MTR mayor para el SIN fue en mayo de 2018, media de \$2,477.23 por MWh. Seguido por junio de 2017, media de \$2,470.15 por MWh.

Figura 2.4. SIN: Media de los PML por mes.

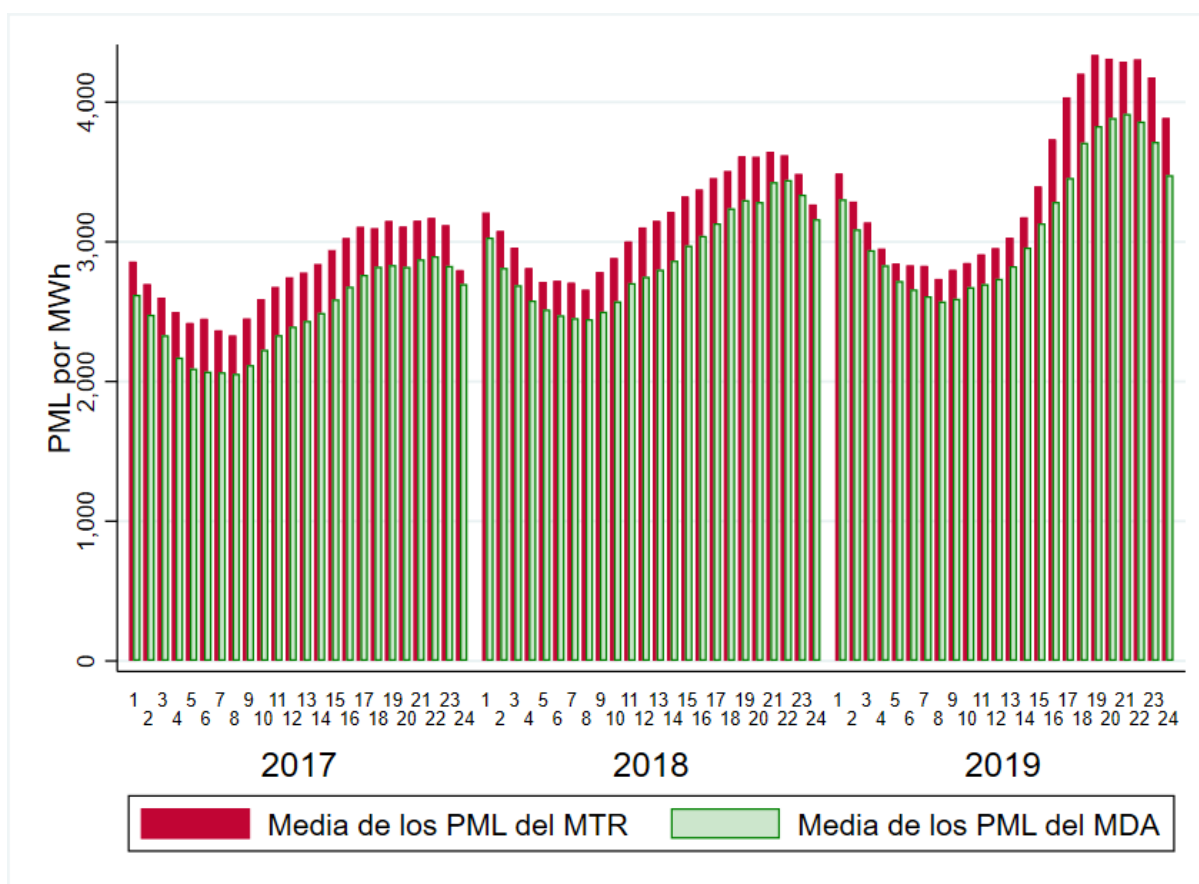


Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

2.4. Sistema Interconectado Baja California Sur

Las medias de los PML para el MDA y MTR por hora se observan en la figura 2.5. En esta figura se ve que, en promedio, los PML del MTR son mayores que los MDA para el 100 % de las horas.

Figura 2.5. BCS: Media de los PML por hora.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se excluye la hora 25, generada del cambio de horario de invierno.

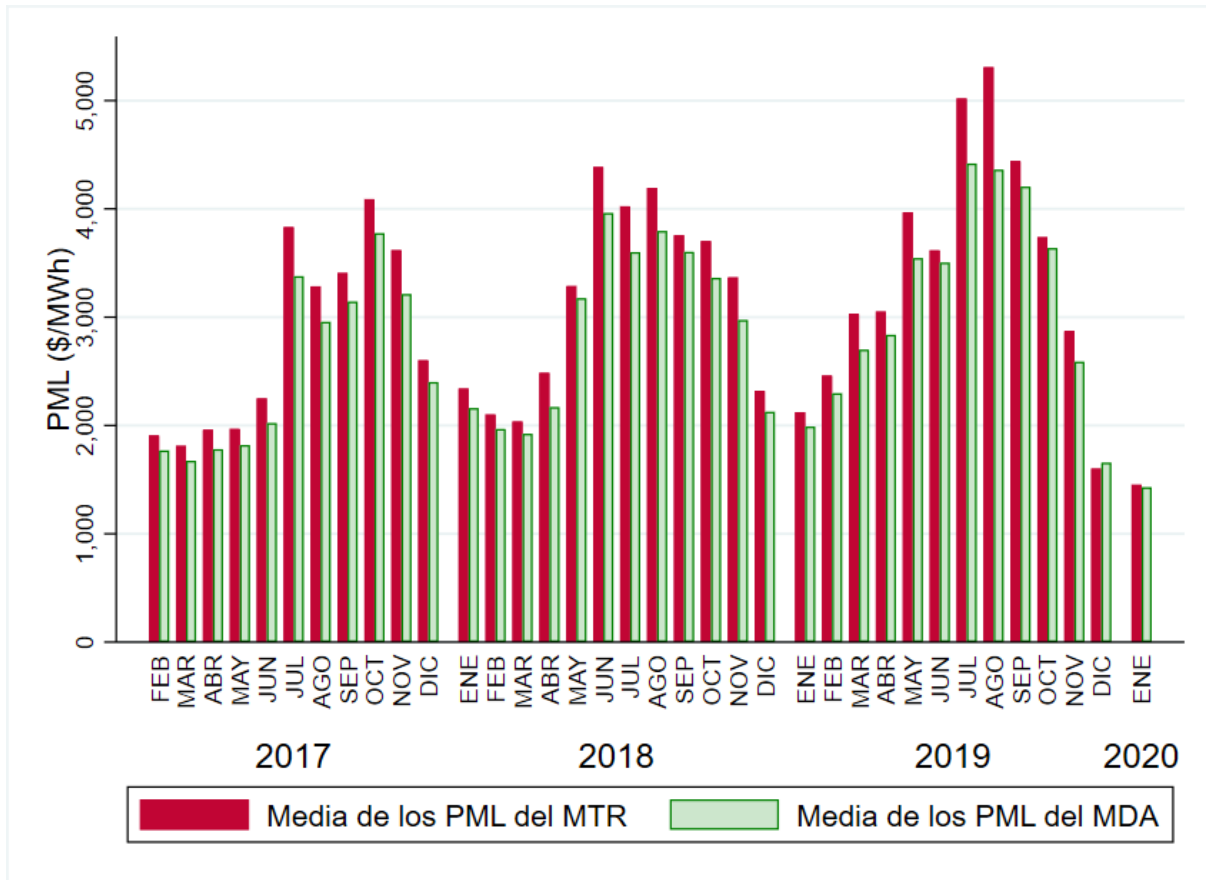
Cabe mencionar que, en promedio, para cada hora los PML en este sistema son más grandes que los de BCA y SIN. Esto se ve gracias a las figuras 2.1, 2.3 y 2.5, en donde las medias de los PML para el Sistema Interconectado de BCS, no bajan de \$2000 por MWh, en cambio, para los otros dos sistemas, las medias no alcanzaron los \$2000 por MWh.

Para 2019, en la hora 17 se nota la mayor diferencia entre las medias de los PML para el MTR y MDA, la diferencia es \$577 por MWh (revisar tabla A.7). En 2018, la diferencia mayor fue de \$352.72 por MWh en la hora 12. Para el año 2017, la diferencia mayor fue de \$377.77 por MWh en la hora 6. Además, para el Sistema Interconectado de BCS, en la hora 19 de 2019 se presentó la mayor media del PML del MTR, siendo \$4,336.81 por MWh.

En la figura 2.6 se presenta la gráfica de la media de los PML por mes, para el MDA y el MTR. Esta figura ilustra que los meses del segundo semestre del año, son los que presentan mayor media del PML. En la tabla A.9 se aprecia que la media más alta para el MTR, para el Sistema Interconectado de BCS, fue la de agosto de 2019 (\$5,308 por MWh), en cambio,

para el MDA fue la del mes de julio 2019 (\$4,419.25 por MWh).

Figura 2.6. BCS: Media de los PML, por mes.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

El análisis de los PML en los tres sistemas eléctricos, muestran que, para el año 2018 fueron mayores los precios en comparación con los precios de 2017 y 2019, para ambos mercados de corto plazo. Los meses de verano son los que presenta mayores precios, además, se tiene que, dependiendo del sistema eléctrico y el año, los precios más altos se alcanzan en diversas horas de la tarde y noche. En promedio, el sistema de BCS ha presentado los mayores precios de electricidad, mientras que, el sistema de BCA presenta los precios más bajos.

2.5. Análisis de los PML por NodoP

Un NodoP o nodo de fijación de precios corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico

Mayorista⁸. En esta sección se analiza los PML por GCR a la que pertenece, por entidad federativa y por nodos de importación y exportación.

2.5.1. PML por Gerencia de Control Regional

Según el CENACE, la GCR es el ámbito geográfico al cual pertenece el NodoP. Las GCR son: Baja California, Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Occidental, Oriental, y Peninsular. A continuación, se analizan los PML por GCR, haciendo énfasis en los mínimos y máximos PML, detallando en dónde se alcanzaron estos PML para cada sistema eléctrico. Para el SIN se da la posible razón de los PML máximos, con base a las notas operativas que emite el CENACE⁹. Es necesario mencionar que las GCR no incluyen los siete nodos de importación y exportación, por lo tanto, la GCR de BCA no es la misma que el sistema eléctrico de BCA, debido a que el sistema sí incluye los dos nodos de importación y exportación (ver tabla A.2).

La tabla 2.7 muestra que, de manera similar a los sistemas eléctricos, la GCR BCS tiene, en promedio, los PML más altos del mercado, en cambio GCR BCA presenta, en promedio, los PML más bajos. Mientras que para el SIN, la GCR que presenta mayores precios es la Peninsular y la Noroeste los menores.

Por otro lado, los PML mínimos para la GCR BCA son los siguientes. En el año 2018 para el MDA, en mayo se observa el precio mínimo en BCA (ver tabla A.10) de -1,443 pesos por MWh, cabe señalar, que durante las primeras 11 horas de este mes, en este sistema se dieron en varios días precios negativos, dichos precios negativos fueron superiores a los \$1,000 por MWh (también se presentó la misma situación en los nodos con enlaces al sistema CAISO, que como ya se dijo no se consideran en esta GCR). Para 2019, de manera similar, se observaron precios negativos en mayo. El 5 de mayo de 2019 entre las 6 a las 9 de la mañana se presentaron precios negativos, siendo a las 9 de la mañana el menor precio de los nodos para el sistema BCA, para el MDA en 2019 (un precio negativo de -1134 pesos por MWh). A diferencia del MDA, en el MTR los PML para 2017 y 2019 fueron positivos superiores a \$87 por MWh.

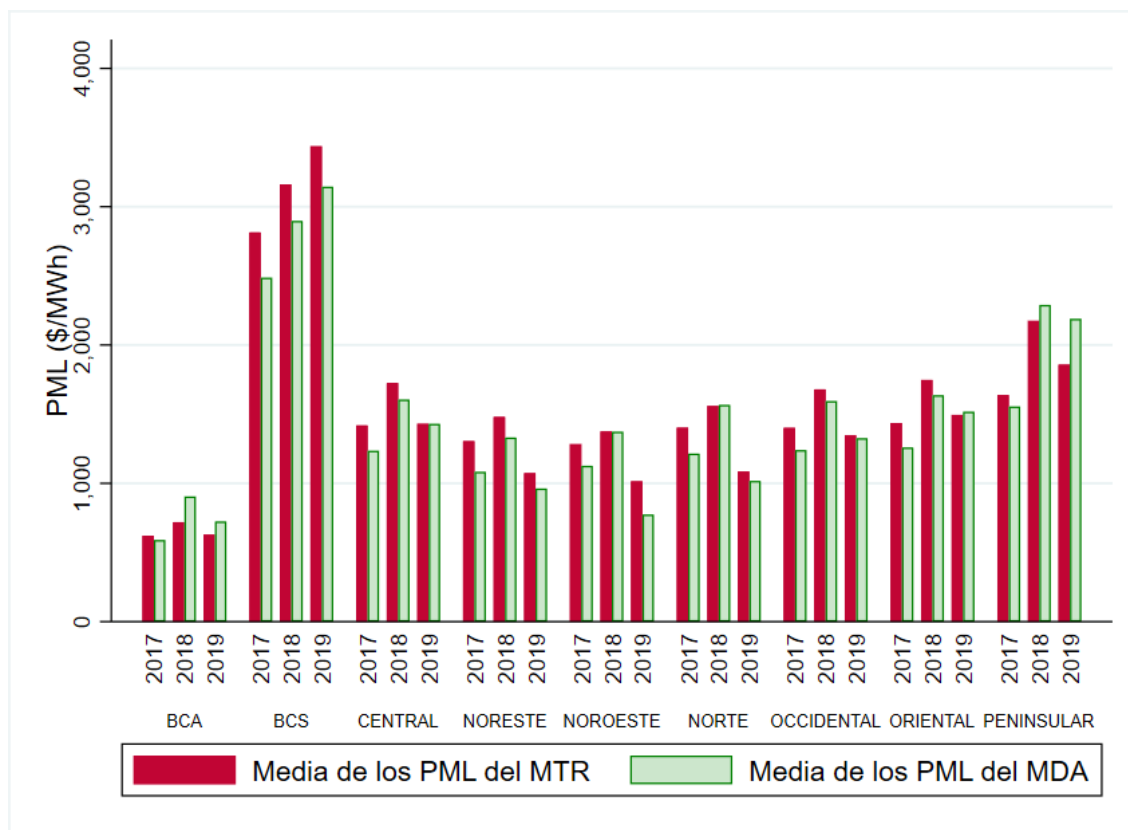
Para los máximos PML de la GCR BCA se tiene lo siguiente. Si bien, en la figura 2.7 se exhibe que BCA tiene, en promedio, los PML más bajos, la figura 2.8 muestra que en la GCR BCA se alcanzaron los PML máximos de todo el SEN. En el MDA, el PML máximo

⁸Definición de NodoP obtenida de la página del CENACE: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NodosP.aspx>.

⁹Las cuales se pueden consultar en <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/NotasOperativas.aspx>.

fue de \$23,850 por MWh alcanzado en 2019. Para el caso del MTR, el 4 de diciembre de 2018 a la 6 y 7 de la tarde se presentó un PML de \$17,490 en los nodos de Tijuana (Baja California).

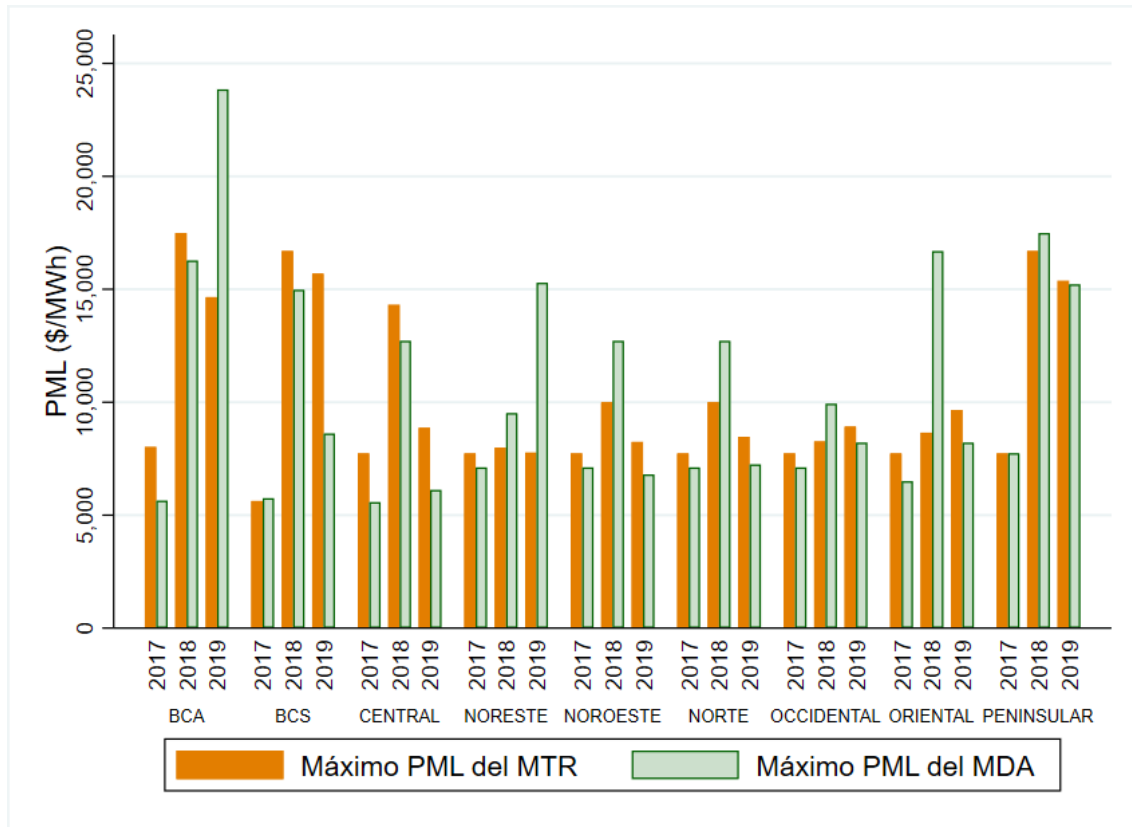
Figura 2.7. Media de los PML del MTR y del MDA, por GCR.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Para el caso de PML mínimos en el sistema BCS (ver tabla [A.10](#)), en el MDA, el 31 de mayo de 2019 a las 7 de la tarde, en el nodo Rofomex (07RFO-115) en la Paz, se presentó un precio de 0 pesos. Sin considerar este PML, se observa que durante todo 2019, el precio marginal de BCS no estuvo por debajo de \$823 por MWh, algo similar pasó en 2017 y 2018, donde todos los precios fueron positivos por encima de \$1,116 por MWh y \$1,176 por MWh, respectivamente. En el MTR, el PML mínimo fue del \$826 por MWh para 2019. El PML máximo del sistema BCS, para el MTR ocurrió el 28 de noviembre de 2018, de \$16,695 por MWh. De igual manera, en el MDA el precio máximo que se presentó fue en 2018, de \$14,981 por MWh.

Figura 2.8. Máximo de los PML del MTR y del MDA, por GCR.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Los PML mínimos para el SIN son los siguientes (ver tabla [A.10](#)). Para el MDA, en la GCR Oriental se alcanzaron en 2018, precios negativos altos en las últimas horas del 29 de septiembre, estos precios ocurrieron en algunos nodos de Veracruz, de donde el nodo de nombre Tamsa Dos (02TSD-230), fue el que tuvo el precio mínimo a las 11 de la noche (-1096.68 pesos por MWh). Para el MTR, el 3 de diciembre de 2018 a las 4 y 5 horas se tuvieron precios negativos en algunos nodos de la GCR Oriental, en específico en el estado de Veracruz, siendo el PML mínimo de -9,184.76 pesos por MWh en Laguna Verde (02LAV-400). Además, el 5 de diciembre en Mazatlán (Sinaloa) también se presentaron PML negativos, menores a los 1,000 pesos por MWh, de los cuales el PML mínimo fue a las 2 de la tarde de -1,115.84 pesos por MWh en el nodo Mazatlán Dos (04MZD-115), el origen de este precio pudo ser a causa de que de las 05:02 a las 13:48 horas la GCR Noreste del SIN estuvo en Estado Operativo de Alerta en la zona Saltillo¹⁰. Para el MTR, \$16,695 por MWh fue el más alto del SIN, para el GCR Peninsular,

¹⁰Nota CENACE 2931 <https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2018/2018%2012%2005%20Condiciones%20del%20SIN%202931.pdf>.

presentado el 10 de noviembre de 2018 a las 11 del día; la causa de este precio pudo haber sido las fallas que hubo en las GCR Oriental (Zona Tabasco) y Peninsular del SIN durante este día¹¹.

Analizando los PML máximos del SIN, tenemos que para el 2017 en el MTR, en las siete GCR del SIN el precio máximo se alcanzó el 26 de mayo entre las horas 12 a 14. La posible razón se debe a las fallas ocurridas en Tabasco el 23 de mayo (MIM, 2020a), además el SIN estuvo en Estado Operativo de Alerta por Margen de Reserva Operativa menor al 6.0 % durante estas horas¹². Para el MDA, el precio máximo lo tuvo el nodo Ticul (08TIU-115) de Yucatán (ubicado en la GCR Peninsular), que fue \$17,490.0 por MWh para las horas 14 y 16 del día 13 de diciembre de 2018.

Por otro lado, en la tabla A.11 se presenta las medias de los componentes del PML para cada GCR, para ver cuales es el costo de las pérdidas y congestión de la red. Se puede distinguir que si bien, la GCR BCS muestra precios muy altos, las componentes de congestión y pérdida son más pequeños que en otras GCR. Para la GCR Peninsular se observa los componentes congestión y pérdida, más grandes que en las otras GCR, para ambos mercados en 2017 a 2019.

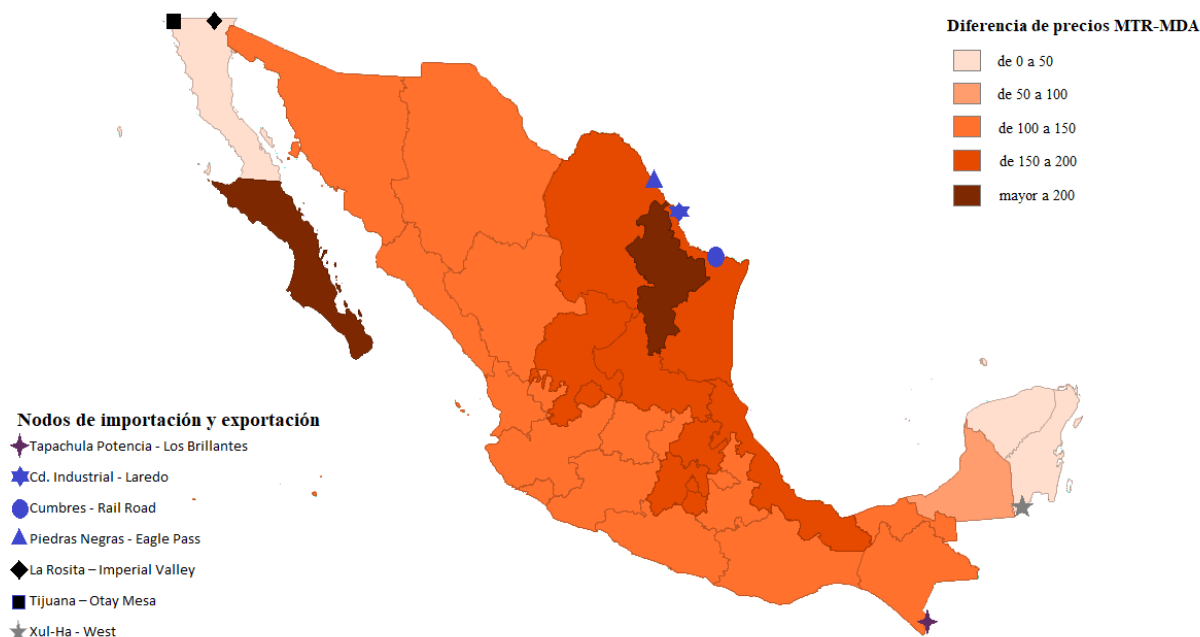
2.5.2. PML por entidad federativa

Para poder observar cuales entidades son las que presentan mayor diferencia entre el PML del MTR y el PML del MDA, a continuación, se muestran los datos de la media de la diferencia del PML del MTR menos el PML del MDA, esta media se obtiene para la entidad en la cual se encuentra el NodoP. Entre más obscuro está pintado la entidad federativa mayor es la diferencia. Las entidades pintadas de verde son aquellas en dónde, en promedio, es mayor el PML del MDA que del MTR.

¹¹Nota de CENACE 2869 y Nota CENACE 2872 <https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2018/2018%2011%2010%20Condiciones%20del%20SIN%202869.pdf> y <https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2018/2018%2011%2011%20Condiciones%20del%20SIN%202872.pdf>.

¹²Nota del CENACE 682 <https://www.cenace.gob.mx/Docs/EstadoOperativoSEN/2017/2017%2005%2026%20Condiciones%20del%20SIN%20682.pdf>.

Figura 2.9. Media de la diferencia de los PML entre el MTR y el MDA, por estado y para el año 2017.

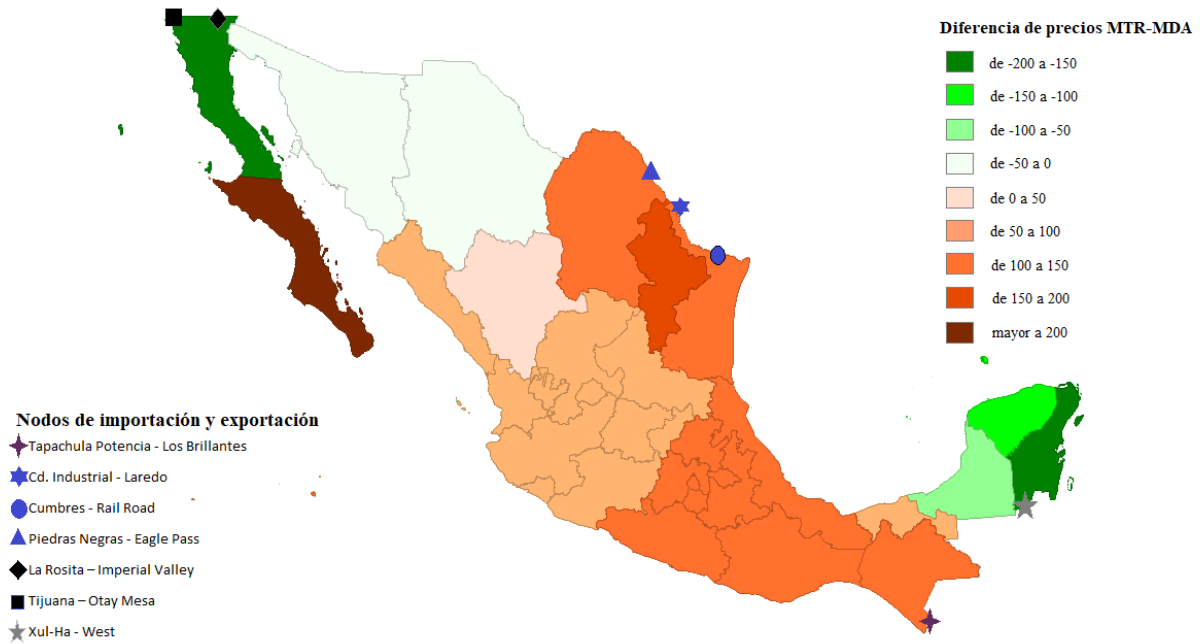


Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

En la figura 2.9 se presenta un mapa para el año 2017, en el cual muestra el nivel de la media de diferencias para cada entidad. En este, se nota que la media de las diferencias es positiva para todos los estados, es decir, en promedio el PML del MTR es mayor que el PML del MDA. En BCS y Nuevo León se observa la mayor media de las diferencias de precios. En cambio, para BCA, Yucatán y Quintana Roo la media de diferencias es menor a \$47 por MWh (ver tabla A.13).

Para 2018, el mapa de la figura 2.10 muestra el nivel de la media de diferencias para cada entidad. Las menores diferencias se presentan en la parte noroeste del país, aunque algunas medias son negativas (en promedio, el PML del MDA es mayor al del MTR) y otras positivas. BCS y Nuevo León, al igual que en 2017, son los estados que presentan mayor diferencia positiva, tienen una media de la diferencia por encima de 150 (ver tabla A.13). por lo contrario, las entidades que poseen mayor diferencia negativa son: BCA con media de la diferencia 185.57 y Quintana Roo con media de la diferencia -150.76 (ver tabla A.13).

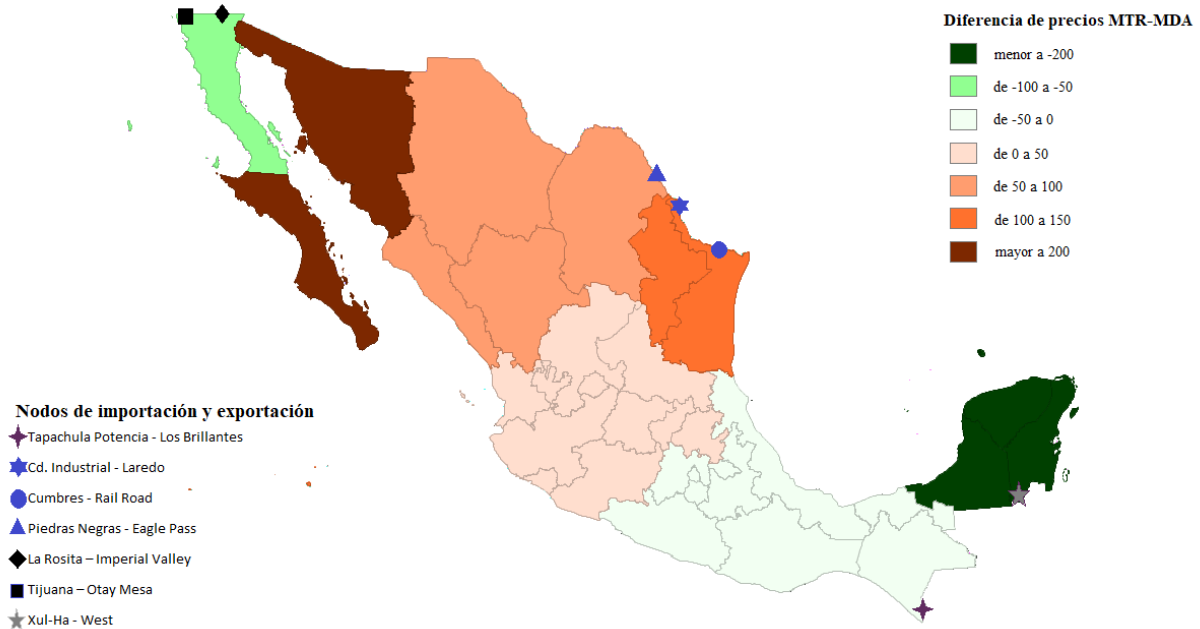
Figura 2.10. Media de la diferencia de los PML entre el MTR y el MDA, por entidad federativa, para el año 2018.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

En la figura [2.11](#) se presenta el mapa de 2019, en el que se categorizan las entidades por la media de la diferencia entre PML del MTR y PML del MDA. Para este año, las entidades de la parte sur y centro tienen menor diferencia entre los precios de ambos mercados, a excepción de la región peninsular. Quintana Roo, tiene la diferencia negativa (es decir, en promedio, es menor el PML del MTR que del MDA) de -412.51; seguido de Yucatán y Campeche con medias de la diferencia de -290.89 y -243.70, respectivamente (ver tabla [A.13](#)). Al igual que los otros años, BCS estuvo dentro de la categoría con mayor diferencia, en este año tuvo una media de las diferencias de \$291.63 por MWh. Sin embargo, ahora Sonora fue la entidad con una media más alta que BCS, media de \$294.51 MWh (ver tabla [A.13](#)).

Figura 2.11. Media de la diferencia de los PML entre el MTR y el MDA, por entidad federativa, para el año 2019.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

2.5.3. PML en nodos de importación y exportación

En los nodos de importación y exportación se realizan transacciones tanto de importación como de exportación. Según la [SENER \(2019\)](#), la importación es la cantidad de fuentes energéticas primarias y secundarias, originadas fuera de las fronteras y que ingresan al país para formar parte de la oferta total de energía, mientras que, la exportación es la cantidad de fuentes energéticas primarias y secundarias que salen de los límites territoriales de un país, por lo tanto, no están destinadas al abastecimiento de la demanda interna.

La importación de electricidad ha ido variando en los últimos años, en 2014 se importaron 9.14 petajoules y para 2017 fueron 8.39 petajoules y en 2018 14.19 petajoules¹³, sin embargo, la exportación de electricidad desde 2014 hasta 2018 ha decrecido (en 2014 se exportaron 33.85 petajoules, en 2017 28.35 petajoules y en 2018 26.65 petajoules).

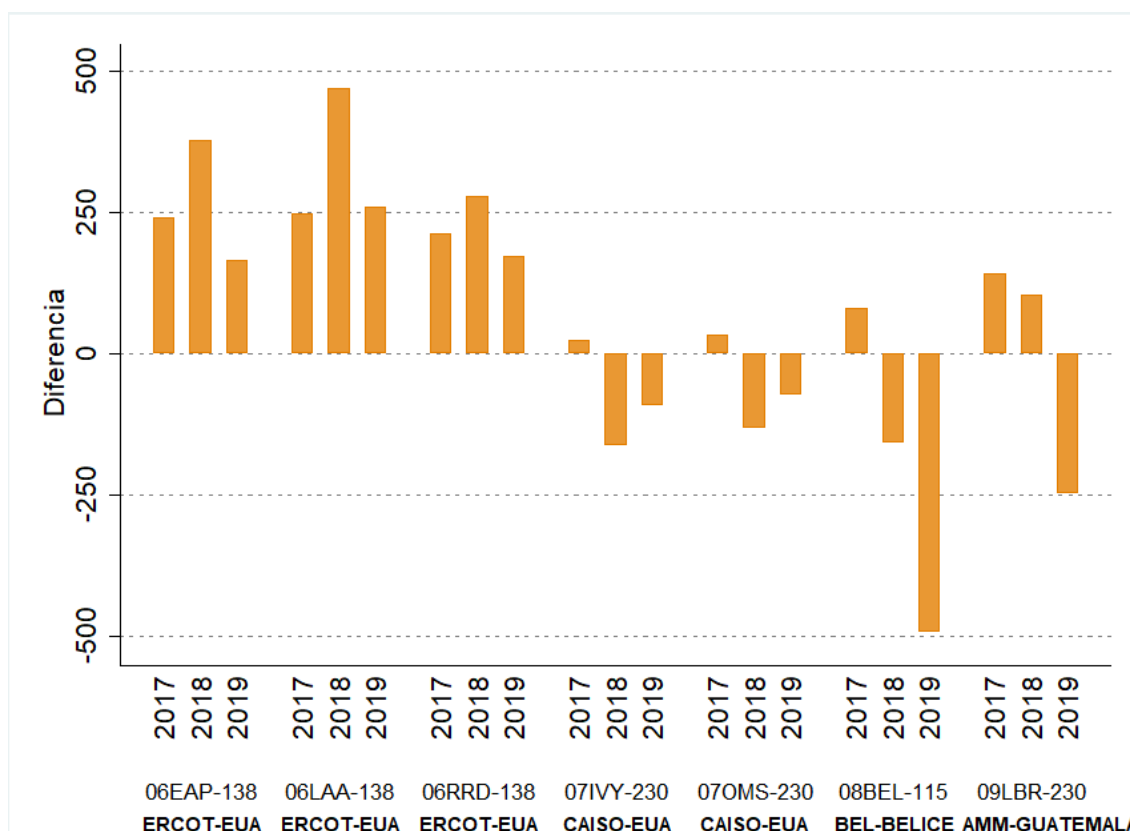
Además, la importación y exportación para cada GCR es distinta (esto se puede ver en la tabla [A.3](#)). Según el [CENACE \(2019\)](#), durante 2018, para la GCR BCA y Noreste la importación es mayor que la exportación (proveniente de EUA), sin embargo, en Noroeste es la importación representó en 2018 el 96.7% del total de importaciones y exportaciones, en

¹³Medida en la que se reporta la energía en el balance nacional de energía.

cambio, en BCA el 56 %. Para este mismo año, en la GCR Oriental las exportaciones fueron en 2018 mayor que las importaciones, siendo 53.22 del total de importaciones y exportaciones. En la GCR Peninsular solo se presentaron exportaciones.

La tabla A.12 contiene información de la media de los PML del MTR y del MDA para los siete nodos de importación y exportación. En ella se observa que para los tres años y para ambos mercados, el nodo que interconecta con el sistema West de Belice (08BEL-115), en promedio, es el que muestra mayor PML. En cambio, los conectados con el sistema CAISO de EU (07IVY-230 y 07OMS-230), tienen las menores medias del PML, para ambos mercados en 2017 a 2019.

Figura 2.12. Diferencia entre la media de los PML del MTR y del MDA, por nodo de importación y exportación.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Para antes del 23 de diciembre de 2017 se consideran los nodos de la segunda columna de la tabla A.4.

Con el objetivo de que la comparación de las medias de cada nodo sea más clara, en la figura 2.12 se muestra una gráfica de la diferencia entre la media de los PML del MTR y del MDA. En los tres nodos conectados al sistema ERCOT de EU el comportamiento es

similar, crece la diferencia en 2018 y en 2019 disminuye.

Para los dos nodos conectados con el sistema CAISO de EU, la diferencia en 2017 fue pequeña, en comparación a los otros nodos de importación y exportación. Sin embargo, para 2018 la diferencia incrementa, pero cambiando de signo (es decir, la media del MDA es más alta que la media del MTR). En 2019, la diferencia decrece, pero sin cambiar signo. Para el nodo conectado con el sistema West de Belice, en 2018 en comparación con 2017, se cambia el signo de la diferencia (es decir, es más alta la media para el MDA que para el MTR). En 2019, aumenta esta diferencia, conservando el signo negativo. Cabe señalar, que este nodo es el que tiene la mayor diferencia (diferencia de -492.94).

A comparación de los otros seis nodos, en el nodo conectado al sistema de Guatemala, en 2018 disminuyó la diferencia de la media de los PML en MTR menos la media de los PML del MDA, con respecto a 2017. A pesar de ello, en 2019 aumentó y cambió de signo.

Los resultados de esta sección muestran que es distinto el comportamiento de los precios en las regiones del país. Los precios y las diferencias de los precios son distintos en cada GCR, pero un comportamiento similar que casi todas muestran es que el precio fue más alto en 2018 que en 2017 y 2019, la GCR BCS presenta un crecimiento de la media de los precios durante los tres años. Para el SIN, se tiene que la GCR Peninsular presentó, en promedio los precios más altos. Cuando observamos los precios por entidad federativa vemos que durante 2017 los PML del MTR fueron mayor que el PML del MDA, en todas las entidades. En cambio, en 2018 y 2019 varias entidades presentaron que, en promedio, el PML del MDA fue mayor que el PML del MTR. Durante los tres años, BCS presentó una alta diferencia de los precios, pero para 2019 Sonora tuvo mayor diferencia que BCS. Los estados de Yucatán y Quintana Roo aumentaron sus diferencias conforme al paso de los años. Los resultados de los nodos de importación y exportación presentan información que el comportamiento de las diferencias de los precios es similar por el sistema vecino, así como para 2019 el nodo que permite el enlace con el sistema de West Belice tuvo un crecimiento muy notable de la diferencia de los precios.

Capítulo 3

Convergencia entre el MDA y MTR

Han pasado algunos años, desde que el mercado eléctrico mexicano de corto plazo comenzó sus actividades con la nueva estructura del mercado, provocada por la reforma energética de 2014; por esta razón, al igual que en otros países, es necesario analizar si el mercado ha mejorado su eficiencia a través de los años o si presenta problemas como algunos mercados^[1].

Hasta donde la autora conoce, solo existen trabajos previos del Monitor Independiente del Mercado (MIM) que estudian la convergencia de los precios del MEM en México.

En el reporte anual del MEM 2018, publicado por el MIM (2020a), se analiza la convergencia de los precios entre MTR y MDA para la GCR Norte y GCR Noroeste, utilizando herramientas de datos panel. En este trabajo del MIM (2020a), con base en submuestras de los PML para las dos GCR, se realiza un modelo para identificar las variables que más incidieron sobre el comportamiento de las diferencias entre el MDA y el MTR^[2], así como un modelo de efectos variables en el tiempo, que ayuda a determinar las variables que tuvieron mayor impacto sobre la brecha de los PML en cada hora de operación de la submuestra.

En el reporte anual del MEM 2019, emitido por el MIM (2020b), se analiza la distribución de las diferencias de los PML promedio diarios por sistema, y se examinan diversas condiciones del sistema y determinaciones del CENACE que contribuyen a la diferencia de

¹En el trabajo de Sioshansi (2006), se discute sobre los problemas que algunos países enfrentaron con el cambio de estructura del sector eléctrico.

²Las variables que consideran son: la diferencia del pronóstico de Demanda en el MDA y la observada en tiempo real, la diferencia del esquema de Generación Hidroeléctrico y el presentado en tiempo real, la diferencia de la Generación, la diferencia de la Generación No-programable, la diferencia del pronóstico de Generación Renovable, la Generación Renovable en tiempo real, la Oferta representada por el límite máximo de despacho de la generación térmica y la diferencia de la Generación base.

precios entre el MDA y el MTR.

Con la finalidad de contribuir a literatura empírica, sobre la evaluación de la eficiencia del mercado eléctrico mexicano, el presente capítulo, utiliza herramientas de series de tiempo para analizar la eficiencia del mercado en cada una de las GCR de México, con base en tres medidas: previsibilidad, cointegración y convergencia de los precios.

La organización del capítulo es la siguiente: la sección uno describe el modelo para cada una de las tres medidas de eficiencia, la sección dos discute los resultados para cada GCR y los resultados principales del capítulo.

3.1. Modelo

Según Fama (1970), un mercado es eficiente cuando los precios del mercado reflejan completamente e inmediatamente toda la información relevante disponible. Este autor, define tres niveles de eficiencia informativa del mercado, dependiendo del tipo de información reflejada en el precio: forma débil de eficiencia, forma semi-fuerte de eficiencia y forma fuerte de eficiencia. La forma débil de eficiencia transmite que los precios reflejan toda la información histórica y que los cambios de los precios son impredecibles en términos de su propio pasado. La forma semi-fuerte de eficiencia indica que los precios reflejan toda la información histórica y públicamente disponible. En cambio, la forma fuerte de eficiencia supone que toda la información pasada, públicamente disponible y privada, se refleja en el precio, siendo imposible obtener beneficios económicos mediante el comercio sobre toda la base de información conocida.

Sin embargo, en la práctica es difícil examinar si un mercado es completamente eficiente sobre la base de toda la información disponible (pública y privada) para los participantes del mercado, por lo que los investigadores se centran en la eficiencia de forma débil y semi-fuerte (Lekovic, 2018). Siendo la forma débil la más usual, en donde se asumirá que un mercado es eficiente si los participantes tienen la misma información y ajustan sus estrategias de mercado continuamente para aprovechar las oportunidades de arbitraje. Existe una oportunidad de arbitraje si es posible diseñar una estrategia que pueda generar beneficios económicos sin riesgo (Dybvig y Ross, 1989).

Según la literatura (Borenstein y cols., 2001; Arciniegas y cols., 2003; Asan y Tasaltin, 2017), tradicionalmente, la eficiencia del mercado se evalúa mediante la previsibilidad de los precios. Sin embargo, el mercado de la electricidad difiere de los mercados de productos básicos, dado de que no hay tecnología práctica disponible para almacenamiento de electricidad a gran escala, implicando que la electricidad se debe obtener en tiempo real de fuentes de energía primaria, es decir, la electricidad es un bien no almacenable (Barouti y

Hoang, 2011). Como la electricidad no es almacenable y además se tiene que satisfacer continuamente la demanda del mercado, la volatilidad de los precios es alta, por lo tanto, los métodos basados en el arbitraje conocido no son aplicables para la fijación de precios de los contratos de derivados de energía (Bessembinder y Lemmon, 2002).

Así que si se tiene un bien no almacenable, la previsibilidad de los precios por sí sola no genera oportunidad de arbitraje intertemporal (como ocurre en otros mercados, ver Fama y French, 1987), porque la electricidad de hoy y mañana son dos productos distintos (Arciniegas y cols., 2003). No obstante, si se presenta previsibilidad de los precios, la estructura del mercado eléctrico en México permite que, aunque los bienes no sean iguales en el MDA y el MTR, la presencia constante de diferencias entre los precios de ambos mercados les dé oportunidad a los participantes del mercado de realizar estrategias rentables³. Por ejemplo, considerando que los costos de transacción son cero, si se espera que el precio del MTR sea mayor que el precio en el MDA para cierto día y hora, los participantes pueden adquirir x unidades de electricidad en el MDA (en el tiempo $t - j$ para entrega en t) y se puede vender en MTR (en el tiempo t) para obtener una ganancia sin riesgo $x * (P_t^{MTR} - P_t^{MDA})$. Entonces, para que el mercado sea eficiente es necesario que no existan estas diferencias persistentes.

Uno de los objetivos de la reforma energética de México es lograr un mercado eléctrico competitivo. El que un mercado eléctrico sea eficiente es una condición necesaria para un mercado competitivo (Rammerstorfer y Wagner, 2009), por ende, primero se debe lograr la eficiencia del mercado para lograr este objetivo de la reforma.

Con el fin de evaluar la eficiencia del mercado eléctrico en México, al igual que otros autores lo han hecho para otros mercados eléctricos⁴, se seguirá el enfoque de Arciniegas y cols. (2003) de medir la eficiencia mediante las siguientes tres medidas:

1. La primera medida evalúa la previsibilidad de las series de precios, probando la estacionariedad. Si una serie es estacionaria, implica que se pueden calcular los precios futuros de una serie utilizando los precios actuales y pasados, en caso de que esto suceda, los participantes del mercado podrían generar estrategias rentables.
2. La segunda medida busca oportunidades de arbitraje, al verificar si el rendimiento esperado en MDA y MTR son los mismos, mediante el análisis de cointegración. Dos series se cointegran si tienen una tendencia común y cambian aproximadamente al

³En Quan y Michaels (2001) se habla sobre la manera de generar estrategias rentables en los inicios de mercado eléctrico de California (EUA), donde en ese año la estructura del mercado de corto plazo era parecida a la de México hoy en día.

⁴Ver Rammerstorfer y Wagner (2009); Asan y Tasaltin (2017).

mismo ritmo (Brooks, 2019). Si el MDA y de MTR se cointegran, un choque en el primero también se reflejará en el segundo y el rendimiento esperado en ambos mercados será el mismo. Los precios del MDA y del MTR deben integrarse para que el mercado sea eficiente, de lo contrario, la diferencia en los rendimientos esperados crearía oportunidades de arbitraje y causaría ineficiencia.

3. La tercera medida analiza la convergencia de precios entre MDA y el MTR para determinar si existen diferencias persistentes de precios entre ambos mercados.

3.1.1. Previsibilidad de los precios

La previsibilidad de los precios se evaluará por medio de la estacionariedad de sus series de tiempo. Una serie es estacionaria si su media, varianza y autocorrelación son independientes del tiempo (Brooks, 2019). Si una serie de los precios es estacionaria indicaría que se podría evaluar los precios futuros utilizando los precios actuales y pasados.

Para probar si las series son estacionarias se verifica la presencia de raíz unitaria por medio de la prueba Dickey Fuller aumentada (Dickey y Fuller, 1979). Esta prueba requiere la estimación de la ecuación:

$$\Delta P_t = \alpha + \beta_0 P_{t-1} + \beta_1 \sum_{t=1}^L \Delta P_{t-1} + e_t \quad (3.1)$$

donde ΔP_t es el cambio en el precio de la electricidad en el momento t , P_{t-1} es el precio de la electricidad en el periodo $t - 1$, α , β_0 y β_1 son los coeficientes y e_t es el residuo. La hipótesis nula de la prueba es que $\beta_0 = 0$ (P_t tiene una raíz unitaria) y la hipótesis alternativa es que $\beta_0 < 0$ (P_t no tiene una raíz unitaria). Los valores estadísticos de prueba (Z) se calculan de la siguiente manera:

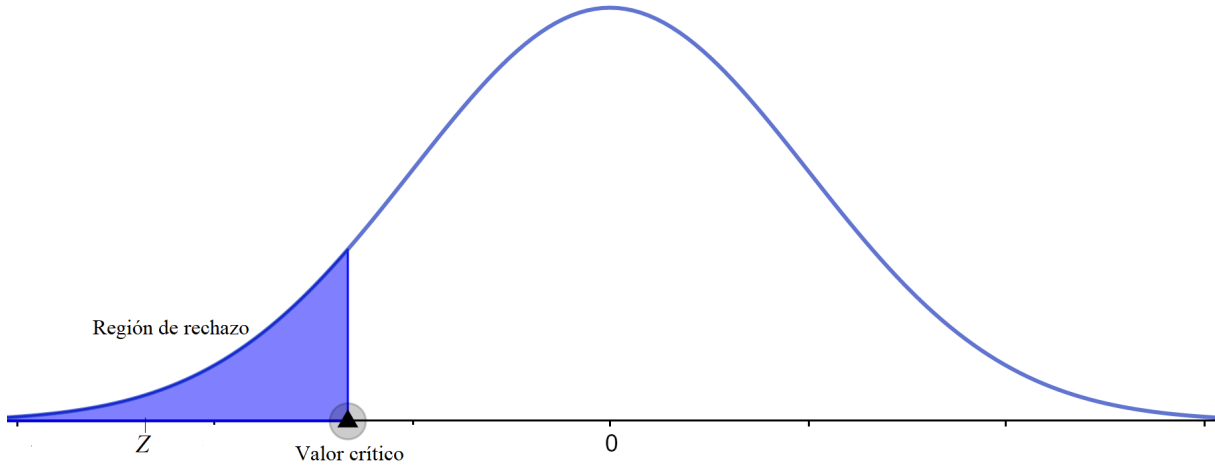
$$Z = \frac{\hat{\beta}_0}{\sigma_{\hat{\beta}_0}} \quad (3.2)$$

donde $\hat{\beta}_0$ es el coeficiente estimado y $\sigma_{\hat{\beta}_0}$ es el error estándar del coeficiente estimado.

El valor de prueba estadístico (Z) es comparado al valor crítico para la prueba Dickey–Fuller⁵. Si el valor de la prueba estadística es menor al valor crítico, se rechaza la hipótesis nula y se concluye que no se tiene una raíz unitaria (como se puede ver en la figura 3.1), es decir, la serie es no estacionaria, por tanto, la serie de precios es no previsible. Es necesario que el número de rezagos (L) sea el óptimo para que los residuos en la ecuación no estén correlacionados, así que este número se obtiene mediante el criterio de información bayesiano de Schwarz (Schwarz, 1978).

⁵Que se encuentra en Fuller (1996), además, en este caso se considera que el proceso bajo la hipótesis nula es una caminata aleatoria con deriva no cero.

Figura 3.1. Prueba de hipótesis de raíz unitaria.



Nota: La imagen muestra un ejemplo cuando no se tiene una raíz unitaria.

3.1.2. Cointegración de los precios

Para buscar oportunidades de arbitraje en el mercado de electricidad, se verifica si el rendimiento esperado en el MDA y en el MTR es el mismo, mediante un análisis de cointegración. Dos series se cointegran si tienen una tendencia común y cambian aproximadamente al mismo ritmo (Brooks, 2019).

Si el MDA y el MTR se cointegran, un choque en el primero también se reflejará en el segundo y el rendimiento esperado en ambos mercados será el mismo. Los precios del MDA y MTR deben integrarse para que el mercado sea eficiente, de lo contrario, la diferencia en los rendimientos esperados crearía oportunidades de arbitraje y causaría ineficiencia (Arciniegas y cols., 2003).

Tradicionalmente, para evaluar la integración de dos mercados en función de sus precios se utiliza el enfoque de Engle (ver Engle y Granger, 2015). En donde se tiene que, si se cointegran dos procesos de precios, en nuestro caso los precios del MDA y del MTR, existe una relación de equilibrio entre estos dos procesos de la siguiente manera,

$$P_t^{MDA} = \alpha + \beta P_t^{MTR} + \epsilon_h \quad (3.3)$$

donde P_h^{MTR} es el precio del MTR en la hora h , P_h^{MDA} es el precio del MDA para la hora h , α y β son parámetro y ϵ_h es el error. Según Brooks (2019), para ver si existe esta relación de cointegración es necesario que los dos series tengan el mismo orden de

integración⁶. Tal como sostiene Rammerstorfer y Wagner (2009), si dos mercados eléctricos estuvieran perfectamente cointegrados, en el sentido de que los productos son sustitutos perfectos y los mercados están completamente libres de fricción, uno esperaría que $\beta = 1$, lo que implica que $P_t^{MTR} = P_t^{MDA}$.

Para determinar si existe esta relación de cointegración se seguirá el procedimiento de Johansen (1995). Se estima el siguiente modelo de Vector Autoregresivo (VAR):

$$\Delta P_t = \Pi + Pr_{t-1} + \Gamma_1 \Delta Pr_{t-1} + \dots + \Gamma_{k-1} \Delta Pr_{t-(k-1)} + \epsilon_{t-k} \quad (3.4)$$

donde Δ es la variación entre un tiempo y el anterior, P_t es un vector columna que contiene los precios del MTR y del MDA, Π es una matriz de parámetros con rango r , Γ_i son una matriz de parámetros y ϵ es la perturbación.

La prueba de cointegración entre los precios es calculada midiendo el rango de la matriz Π vía sus eigenvalores⁷. La hipótesis nula es que no existe vectores de cointegración, es decir, $r = 0$. Si se rechaza la hipótesis nula es que, al menos, existe una relación de cointegración como en la ecuación 3.3, en Brooks (2019) se encuentra más información sobre esta prueba. Para seleccionar el número de rezagos del modelo VAR, se utiliza el criterio de información bayesiano de Schwarz (Schwarz, 1978).

El trabajo de Arciniegas y cols. (2003) tiene interés en analizar qué mercado tiene mayor eficiencia y si con paso de los años cambia la eficiencia, para analizar esto, crea una medida que mide la eficiencia para cada mercado estatal y cada año que mide el número horas en que los precios están cointegrados, de la siguiente manera,

$$E_{c_{ij}} = \frac{H_{ij}}{24} * 100 \% \quad (3.5)$$

donde $E_{c_{ij}}$ es la eficiencia del mercado i en el año j y H_{ij} es el número de horas en donde los precios están cointegrados en el mercado i y en el año j .

De igual manera, el presente trabajo tiene interés en comparar la eficiencia del mercado para las GCR a través del tiempo, así que se mide esta eficiencia de manera análoga a como lo hacen Arciniegas y cols. (2003).

3.1.3. Convergencia de precios

Las persistentes diferencias de los precios entre el MDA y el MTR implicarían la presencia de oportunidades de arbitraje. En un mercado eficiente con comerciantes neutrales al riesgo y

⁶El orden de integración es el número de veces que tiene que diferenciar una serie no estacionaria para que tengas una serie estacionaria.

⁷El rango de la matriz es igual al número de sus raíces unitarias (eigenvalores) que son diferentes de cero.

sin costos de transacción, conforme el mercado se vuelve maduro, el precio del MDA debería converger al precio del MTR (ver [Borenstein y cols., 2001](#) para más información).

Si se establece P_t^{MDA} en $t - j$ para la entrega en para el tiempo t debe incorporar toda la información disponible en el tiempo $t - j$ sobre el precio esperado en tiempo real (P_t^{MTR}), es decir,

$$P_t^{MDA} = E[P_t^{MTR}|\Omega_{t-j}] \quad (3.6)$$

donde P_t^{MDA} es el precio del MDA en el tiempo t , P_t^{MTR} es el precio del MTR en el tiempo t y Ω es la matriz de toda la información disponible en $t - j$ sobre el precio. La ecuación [3.6](#) se puede reescribir así:

$$P_t^{MTR} = P_t^{MDA} + \epsilon_t \quad (3.7)$$

donde ϵ_t es una variable aleatoria que tiene media cero y no está correlacionada con Ω_{t-j} , es decir, ϵ_t es ruido blanco. ϵ_t incorpora todos los choques al mercado que ocurren entre $t - j$ y t , implicando que la variación de los precios del MTR sea mayor que la variación del precio del MDA, como ha ocurrido en varios países ([Borenstein y cols., 2001](#)).

Consideremos la siguiente ecuación:

$$P_t^{MTR} - P_t^{MDA} = \theta + e_t \quad (3.8)$$

donde P_t^{MTR} es el precio del MTR, P_t^{MDA} es el precio del MDA, e_t son los residuos y θ es la diferencia entre los precios.

Como ya se mencionó, si $\theta = 0$ el P_t^{MDA} es un predictor imparcial del P_t^{MTR} e incorpora toda la información disponible en el tiempo $t - j$. Entonces, como primer paso para determinar la convergencia de los precios la ecuación [3.8](#) se estima, para cada hora en determinada GCR y año, mediante regresiones de mínimos cuadrados ordinarios, utilizando errores estándar de [Newey, West, y cols. \(1987\)](#), el número de rezagos que se usa está dado por el criterio de Schwarz ([Schwarz, 1978](#)).

Además, se construye la siguiente medida de eficiencia de la GCR, en promedio, para evaluar si, en promedio, no hay diferencias persistentes entre los precios, es decir, si no se puede rechazar la hipótesis que la media de las diferencias es diferente de cero ($\theta = 0$):

$$E_{d_{ij}} = \frac{H_{ij}}{24} * 100 \quad (3.9)$$

donde $E_{d_{ij}}$ es la eficiencia del mercado i en el año j y H_{ij} es el número de horas en donde la media de θ no es significativamente diferente de cero.

Como ya se mencionó, para que el precio del MDA converja al precio del MTR, la desviación de los precios, $P_t^{MTR} - P_t^{MDA}$, debe tener una distribución con media cero y ser ortogonal a toda la información disponible en el momento que se determina el precio del MDA.

En el primer paso se infiere sobre si media de las desviaciones es cero. En caso de que la media sea cero, para medir la convergencia falta analizar qué ϵ_t de la ecuación 3.7 sea ruido blanco.

Como segundo paso, se realiza una prueba Bartlett para inferir si ϵ_t es ruido blanco. Esta prueba tiene como hipótesis nula que una serie es generada por un proceso de ruido blanco teniendo una media y varianza constante, el estadístico está basado en el correlograma de la serie de tiempo (revisar Bartlett (1978) para más información).

3.2. Resultados

El capítulo anterior permitió observar que para cada hora se tiene distintas diferencias de los precios, así como que en cada GCR las diferencias tienen distintos niveles a lo largo del tiempo. Como el objetivo de este trabajo es analizar la evolución de los precios del mercado de corto plazo, se optó por realizar las tres medidas de eficiencia por periodos de igual longitud. Dado que, no se tiene información de los PML para todo el mes de enero de 2017 y según el reporte anual del MEM 2018, emitido por el MIM (2018) existen varias irregularidades en los precios de este mes, por consiguiente, se decidió que los periodos sean los siguientes: 1.º de febrero de 2017 a 31 enero de 2018, 1.º de febrero de 2018 a 31 enero de 2019 y 1.º de febrero de 2019 a 31 de enero de 2020, los tres periodos tienen 365 días.

Cabe mencionar que las Gerencias de Control Regional son los ámbitos geográficos a los cuales pertenecen los nodos de fijación de precios corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red eléctrica, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un PML se determina para las liquidaciones financieras en el MEM. Por tanto, las GCR delimitan la administración del SEN para el control operativo y la operación del MEM. Con base en la importancia que tienen las GCR dentro del SEN, se considera adecuado que la unidad de análisis sean las GCR.

La variable del análisis será la media de los PML por GCR, con el objetivo de tener un valor en donde todas las observaciones de los PML tengan la misma ponderación. Por demás, esta es la unidad de análisis que utilizan algunos otros autores al medir la eficiencia de los mercados eléctricos (Arciniegas y cols., 2003; Rammerstorfer y Wagner, 2009; Asan y Tasaltin, 2017). En consecuencia, para cada uno de estos tres períodos, se generan las series de tiempo diarias de las medias de los PML para cada hora, cada GCR y cada mercado de corto plazo. Así como, la serie de tiempo de los precios de la media de los PML para cada GCR y cada mercado de corto plazo (a la que en este trabajo se refiere como serie de los precios promedio diarios).

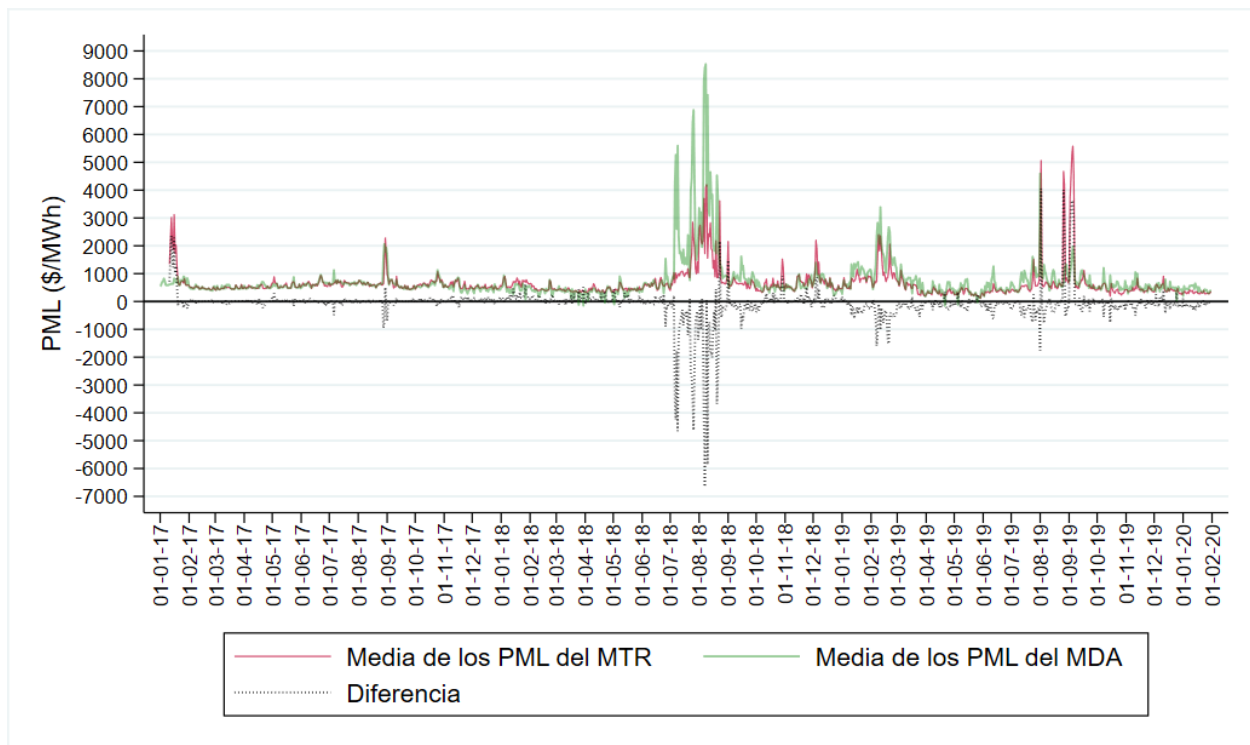
El resto de la sección se dividirá en cada GCR para describir los resultados encontrados, y

en la última parte, se discuten de manera general y breve los resultados del capítulo.

3.2.1. Baja California

Para la GCR BCA, en la figura 3.2 se presenta la serie de tiempo de los precios promedio diarios para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estos precios (medía del PML del MTR menos la media del PML de MDA). En esta figura, se observa que los precios de electricidad tuvieron un aumento después de la mitad del año 2018, y después de octubre de 2019 los PML decrecieron. Ocurre algo similar para la diferencia de los precios, ya que es muy cercana a cero hasta junio de 2018 y después esta fecha la variabilidad de la diferencia es mayor que en el tiempo anterior, alcanzando valores mayores en febrero y marzo 2019, así como en julio y agosto de este mismo año.

Figura 3.2. BCA: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La serie de tiempo diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.1 se dan los resultados

de la prueba de Dickey Fuller aumentada⁸. En la cual se ve que, durante febrero de 2017 a enero de 2018 y febrero de 2019 a enero de 2020, todas las series de tiempo son previsibles para el MDA, además, para el periodo febrero 2018 a enero 2019, únicamente, las series de tiempo de dos horas son no previsibles, hora 8 y 24, así como también no lo es la serie de tiempo de los precios promedio diarios del MDA. Mientras que, el número de horas en donde los precios son previsibles para MTR, varían conforme a los periodos. No obstante, se tiene que en los tres periodos son previsibles los precios promedio diarios del MTR.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que las series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, se observa que solo en dos horas, hora 8 y 24, durante febrero 2018 y enero 2019 en ambos mercados los precios no fueron estacionarios. Por lo tanto, solo se analiza la cointegración de los precios entre el MDA y el MTR para estas dos horas. El resultado en la columna nombrada *C* de la tabla 3.1, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), teniendo que para las dos horas los mercados están cointegrados con 99% de confianza⁹. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.1), se aprecia que es 8.3% para el periodo de febrero de 2018 a enero de 2019 y cero para los otros periodos.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR BCA se observan en la tabla 3.2. Para febrero de 2017 a enero de 2018, en el 41.7% de las horas no hay evidencia estadística que permita decir que la media de las diferencias de los precios es diferente de cero. En cambio, para febrero 2018 a enero de 2019 en el 35% de las horas y en febrero 2019 a enero 2020 el 37.5%. Sin embargo, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99% de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna *B* de la tabla 3.2). Para las series de los precios promedio diarios la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue, en promedio, 16.82 en febrero de 2017 a enero de 2018, -214.8 en febrero de 2018 a enero 2019 y -88.84 en febrero 2019 y enero 2020.

Para la GCR BCA los resultados permiten concluir, con base en las tres medidas de eficiencia, que no se ha logrado una eficiencia conforme al tiempo. Existe previsibilidad de los precios en casi todas las horas para ambos mercados, por lo tanto la medida de eficiencia dada por la cointegración es muy baja. Además, la convergencia de precios no se ha logrado.

⁸La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

⁹Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.1. BCA: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018		Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020	
Hora	MTR	MDA	MTR	MDA	C	MTR	MDA
1	-1.6	-6.1***	-1.5	-5.3***		-3.0**	-5.6***
2	-1.6	-6.2***	-2.5	-5.3***		-4.3***	-5.7***
3	-2.0	-4.9***	-3.7***	-8.1***		-3.2**	-5.2***
4	-2.2	-4.4***	-1.5	-4.1***		-3.5***	-4.8***
5	-2.4	-4.3***	-1.9	-4.2***		-3.4**	-5.5***
6	-2.7*	-7.0***	-3.8***	-5.3***		-3.0**	-4.0***
7	-4.0***	-9.7***	-2.0	-2.7*		-3.7***	-5.4***
8	-4.8***	-15.3***	-2.4	-2.4	276.0	-5.2***	-4.8***
9	-2.7*	-12.7***	-2.0	-2.8*		-3.7***	-3.0**
10	-2.7*	-8.9***	-2.1	-4.3***		-5.0***	-2.9**
11	-2.0	-8.2***	-2.5	-5.0***		-4.4***	-3.0**
12	-1.9	-7.3***	-2.1	-5.4***		-4.4***	-2.9**
13	-1.9	-5.2***	-2.1	-6.3***		-3.5***	-4.9***
14	-1.9	-5.3***	-2.0	-3.4**		-3.3**	-16.6***
15	-1.8	-5.4***	-2.7*	-3.8***		-3.5***	-16.9***
16	-1.8	-8.5***	-1.4	-3.0**		-4.1***	-6.3***
17	-1.7	-7.0***	-1.8	-6.3***		-2.2	-15.7***
18	-2.0	-5.7***	-1.8	-5.7***		-2.7*	-4.1***
19	-2.0	-11.2***	-3.4**	-5.0***		-3.3**	-3.5***
20	-2.7*	-8.9***	-4.6***	-5.5***		-3.3**	-7.8***
21	-3.4**	-10.6***	-1.2	-6.1***		-2.6*	-3.4**
22	-3.0**	-9.6***	-1.2	-5.6***		-4.1***	-5.1***
23	-2.7*	-8.1***	-1.6	-6.8***		-1.7	-3.5***
24	-3.3**	-5.7***	-1.1	-2.5	40.4	-3.5***	-3.4**
	-8.2 ***	-6.4 ***	-3.4 **	-2.1		-4.0 ***	-5.6 ***
E_c	0 %		8.3 %			0 %	

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. C se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.2. BCA: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	46.94***	9.7	1.8***	29.03	34.1	2.9***	-75.66***	17.6	4.1***
2	64.34***	10.7	3.4***	58.22**	26.0	2.2***	-47.71***	11.7	3.0***
3	72.60***	11.9	2.1***	89.94***	29.8	2.3***	-21.29**	10.0	1.7***
4	79.29***	15.6	3.1***	110.2***	22.2	2.7***	-7.669	9.9	1.9***
5	77.37***	14.7	2.0***	102.1***	19.9	2.9***	-14.98	10.1	3.0***
6	70.01***	13.4	3.0***	132.0***	41.9	3.1***	-30.53**	13.6	3.0***
7	57.34***	10.6	2.1***	91.01**	36.7	3.3***	-82.40***	23.2	3.1***
8	33.77***	7.9	1.7***	28.52	18.9	3.4***	-118.9***	25.6	2.8***
9	29.79***	8.7	0.8	14.95	31.6	3.5***	-68.40***	17.4	3.5***
10	27.87***	8.3	1.0	-36.91	37.1	5.1***	-50.39**	20.7	3.7***
11	12.99*	7.3	1.5**	-141.0	103.4	5.8***	-61.79***	21.8	4.2***
12	8.554	7.1	3.2***	-210.2*	121.2	5.4***	77.60	73.5	3.7***
13	-20.05	27.2	2.4***	-328.9*	172.8	3.7***	42.04	79.3	4.0***
14	-19.58	26.7	3.0***	-469.1**	183.2	3.2***	-0.603	88.2	3.9***
15	-16.49	30.8	3.0***	-549.4***	152.3	3.6***	-41.85	83.2	4.2***
16	-33.43	33.9	3.1***	-613.8***	207.9	2.9***	-55.43	94.2	4.0***
17	-18.74	23.9	2.4***	-570.1***	166.6	3.5***	-94.70	97.6	3.4***
18	-18.58	14.9	1.9***	-556.1***	131.3	2.3***	-182.3*	98.0	3.7***
19	-0.662	21.8	2.3***	-570.1***	165.1	2.6***	-316.3***	84.9	3.3***
20	-53.50***	17.7	2.3***	-641.1***	152.5	2.4***	-390.3***	80.7	3.7***
21	-37.58**	19.0	3.6***	-558.4***	122.4	2.6***	-315.7***	81.9	3.7***
22	2.205	14.5	5.5***	-337.8***	124.1	3.0***	-156.9**	73.7	3.7***
23	4.979	8.5	3.6***	-199.5**	90.4	3.1***	-33.38	64.7	3.9***
24	33.98***	9.7	3.9***	-27.85	39.2	2.9***	-84.97***	18.7	3.9***
	16.82**	8.4	3.4***	-214.8***	82.4	5.9***	-88.84**	41.8	5.3***
E_d	41.7%			25%			37.5%		

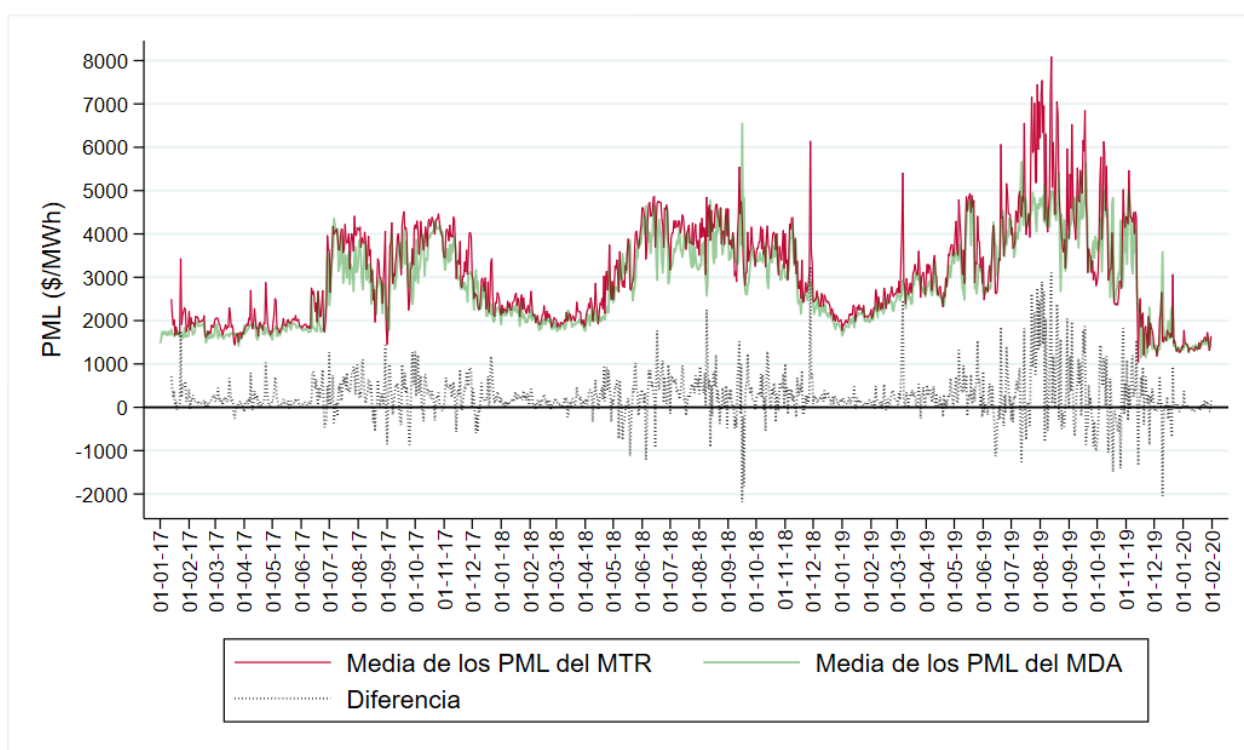
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10% es marcado por *, 5% por **, y 1% por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10% de significancia, ** con 5%, y *** con 1%. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.2. Baja California Sur

Para la GCR BCS, en la figura 3.3 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido varios cambios, en promedio, casi siempre el PML del MTR es mayor que el PML del MDA. La variabilidad de la diferencia de precios crece conforme al tiempo.

Figura 3.3. BCS: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.3 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada¹⁰. En la cual se ve que durante febrero de 2019 a enero de 2020 aumentó el número de horas en donde los precios son previsibles para el MTR, también en este periodo no son previsibles los precios promedio diarios. En cambio, se tiene que en febrero de 2017 a enero de 2019 son previsibles los precios promedio diarios del MTR.

¹⁰La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

El número de horas en donde los precios son previsible para MTR, varían conforme a los periodos. No obstante, las series de tiempo de los precios promedio diarios del MDA son no previsible.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que las series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, solo se analiza la prueba de cointegración de los precios entre el MDA y el MTR para las horas que cumplen esto. Con base en el resultado en la columna nombrada *C* de la tabla 3.3, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), teniendo que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza¹¹. Los precios promedio diarios están cointegrados en febrero de 2017 a enero de 2018 y en febrero de 2018 a enero 2019. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.3), se aprecia que es 45.8 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 54.2 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 8.3 % para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR BCA se observan en la tabla 3.4. Desde febrero de 2017 a enero de 2020, en todas las horas la diferencia es distinta de cero, por lo tanto, la eficiencia del mercado en sentido de cointegración es cero. Además, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna *B* de la tabla 3.4). Para las series de los precios promedio diarios se observa que la media de las diferencias entre los precios del MTR y del MDA fue, 248.8 en febrero de 2017 a enero de 2018, 261.1 en febrero de 2018 a enero 2019 y 283 en febrero 2019 y enero 2020. Para la GCR BCS los resultados permiten concluir que, con base en las pruebas, no se ha logrado una eficiencia conforme al tiempo, dado por lo siguiente. La previsible de los precios es variada para las horas. La medida de eficiencia dada por la cointegración decreció considerablemente en los últimos meses. Además, que la convergencia de precios no se ha logrado y la diferencia de los precios entre ambos mercados ha crecido.

¹¹Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.3. BCS: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	<i>C</i>	MTR	MDA	<i>C</i>	MTR	MDA	<i>C</i>
1	-1.6	-2.6*		-1.5	-2.1	116.0	-3.0**	-1.8	
2	-1.6	-1.8	158.2	-2.5	-1.6	246.3	-4.3***	-1.9	
3	-2.0	-2.3	201.4	-3.7***	-3.1**		-3.2**	-2.4	
4	-2.2	-3.6***		-1.5	-2.1	131.8	-3.5***	-2.4	
5	-2.4	-2.6	201.4	-1.9	-5.0***		-3.4**	-2.5	
6	-2.7*	-2.6*		-3.8***	-4.9***		-3.0**	-3.3**	
7	-4.0***	-3.0**		-2.0	-4.9***		-3.7***	-3.2**	
8	-4.8***	-2.5		-2.4	-3.2**		-5.2***	-3.5***	
9	-2.7*	-2.6*		-2.0	-1.9	261.4	-3.7***	-2.7*	
10	-2.7*	-3.4**		-2.1	-4.3***		-5.0***	-3.7***	
11	-2.0	-2.3	112.7	-2.5	-2.8*		-4.4***	-3.4**	
12	-1.9	-2.6*		-2.1	-2.0	120.8	-4.4***	-3.4**	
13	-1.9	-2.4	86.8	-2.1	-1.9	114.8	-3.5***	-3.1**	
14	-1.9	-2.1	186.3	-2.0	-2.0	124.0	-3.3**	-2.3	
15	-1.8	-1.7	211.8	-2.7*	-5.5***		-3.5***	-2.5	
16	-1.8	-1.6	124.1	-1.4	-2.0	134.1	-4.1***	-2.5	
17	-1.7	-1.5	35.3	-1.8	-1.5	123.3	-2.2	-2.3	82.7
18	-2.0	-1.4	106.4	-1.8	-1.6	116.4	-2.7*	-2.6*	
19	-2.0	-1.5	115.4	-3.4**	-3.6***		-3.3**	-2.5	
20	-2.7*	-1.4		-4.6***	-3.7***		-3.3**	-2.4	
21	-3.4**	-1.3		-1.2	-2.9*		-2.6*	-1.9	
22	-3.0**	-1.2		-1.2	-2.4	114.9	-4.1***	-2.0	
23	-2.7*	-1.5		-1.6	-2.0	169.1	-1.7	-2.5	64.7
24	-3.3**	-2.1		-1.1	-2.2	138.8	-3.5***	-1.7	
	-2.5	-1.7	136.2	-1.6	-1.6	114.0	-3.1 **	-2.2	
<i>E_c</i>	45.8 %			54.2 %			8.3 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. *C* se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. *E_c* se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.4. BCS: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	146.2***	24.6	2.1***	176.0***	44.3	1.1	172.1**	73.4	2.8***
2	182.3***	24.4	2.4***	263.7***	51.9	0.9	189.0***	66.6	3.6***
3	246.3***	26.9	2.7***	260.7***	50.5	0.8	188.7***	60.8	4.5***
4	305.5***	33.3	3.5***	224.1***	36.5	2.3***	110.6**	46.4	3.1***
5	305.5***	33.2	3.5***	191.5***	36.7	2.3***	117.3***	40.8	2.9
6	312.9***	36.1	3.9***	244.9***	50.0	0.6	160.7***	44.6	1.2***
7	267.7***	32.3	2.5***	261.7***	34.0	2.7***	196.5***	47.7	2.7***
8	227.3***	29.0	2.7***	214.7***	35.0	2.7***	145.4***	49.0	2.7***
9	277.7***	37.5	3.0***	282.6***	34.0	1.7***	193.8***	46.1	2.2***
10	310.1***	36.5	2.8***	303.2***	38.8	2.4***	167.6***	48.6	2.9***
11	307.9***	33.1	2.1***	291.4***	36.8	1.4*	207.7***	51.9	2.0***
12	311.8***	31.2	1.9***	343.1***	41.4	2.1***	216.6***	55.7	1.7***
13	312.5***	32.8	1.8***	338.7***	38.2	2.7***	198.7***	50.9	2.3
14	292.3***	29.8	3.0***	338.6***	40.3	2.2***	215.0***	51.3	1.1
15	269.1***	27.3	2.2***	341.9***	50.3	1.6***	260.2***	66.5	1.1***
16	262.0***	30.1	2.4***	319.5***	32.1	1.6**	444.8***	103.9	1.8***
17	253.7***	37.1	3.7***	312.6***	37.4	1.8***	573.4***	104.6	3.4***
18	231.8***	35.0	3.8***	263.2***	38.0	2.8***	481.6***	90.8	2.6***
19	233.2***	34.2	3.2***	315.8***	47.5	1.0	497.2***	99.2	2.7***
20	225.6***	32.0	3.1***	312.7***	48.5	0.9	424.2***	104.3	3.2***
21	231.8***	35.4	3.1***	220.5***	61.5	2.6***	361.1***	91.9	3.3***
22	215.0***	35.5	3.6***	177.7***	59.6	2.4***	435.1***	99.1	2.5***
23	189.1***	33.4	3.1***	153.7***	38.3	1.6**	446.6***	112.2	2.9***
24	55.92*	31.2	3.2***	113.4***	34.7	2.8***	405.8***	96.8	3.3***
	248.8***	21.1	4.3***	261.1***	28.0	3.2***	283.7***	43.8	3.9***
E_d	0%			0%			0%		

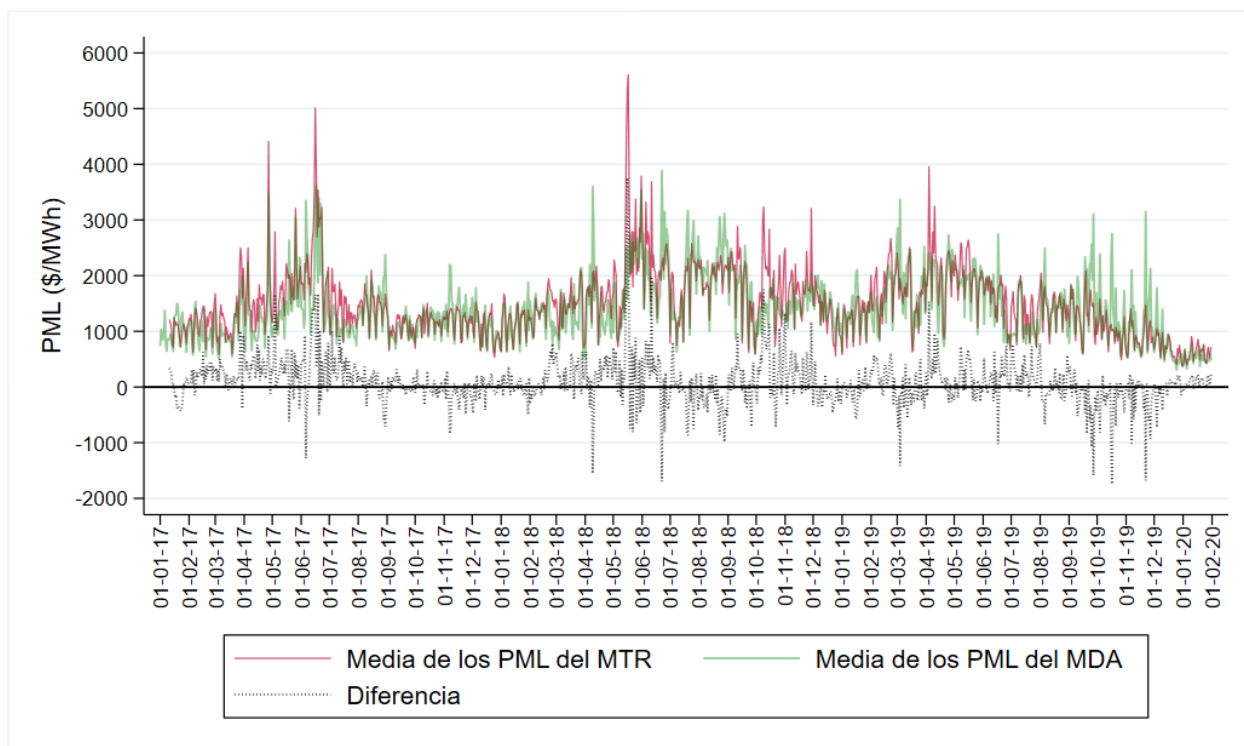
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver Newey y cols., 1987). Nivel de significancia de la media de 10% es marcado por *, 5% por **, y 1% por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10% de significancia, ** con 5%, y *** con 1%. La penúltima fila da información del precio promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.3. Central

Para la GCR Central, en la figura 3.4 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, pero desde abril de 2019 se distingue que, en promedio, los precios han disminuido para ambos mercados. Existe variabilidad en la diferencia de precios, y esta diferencia disminuyó durante agosto de 2017 hasta marzo de 2018 y durante la mitad de diciembre hasta enero de 2020.

Figura 3.4. Central: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.5 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada¹². En la cual se ve que para febrero de 2017 a enero

¹²La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

de 2019 los precios son no previsible para gran número de horas, tanto para el MTR como MDA. Sin embargo, pasa lo contrario para febrero de 2019 a enero de 2020, ya que en gran parte de las horas los precios son no previsible para el MTR y MDA, de igual manera, en este periodo no son previsible los precios promedio diarios.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, solo se analiza la prueba de cointegración de los precios para el periodo febrero de 2019 a enero 2020. Con base en el resultado en la columna nombrada C de la tabla 3.5, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), teniendo que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99% de confianza¹³. Los precios promedio diarios están cointegrados en febrero de 2019 a enero de 2020. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.5), se aprecia que es 0% para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 0% para febrero de 2018 a enero de 2019 y 70.8% para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Central se observan en la tabla 3.6. Desde febrero de 2017 a enero de 2018, en todas las horas la diferencia es distinta de cero. Durante febrero de 2018 a enero de 2019, en el 8.3% de las horas parece ser que la diferencia es cero, y durante febrero de 2019 a enero de 2020, en el 66.7%. No obstante, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99% de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna B de la tabla 3.6). Para las series que considera todas las horas, se observa que la diferencia entre los precios promedio diarios del MTR y del MDA fue, 149.6 en febrero de 2017 a enero de 2018 y 115.4 en febrero de 2018 a enero 2019, sin embargo, para febrero de 2019 y enero de 2020, no se puede decir que la diferencia es significativamente diferente de cero.

Para la GCR Central los resultados permiten concluir que, con base en las pruebas, que la eficiencia del mercado ha incrementado conforme al tiempo, dado por lo siguiente. La previsible de los precios disminuido. La medida de eficiencia dada por la cointegración aumentó considerablemente en el último periodo de tiempo. Además, la diferencia de los precios entre ambos mercados ha disminuido, pero la convergencia de precios no se ha logrado.

¹³Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.5. Central: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018		Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA	C
1	-3.6***	-3.4**	-7.7***	-3.1**	-2.7*	-2.2	
2	-3.9***	-2.6*	-7.4***	-2.8*	-1.9	-2.2	191.8
3	-2.9**	-2.5	-3.1**	-2.8*	-2.0	-2.3	205.8
4	-2.8*	-2.1	-3.2**	-3.0**	-2.0	-2.2	232.9
5	-3.8***	-2.1	-3.2**	-3.0**	-2.0	-2.1	223.1
6	-3.4***	-2.2	-3.3**	-3.2**	-2.0	-2.3	215.8
7	-2.6*	-2.3	-3.4***	-3.9***	-2.1	-2.4	194.3
8	-2.5	-2.9**	-3.8***	-2.7*	-2.1	-2.4	32.5
9	-2.6*	-2.8*	-4.1***	-4.1***	-1.0	-2.3	29.2
10	-3.1**	-4.3***	-8.6***	-3.6***	-1.0	-2.2	27.7
11	-3.3**	-11.2***	-9.5***	-4.4***	-0.7	-2.1	27.5
12	-3.1**	-4.2***	-10.6***	-4.2***	-0.6	-2.1	26.7
13	-3.0**	-4.1***	-10.5***	-3.9***	-0.7	-2.5	25.3
14	-2.8*	-4.2***	-3.3**	-4.0***	-1.0	-2.0	25.5
15	-2.7*	-4.2***	-11.4***	-3.9***	-0.8	-2.2	23.4
16	-2.4	-4.2***	-3.5***	-3.7***	-0.7	-2.5	25.6
17	-2.8*	-4.1***	-3.9***	-4.0***	-0.7	-2.5	23.1
18	-3.2**	-4.3***	-10.0***	-3.5***	-1.2	-3.0**	
19	-3.0**	-4.4***	-12.0***	-5.0***	-1.5	-3.4**	
20	-4.0***	-4.1***	-11.7***	-4.2***	-2.8*	-3.1**	
21	-3.6***	-9.5***	-11.4***	-10.6***	-2.5	-2.9**	
22	-3.5***	-4.3***	-7.8***	-6.0***	-2.3	-2.8*	
23	-2.7*	-4.3***	-9.9***	-4.0***	-2.4	-4.1***	
24	-4.9***	-3.5***	-7.2***	-3.6***	-1.5	-1.8	189.9
	-3.2 **	-3.8 ***	-8.1 ***	-3.7 ***	-1.2	-2.5	154.7
E_c	0 %		0 %		70.8 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. C se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método [Johansen \(1995\)](#), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.6. Central: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	93.68***	27.9	2.8***	95.64**	37.7	5.0***	48.93*	25.7	3.4***
2	141.1***	22.5	3.7***	85.84***	24.7	4.6***	77.12***	17.4	3.1***
3	120.7***	17.9	2.0***	103.3***	23.3	5.0***	90.42***	15.7	2.6***
4	144.6***	19.2	2.5***	98.15***	22.1	4.4***	83.29***	13.2	2.3***
5	149.2***	18.8	2.6***	117.8***	21.4	4.2***	100.4***	13.9	2.4***
6	138.8***	17.6	2.7***	132.7***	22.5	4.2***	98.50***	14.6	2.8***
7	101.2***	17.1	2.6***	85.81***	23.5	4.0***	41.60**	16.7	3.4***
8	112.0***	23.2	1.7***	58.82	37.2	4.3***	8.558	25.4	3.2***
9	70.56***	26.6	1.0	82.90*	45.5	4.0***	9.150	31.1	3.0***
10	74.50***	24.0	2.0***	134.1***	46.6	4.5***	6.794	37.6	2.8***
11	137.1***	39.0	2.6***	133.2***	50.9	5.2***	24.64	37.6	2.2***
12	195.5***	32.1	2.6***	153.6***	49.4	4.6***	35.92	38.6	2.6***
13	238.1***	35.5	3.0***	134.0***	49.8	3.7***	2.901	43.9	3.5***
14	236.6***	34.3	3.3***	151.4***	50.9	3.7***	4.818	41.7	2.9***
15	227.7***	50.4	3.6***	146.8***	52.8	3.2***	8.940	38.6	2.8***
16	272.2***	41.5	3.5***	113.1**	50.7	4.0***	-16.47	47.2	3.2***
17	237.4***	55.3	3.2***	125.4**	61.5	4.9***	-43.05	47.7	3.5***
18	169.7***	51.8	2.9***	142.2***	52.3	4.3***	-58.71	54.3	3.3***
19	93.27**	37.3	2.5***	135.4***	46.4	2.9***	-49.17	54.6	3.5***
20	131.4***	29.5	1.9***	212.4***	46.7	2.9***	2.576	42.1	3.4***
21	123.6***	31.4	4.1***	126.4***	42.9	3.0***	-23.17	46.5	3.5***
22	183.9***	42.3	6.2***	80.48*	43.7	3.5***	-63.96	48.3	3.5***
23	130.3***	37.5	4.1***	56.81	43.2	3.6***	-90.12*	48.1	3.6***
24	68.66**	27.3	3.8***	64.81*	37.8	3.6***	-38.64	27.4	3.2***
	149.6***	34.4	4.5***	115.4***	32.9	5.2***	10.90	22.9	4.4***
E_d	0%			8.3%			66.7%		

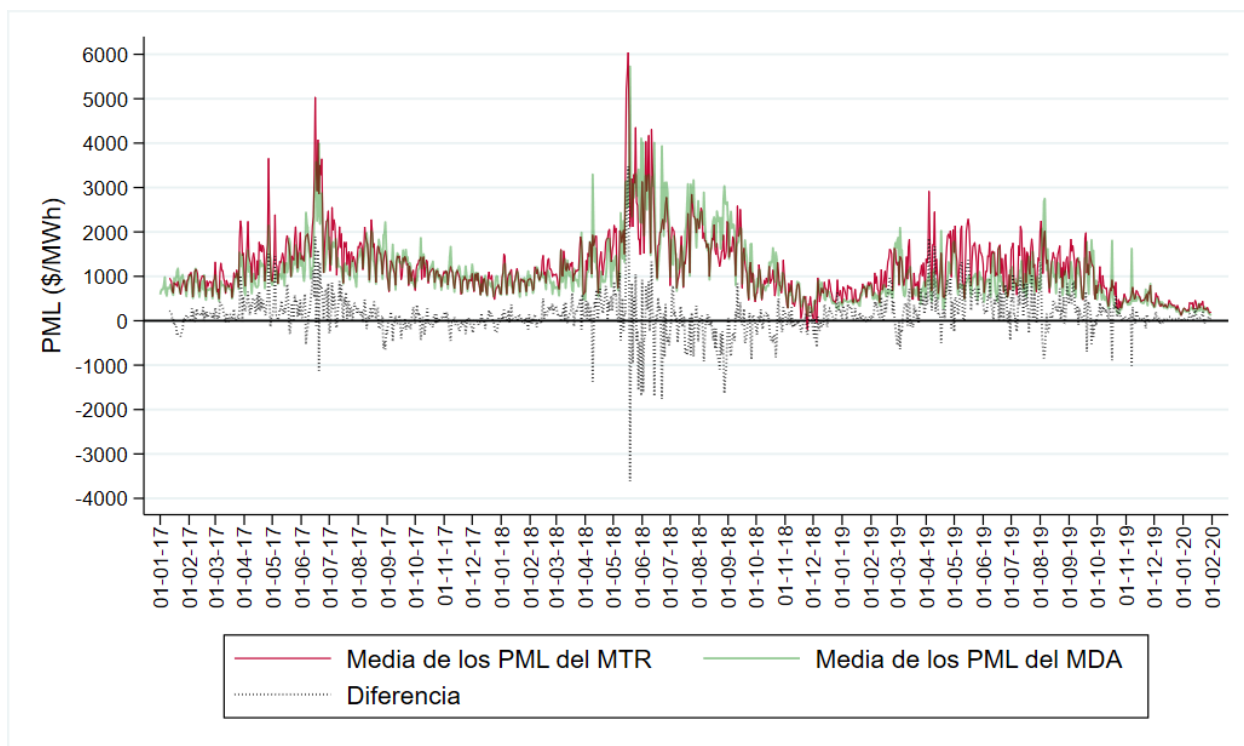
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA.. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10% es marcado por *, 5% por **, y 1% por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10% de significancia, ** con 5%, y *** con 1%. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.4. Noroeste

Para la GCR Noroeste, en la figura 3.5 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, siendo los meses más cercanos a verano donde se han presentado precios más altos que en el resto del tiempo. En estos mismos meses la variabilidad y nivel de la diferencia de precios es mayor que en el resto de los meses.

Figura 3.5. Noroeste: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.7 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada¹⁴. En la cual se ve que para febrero de 2017 a enero

¹⁴La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

de 2018 los precios son previsible para gran número de horas, tanto para el MTR como MDA. En febrero de 2018 a enero de 2019, el número de hora en que los precios del mercado son previsible disminuyó considerablemente y en el periodo siguiente volvió aumentar el número de horas que son previsible los precios para el MDA.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, solo se realiza la prueba de cointegración de los precios para el periodo de febrero 2018 a enero 2019 y febrero de 2019 a enero 2020. Con base en el resultado en la columna nombrada C de la tabla 3.7, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), se tiene que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza¹⁵. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.7), se aprecia que es 0 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 37.5 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 4.2 % para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Noroeste se observan en la tabla 3.8. Para febrero de 2017 a enero de 2018 y febrero de 2019 a enero de 2020, en casi todas las horas, la diferencia es estadísticamente significativa (a excepción de la primera hora en febrero de 2017 a enero de 2018). En cambio, durante febrero de 2019 a enero de 2020, en el 87.5 % de las horas, la diferencia no es significativa. No obstante, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna B de la tabla 3.8). Para los precios promedio diarios la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue de 145.5 en febrero de 2017 a enero de 2018 y 235.7 en febrero de 2019 a enero 2020, sin embargo, para febrero de 2018 a enero de 2020, no se puede decir que la diferencia es significativamente diferente de cero.

Para la GCR Noroeste los resultados permiten concluir, con base en las pruebas, que la eficiencia del mercado incrementó para febrero de 2017 a enero de 2018, pero disminuyó para el siguiente periodo. Además, la convergencia de precios no se ha logrado.

¹⁵Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.7. Noroeste: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018		Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	MTR	MDA	<i>C</i>	MTR	MDA	<i>C</i>
1	-2.6*	-2.9**	-3.3**	-2.4		-2.0	-2.9**	
2	-3.4**	-2.4	-1.7	-2.3	22.1	-2.3	-7.3***	
3	-2.9*	-2.3	-2.2	-1.7	199.4	-2.0	-2.6*	
4	-2.9**	-2.6*	-2.1	-2.0	188.0	-2.4	-2.6*	
5	-4.0***	-2.8*	-2.1	-1.8	182.3	-2.4	-2.6	240.4
6	-3.1**	-2.5	-2.1	-2.2	178.1	-2.4	-2.6*	
7	-2.3	-2.9**	-2.4	-2.2	182.2	-2.2	-5.0***	
8	-2.8*	-2.9**	-2.2	-2.4	179.3	-2.2	-7.7***	
9	-2.5	-3.6***	-2.4	-2.6*		-2.0	-3.8***	
10	-2.7*	-3.8***	-5.7***	-2.4		-0.9	-7.1***	
11	-2.5	-11.6***	-6.1***	-2.6*		-0.9	-2.8*	
12	-2.6*	-3.4**	-3.0**	-2.5		-0.9	-2.9**	
13	-2.7*	-2.9**	-2.9**	-2.5		-1.8	-2.9**	
14	-2.6*	-3.7***	-2.2	-2.3	100.4	-2.0	-2.9*	
15	-2.8*	-3.3**	-2.6	-2.1	98.7	-1.8	-9.3***	
16	-2.3	-3.1**	-2.8*	-2.3		-0.9	-10.4***	
17	-2.7*	-3.0**	-3.1**	-2.0		-1.6	-3.2**	
18	-3.1**	-3.0**	-3.2**	-1.6		-2.0	-3.1**	
19	-2.5	-3.4**	-3.3**	-2.4		-2.4	-7.5***	
20	-3.2**	-4.1***	-2.9**	-2.5		-2.7*	-7.4***	
21	-2.6*	-8.2***	-2.7*	-2.5		-2.9**	-7.2***	
22	-3.5***	-3.8***	-3.2**	-4.2***		-2.7*	-7.4***	
23	-2.8*	-7.8***	-2.3	-4.1***		-2.7*	-9.0***	
24	-2.7*	-6.7***	-2.2	-2.7*		-1.6	-8.8***	
	-2.9 *	-2.3	-2.4	-2.2	120.5	-1.1	-7.3 ***	
E_c	0 %		37.5 %			4.2 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. *C* se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información para los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.8. Noroeste: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	39.32	31.0	1.8***	-86.30	64.2	2.9***	159.6***	26.8	4.1***
2	102.0***	27.2	3.4***	-57.92	42.5	2.2***	186.6***	27.8	3.0***
3	81.83***	17.7	2.1***	-15.18	35.1	2.3***	169.6***	22.7	1.7***
4	107.0***	17.6	3.1***	-21.14	23.2	2.7***	178.3***	19.2	1.9***
5	105.5***	17.8	2.0***	-15.38	23.0	2.9***	182.2***	18.9	3.0***
6	99.82***	12.8	3.0***	-3.755	22.2	3.1***	181.5***	18.9	3.0***
7	78.63***	16.6	2.1***	-11.06	22.6	3.3***	212.5***	20.1	3.1***
8	94.91***	17.3	1.7***	-1.249	25.5	3.4***	238.8***	23.8	2.8***
9	74.91***	18.7	0.8	5.811	27.2	3.5***	242.9***	22.1	3.5***
10	108.3***	19.1	1.0	34.47	43.9	5.1***	230.9***	23.8	3.7***
11	167.5***	23.0	1.5**	51.11	50.8	5.8***	267.7***	33.9	4.2***
12	236.6***	31.1	3.2***	89.40	55.2	5.4***	277.6***	27.8	3.7***
13	279.7***	32.9	2.4***	105.7*	57.6	3.7***	284.2***	27.8	4.0***
14	272.8***	54.9	3.0***	121.4**	57.8	3.2***	292.4***	30.1	3.9***
15	249.0***	48.5	3.0***	75.26	57.8	3.6***	284.4***	30.6	4.2***
16	296.9***	42.2	3.1***	21.76	69.3	2.9***	303.5***	33.3	4.0***
17	247.0***	48.4	2.4***	36.13	73.4	3.5***	273.6***	32.9	3.4***
18	171.3***	47.1	1.9***	37.41	63.3	2.3***	264.8***	34.1	3.7***
19	104.9***	32.3	2.3***	-4.981	60.5	2.6***	255.9***	35.2	3.3***
20	104.3***	34.7	2.3***	6.620	59.1	2.4***	276.3***	38.8	3.7***
21	109.2***	38.3	3.6***	-6.667	44.8	2.6***	264.8***	46.7	3.7***
22	170.6***	40.1	5.5***	-38.68	50.3	3.0***	252.6***	47.1	3.7***
23	138.4***	38.1	3.6***	-52.17	49.6	3.1***	199.4***	45.7	3.9***
24	51.80**	24.7	3.9***	-83.23*	45.1	2.9***	177.1***	35.7	3.9***
	145.5***	30.6	3.9***	7.712	36.5	3.8***	235.7***	23.9	5.2***
E_d	4.2 %			87.5 %			0 %		

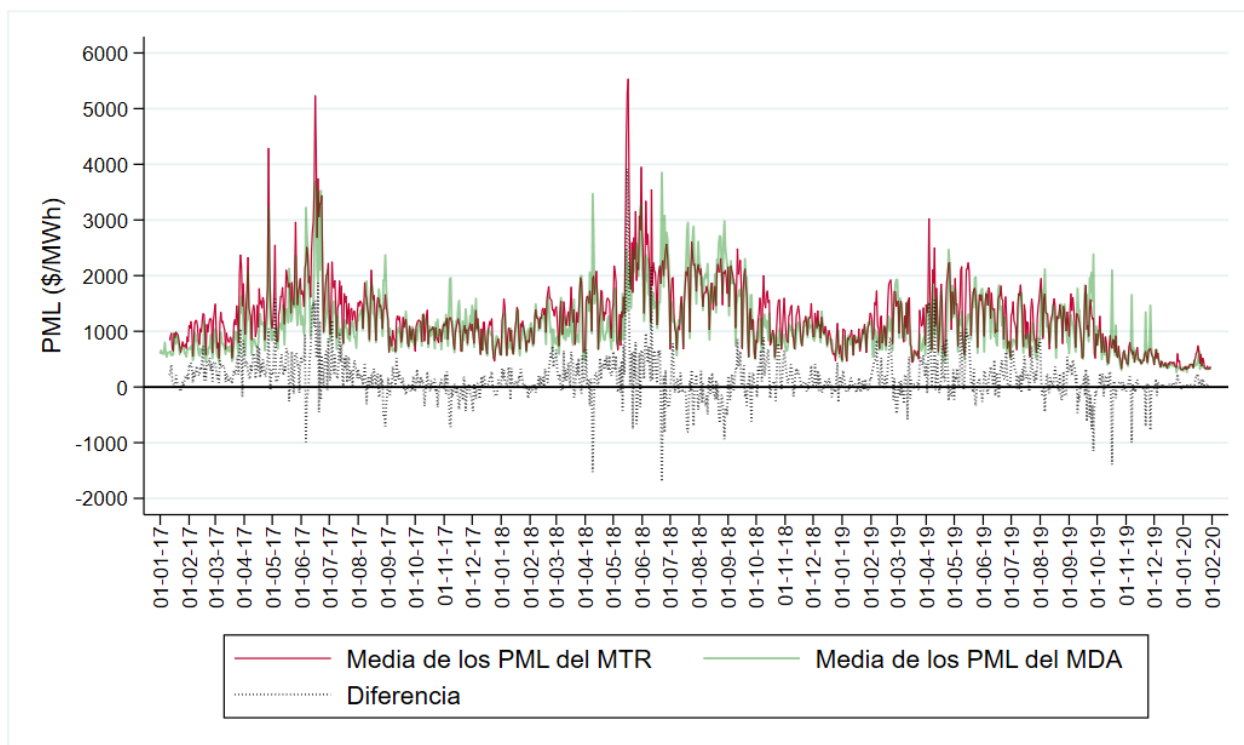
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10 % es marcado por *, 5 % por **, y 1 % por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10 % de significancia, ** con 5 %, y *** con 1 %. La penúltima fila da información para los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.5. Noreste

Para la GCR Noreste, en la figura 3.6 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, en los últimos meses los precios promedio diarios han disminuido para el MTR. La serie de tiempo de la diferencia muestra que existe variabilidad en la diferencia de los precios.

Figura 3.6. Noreste: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.9 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada¹⁶. En la cual se ve que los precios son no previsible para gran número de horas, tanto para el MTR como MDA. Para febrero de 2019 a enero de 2020, los precios promedio diarios del MTR son no previsible.

¹⁶La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, para febrero de 2018 a enero 2019 no se analiza la prueba de cointegración de los precios. Con base en el resultado en la columna nombrada C de la tabla 3.9, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), se da que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza¹⁷. Si se considera el precio promedio diario, se tiene que los precios no están cointegrados. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.9), se aprecia que es 4.2 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 0 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 33.3 % para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Occidental se observan en la tabla 3.10. Para febrero de 2017 a enero de 2019, en todas las horas la diferencia es significativa, este porcentaje subió para febrero de 2019 a enero de 2020 a 4.2 %, en una sola hora la diferencia no es significativa. No obstante, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna B de la tabla 3.10). Para las series de precios promedio diarios, se observa que la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue, en promedio, 201.8 en febrero de 2017 y enero de 2018, 144.3 en febrero de 2018 a enero de 2019 y 113 en febrero de 2019 a enero 2020.

Para la GCR Noreste los resultados permiten concluir, con base en las pruebas, que la eficiencia del mercado para el último año ha crecido, pero en una proporción baja. Se tiene que la previsibilidad de los precios aumentó en el último año del estudio, así como la cointegración de los precios de ambos mercados del corto plazo. La diferencia de los precios entre ambos mercados disminuyó, sin embargo, la convergencia de precios no se ha logrado.

¹⁷Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.9. Noreste: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	<i>C</i>	MTR	MDA	MTR	MDA	<i>C</i>
1	-3.5***	-3.3**	244	-7.5***	-3.0**	-1.7	-2.9**	207
2	-3.7***	-2.7*		-7.2***	-2.6*	-1.7	-2.8*	
3	-2.7*	-2.5		-4.7***	-3.0**	-1.8	-1.9*	
4	-2.7*	-2.6		-3.1**	-2.8*	-2.0	-2.2*	
5	-4.3***	-2.7*		-3.0**	-2.7*	-2.1	-2.3*	
6	-3.2**	-2.5		-3.0**	-2.8*	-2.1	-2.4*	
7	-2.4	-2.5		-2.8*	-3.0**	-2.0	-2.9*	
8	-2.4	-3.0**		-3.0**	-2.5	-2.0	-2.4*	
9	-2.5	-3.0**		-2.6*	-3.3**	-0.9	-2.5*	
10	-2.8*	-10.3***		-3.9***	-3.1**	-0.8	-3.3*	
11	-3.0**	-10.6***		-2.7*	-2.4	-0.8	-3.0*	
12	-2.7*	-3.8***		-3.1**	-3.1**	-0.8	-2.6*	
13	-2.6*	-3.7***		-3.2**	-2.9**	-0.8	-3.2*	
14	-2.6*	-3.7***		-2.7*	-2.8*	-1.1	-2.6*	
15	-2.8*	-3.8***		-3.4**	-2.8*	-1.1	-2.6*	
16	-2.5	-3.5***		-2.8*	-2.9**	-1.0	-3.0*	
17	-2.5	-3.1**		-3.2**	-3.1**	-1.1	-2.9*	
18	-3.3**	-3.6***		-3.0**	-2.4	-1.1	-3.0*	
19	-2.7*	-4.0***		-10.9***	-3.4**	-2.1	-3.1*	
20	-3.7***	-10.6***		-9.9***	-6.1***	-2.6*	-7.0*	
21	-2.8*	-8.6***		-10.4***	-5.8***	-2.8*	-5.4*	
22	-3.4**	-8.5***		-1.9	-3.4**	-2.6*	-4.7*	
23	-2.8*	-8.7***		-8.9***	-3.4***	-2.8*	-6.4*	
24	-4.5***	-8.3***		-6.6***	-6.0***	-1.7	-2.5*	
	-3.1 **	-3.6 ***	-3.5 ***	-3.1 **	-1.1	-3.0 **		
E_c	4.2 %			0 %		33.3 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. *C* se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información sobre los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.10. Noreste: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	144.7***	34.5	3.1***	129.1***	38.0	5.6***	77.56***	21.2	3.5***
2	165.9***	24.9	3.7***	95.32***	24.1	4.7***	104.3***	23.6	3.0***
3	135.3***	17.1	2.0***	89.33***	22.9	5.0***	109.8***	15.9	2.8***
4	152.6***	18.7	2.7***	71.46***	20.2	4.1***	100.1***	13.6	2.9***
5	156.8***	18.7	3.2***	90.97***	18.8	3.6***	118.6***	14.3	3.1***
6	149.6***	16.6	3.2***	106.3***	19.4	3.7***	120.1***	15.3	3.3***
7	128.0***	15.9	3.0***	83.36***	19.5	3.5***	116.2***	18.7	3.7***
8	150.7***	25.0	1.9***	71.12***	20.1	3.3***	122.2***	20.1	3.5***
9	136.2***	27.3	1.4**	97.93***	29.9	2.8***	143.8***	25.1	3.6***
10	147.8***	26.8	2.2***	154.3***	38.4	4.1***	150.8***	27.5	3.0***
11	209.6***	32.1	2.7***	146.4***	43.0	5.5***	146.1***	25.5	2.6***
12	253.0***	31.2	3.3***	174.7***	43.6	5.0***	154.3***	26.4	2.5***
13	298.0***	35.2	3.5***	169.5***	45.7	4.1***	144.9***	27.5	3.1***
14	295.6***	52.7	3.6***	196.2***	64.6	3.8***	133.9***	30.4	2.7***
15	284.4***	52.3	3.8***	175.4***	46.0	3.6***	128.2***	28.2	2.3***
16	313.2***	56.5	3.0***	167.2***	49.9	3.7***	109.0***	29.0	3.1***
17	280.6***	37.2	2.5***	191.2***	60.0	4.6***	91.25**	37.2	2.8***
18	226.4***	46.9	1.9***	187.6***	49.3	4.4***	57.82	41.4	2.5***
19	170.9***	32.1	2.4***	157.0***	42.4	2.8***	74.16**	31.8	2.2***
20	209.9***	33.3	2.2***	216.5***	41.1	3.7***	92.30***	34.6	2.9***
21	201.5***	31.2	4.2***	208.2***	43.1	2.7***	118.8***	41.2	3.3***
22	275.4***	41.8	6.5***	176.9***	47.3	3.5***	109.6***	40.1	3.2***
23	222.2***	37.0	4.2***	161.7***	45.5	4.3***	99.21**	38.4	3.5***
24	136.4***	27.0	4.0***	145.8***	38.8	4.2***	87.89***	25.6	2.8***
	201.8***	34.8	4.9***	144.3***	29.9	5.4***	113.0***	19.8	4.0***
E_d	0%			0%			4.2%		

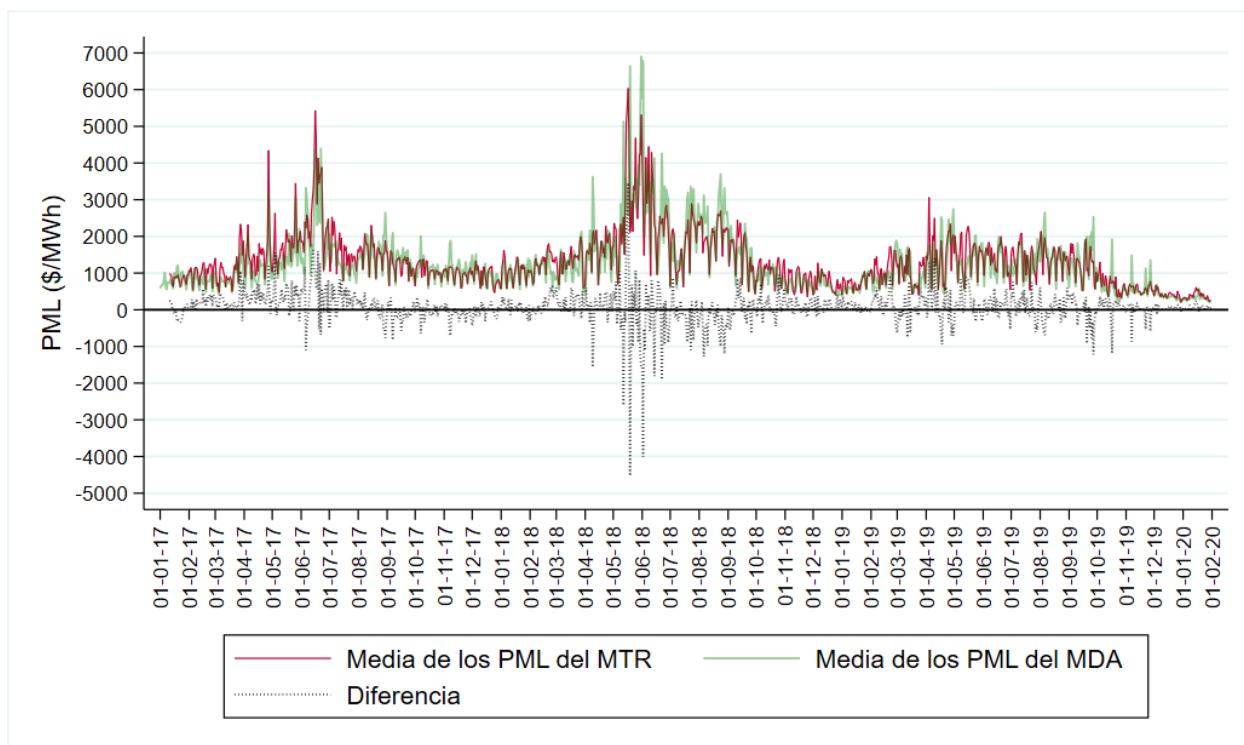
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10% es marcado por *, 5% por **, y 1% por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10% de significancia, ** con 5%, y *** con 1%. La penúltima fila da información sobre los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.6. Norte

Para la GCR Norte, en la figura 3.7 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, desde septiembre los precios promedio han disminuido para ambos mercados. La serie de tiempo de la diferencia muestra que existe variabilidad en la diferencia de los precios precios.

Figura 3.7. Norte: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.11 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada¹⁸. En la cual se observa el número de horas en que los precios son no previsible se ha incrementado con el tiempo. Para febrero de 2018 a enero de 2020, los precios promedio diarios del MTR son no previsible.

¹⁸La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias. Con base en el resultado en la columna nombrada C de la tabla 3.11, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), se da que para todas las horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza¹⁹. Si se considera el precio promedio diario, se tiene que los precios no están cointegrados. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.11), se tiene que es 12.5 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 45.8 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 58.3 % para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Noroeste se observan en la tabla 3.12. Para febrero de 2017 a enero de 2018 en el 12.5 % de las horas, la diferencia no es significativa, en febrero de 2018 a enero de 2019 en el 45.8 %, y en febrero 2019 a febrero 2020 en el 58.3 %. No obstante, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna B de la tabla 3.12). Para las series que considera todas las horas, se observa que la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue, en promedio, 142.4 en febrero de 2017 a enero de 2018, 67.49, sin embargo, para febrero de 2018 a enero de 2019, no se puede decir que la diferencia es significativamente diferente de cero. Para la GCR Norte los resultados permiten concluir, con base en las pruebas, que la eficiencia del mercado por la cointegración de los precios ha crecido, así como el número de horas en donde los precios son no previsible. Sin embargo, no sucede lo mismo para la eficiencia del mercado dada por las horas en donde la media es no significativa, ya que en el último año decreció el número de horas en donde, en promedio, la diferencia es significativa. Además, la diferencia aumentó para el último año y la convergencia de precios no se ha logrado.

¹⁹Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.11. Norte: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	<i>C</i>	MTR	MDA	<i>C</i>	MTR	MDA	<i>C</i>
1	-2.9**	-1.6		-2.1	-2.4	88	-1.5	-2.1	65.5
2	-3.2**	-2.5		-1.9	-1.9	47	-1.5	-2.0	193.7
3	-2.6	-2.4	208	-2.0	-2.3	76	-1.7	-1.8	228.7
4	-2.6*	-2.4		-2.4	-2.0	32	-1.8	-1.9	254.5
5	-3.5***	-2.6*		-1.9	-2.2	243	-1.9	-2.3	230.2
6	-2.5	-2.3	252	-2.0	-2.3	40	-1.9	-2.3	226.5
7	-2.3	-2.1	241	-2.0	-2.0	244	-1.9	-2.4	190.7
8	-2.3	-2.8*		-2.4	-2.9*		-2.0	-5.4***	
9	-2.4	-2.8*		-2.7*	-2.9**		-1.1	-2.8*	
10	-2.6*	-3.7***		-1.5	-2.7*		-0.7	-2.8*	
11	-3.0**	-3.5***		-1.9	-2.4	158	-0.6	-1.7	53.2
12	-2.7*	-3.5***		-2.8*	-2.7*		-0.6	-2.7*	
13	-3.0**	-3.2**		-2.7*	-2.7*		-0.6	-2.9**	
14	-2.5	-3.1**		-2.6*	-2.7*		-0.9	-1.5	54.5
15	-2.6*	-3.4***		-2.5	-2.7*		-0.8	-1.2	48.4
16	-2.3	-2.7*		-2.4	-1.3	32	-0.7	-2.4	49.7
17	-2.3	-2.8*		-2.3	-2.7*		-0.8	-2.4	42.0
18	-3.1**	-2.9**		-1.7	-1.5	154	-1.0	-3.0**	
19	-2.5	-3.5***		-2.7*	-2.7*		-1.7	-8.8***	
20	-3.4**	-4.0***		-2.9**	-2.3		-2.8*	-2.9**	
21	-2.7*	-9.0***		-2.7*	-2.1		-2.2	-6.5***	
22	-3.2**	-3.5***		-2.5	-2.7*		-2.5	-2.6	116.0
23	-2.4	-3.6***		-1.9	-4.9***		-1.9	-2.6*	
24	-4.4***	-2.7*		-2.0	-2.2	146	-1.3	-2.2	193.0
	-2.9 **	-3.2 **		-2.3	-2.0	126.7	-0.9	-2.5	172.2
E_c	12.5 %			45.8 %			58.3 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. *C* se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.12. Norte: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	62.34*	33.6	3.1***	-99.76	61.2	2.5***	-19.77	28.1	3.3***
2	101.3***	31.5	3.9***	-99.77*	58.8	3.3***	15.16	22.4	3.3***
3	80.39***	20.3	2.7***	-12.08	41.8	2.4***	37.30*	21.0	2.0***
4	119.2***	21.3	2.8***	-10.59	33.0	2.4***	68.72***	16.3	1.6**
5	134.7***	20.7	3.0***	6.812	24.5	1.9***	79.51***	17.5	2.4***
6	127.6***	16.6	3.0***	13.13	28.6	2.3***	76.55***	18.1	2.3***
7	97.33***	17.1	2.8***	-8.827	26.0	2.5***	91.76***	18.9	3.3***
8	125.1***	24.7	1.9***	18.49	29.2	2.5***	77.83***	23.2	1.4**
9	104.3***	24.5	1.5**	47.04	31.7	3.0***	126.5***	19.8	2.9***
10	103.6***	25.0	1.5**	86.98**	40.7	4.2***	126.7***	23.8	2.6***
11	167.9***	39.1	2.0***	60.76	47.8	5.3***	121.9***	22.6	2.9***
12	214.4***	32.4	2.9***	92.72*	56.1	4.9***	129.1***	25.1	2.6***
13	249.6***	37.7	3.8***	110.2*	60.6	3.8***	119.5***	26.9	2.9***
14	254.1***	52.7	3.2***	121.1**	61.3	3.4***	114.0***	29.2	2.6***
15	254.4***	52.9	3.5***	86.93	57.7	4.0***	109.4***	27.2	2.1***
16	271.0***	59.9	2.8***	-0.115	68.2	2.8***	99.83***	33.4	2.7***
17	234.7***	50.4	2.1***	40.05	71.1	3.2***	77.09**	34.4	2.5***
18	155.1***	53.9	2.0***	-35.84	60.8	1.4**	75.20**	37.8	2.5***
19	79.55**	36.8	2.2***	-56.63	63.6	1.8***	40.37	39.5	2.5***
20	101.5***	29.9	2.2***	-27.03	63.7	2.3***	77.45**	34.7	2.7***
21	96.05***	32.9	4.6***	-44.78	66.3	2.6***	39.04	42.6	3.0***
22	160.7***	43.1	5.3***	-106.4*	59.6	2.3***	13.14	43.4	2.6***
23	89.67**	39.1	3.6***	-181.6**	79.0	3.4***	-26.56	44.1	3.5***
24	33.98	32.1	3.0***	-174.7***	66.1	2.7***	-51.26	34.1	3.2***
	142.4***	34.7	4.4***	-7.319	39.7	3.9***	67.49***	19.7	3.5***
E_d	4.2%			66.7%			29.2%		

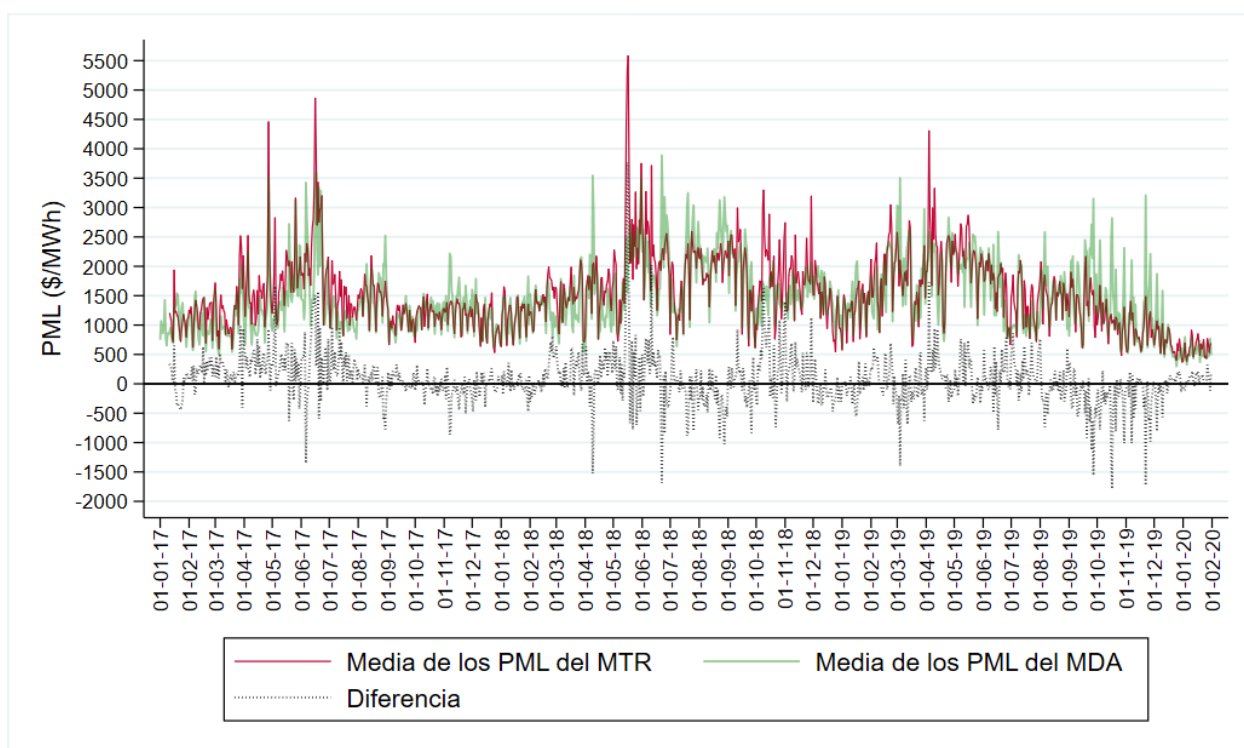
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10% es marcado por *, 5% por **, y 1% por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10% de significancia, ** con 5%, y *** con 1%. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.7. Oriental

Para la GCR Oriental, en la figura 3.8 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, para el MTR desde abril de 2019 se distingue que, en promedio, los precios han disminuido, sin embargo, no sucede eso para el MDA. Existe variabilidad en la diferencia de precios y al igual que en la GCR Central, la diferencia disminuyó durante agosto de 2017 hasta marzo de 2018 y durante en los últimos meses de 2019 se nota que la diferencias de ellos precios aumentó porque los precios del MDA fueron mayores que los del MDA.

Figura 3.8. Oriental: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.13 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada²⁰. En la cual se ve que para febrero de

²⁰La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible

2017 a enero de 2019 los precios son no previsibles para gran número de horas, tanto para el MTR como MDA. No obstante, para febrero de 2019 a enero 2020 en gran parte de las horas los precios son no previsibles para el MTR y MDA, de igual manera, en este periodo no son previsibles los precios, si se considera las series de precios promedio diarios.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, solo se analiza la prueba de cointegración de los precios para el periodo febrero de 2019 a enero 2020. Con base en el resultado en la columna nombrada C de la tabla 3.13, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), teniendo que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza²¹, estas horas son de la 18 a la 23, igual que en la GCR Central. Si se consideran la serie de precios promedio diarios, se tiene que los mercados están cointegrados en febrero de 2019 a enero de 2020. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.13), se aprecia que es 0 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 0 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 70.8 % para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Oriental se observan en la tabla 3.14. Desde febrero de 2017 a enero de 2018, en todas las horas la diferencia es distinta de cero. Durante febrero de 2018 a enero de 2019, en el 16.7 % de las horas parece ser que la diferencia es cero, y durante febrero de 2019 a enero de 2020, en el 45.8 %. No obstante, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna B de la tabla 3.14). Para los precios promedio diarios se observa que la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue, en promedio, 142.4 en febrero de 2017 a enero de 2018 y 105.4 en febrero de 2018 a enero 2019, sin embargo, para febrero de 2019 y enero de 2020, no se puede decir que la diferencia es significativamente diferente de cero.

Para la GCR Oriental los resultados permiten concluir, con base en las pruebas, que la eficiencia del mercado ha incrementado conforme al tiempo, dado por lo siguiente. La previsibilidad de los precios ha disminuido. La medida de eficiencia dada por la cointegración aumentó en el último periodo de tiempo. Además, la diferencia de los precios entre ambos mercados decreció, pero la convergencia de precios no se ha logrado.

es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

²¹Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.13. Oriental: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018		Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA	C
1	-3.6***	-3.5***	-7.9***	-3.0**	-2.7*	-2.2	
2	-3.9***	-2.6*	-7.7***	-2.7*	-2.0	-2.2	197.7
3	-2.9*	-2.4	-3.2**	-2.7*	-2.1	-1.9	204.4
4	-2.8*	-2.3	-3.3**	-2.9**	-2.0	-2.1	228.3
5	-3.3**	-2.1	-3.3**	-2.6*	-2.1	-1.8	215.0
6	-3.4**	-2.2	-3.4**	-3.1**	-2.0	-2.0	231.6
7	-2.6*	-2.3	-3.5***	-3.2**	-2.0	-2.4	194.4
8	-2.5	-2.9**	-3.9***	-2.8*	-2.2	-2.3	30.3
9	-2.7*	-2.9**	-4.1***	-4.1***	-2.1	-2.2	26.2
10	-3.2**	-4.3***	-11.4***	-4.0***	-1.2	-2.2	217.7
11	-3.3**	-11.2***	-9.5***	-4.4***	-0.9	-2.1	246.8
12	-3.2**	-4.3***	-10.9***	-4.2***	-0.7	-2.2	217.7
13	-3.1**	-4.2***	-10.6***	-3.9***	-0.8	-2.6	26.2
14	-2.8*	-4.3***	-3.4**	-4.0***	-1.0	-2.1	24.0
15	-3.1**	-4.3***	-11.7***	-3.9***	-0.9	-2.2	23.1
16	-2.4	-4.3***	-10.3***	-3.7***	-0.7	-2.5	204.4
17	-2.4	-4.2***	-10.2***	-9.4***	-0.8	-2.6	24.3
18	-3.2**	-4.4***	-10.2***	-3.6***	-1.2	-3.0**	
19	-3.0**	-4.4***	-12.0***	-4.1***	-1.4	-3.1**	
20	-4.0***	-4.2***	-11.3***	-4.1***	-2.7*	-3.2**	
21	-3.5***	-9.6***	-11.2***	-6.6***	-2.5	-3.1**	
22	-4.3***	-4.4***	-7.8***	-6.1***	-2.3	-3.0**	
23	-2.7*	-4.3***	-10.0***	-6.1***	-2.5	-4.0***	
24	-5.0***	-3.4**	-7.2***	-3.5***	-1.7	-2.0	194.6
	-3.2 **	-3.8 ***	-8.2 ***	-3.7 ***	-2.1	-2.5	149.4
E_c	0 %		0 %		70.8 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. C se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.14. Oriental: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	82.82***	28.6	2.8***	99.93**	38.9	4.9***	50.57*	27.2	3.3***
2	142.2***	23.3	3.6***	87.03***	26.0	4.3***	78.24***	19.9	3.0***
3	124.8***	18.9	2.0***	104.4***	24.5	4.6***	100.2***	19.4	2.7***
4	151.1***	20.2	2.6***	92.01***	23.6	4.1***	88.11***	16.0	2.0***
5	155.7***	19.4	2.5***	111.4***	23.0	4.3***	98.01***	16.2	2.6***
6	142.6***	18.4	2.7***	129.0***	23.8	4.3***	94.26***	16.1	2.5***
7	102.1***	17.7	2.6***	82.13***	24.6	4.0***	34.57*	18.6	3.3***
8	108.8***	23.6	1.6***	53.83	38.5	4.3***	-2.426	28.6	3.4***
9	60.52**	27.2	1.1	80.59*	47.3	4.0***	-0.531	34.1	2.8***
10	62.48**	24.2	1.9***	126.5***	47.3	4.5***	-6.339	29.8	2.8***
11	122.5***	38.2	2.6***	122.9**	51.0	5.3***	6.560	29.8	2.1***
12	181.0***	31.9	2.6***	143.2***	49.8	4.6***	6.798	31.4	2.9***
13	221.4***	35.0	2.9***	118.3**	50.2	3.8***	-29.08	47.1	3.7***
14	219.0***	33.7	3.2***	135.9***	51.2	3.9***	-34.32	45.1	3.3***
15	211.5***	48.4	3.5***	125.8**	52.6	3.2***	-24.89	41.9	3.1***
16	255.1***	40.6	3.3***	93.44*	50.6	4.0***	-54.45	35.9	3.4***
17	225.8***	54.8	3.3***	108.9*	60.8	4.7***	-83.63*	50.5	3.5***
18	156.5***	50.6	2.9***	126.4**	51.7	4.2***	-94.33**	41.4	3.5***
19	80.95**	37.1	2.3***	120.3***	46.2	2.9***	-100.8*	58.4	3.7***
20	125.7***	29.6	1.8***	211.3***	47.6	3.0***	-37.21	44.1	3.4***
21	122.0***	31.6	4.2***	113.2***	43.4	3.0***	-81.39	49.6	3.5***
22	178.1***	41.8	5.9***	56.01	44.6	3.5***	-115.1**	51.7	3.5***
23	122.7***	37.1	3.9***	27.96	44.2	3.6***	-132.1**	51.9	3.4***
24	62.05**	27.4	3.6***	61.34	38.1	3.5***	-67.39**	30.1	3.1***
	142.4***	33.8	4.3***	105.4***	33.2	5.2***	-12.82	24.6	4.5***
E_d	0%			16.7%			45.8%		

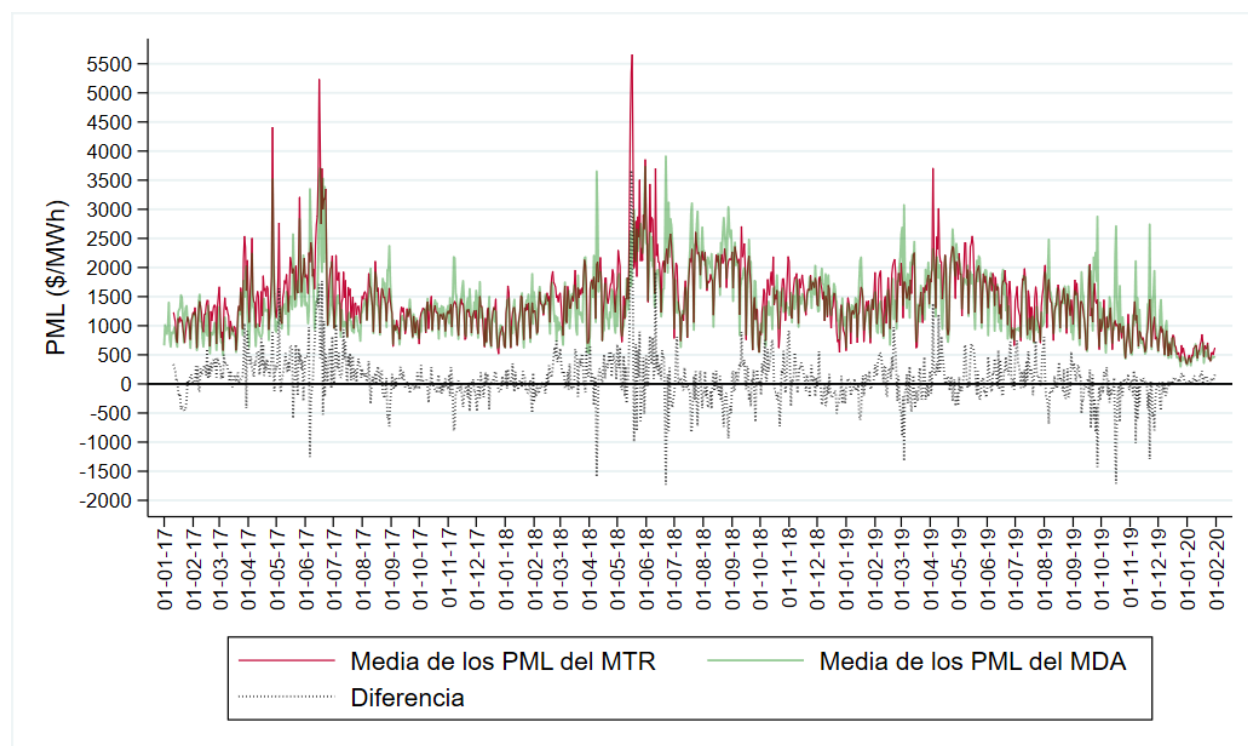
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10% es marcado por *, 5% por **, y 1% por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10% de significancia, ** con 5%, y *** con 1%. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.8. Occidental

Para la GCR Occidental, en la figura 3.9 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se observa que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, pero desde abril de 2019 se distingue que, en promedio, los precios del MTR han disminuido igual que en la GCR Central y GCR Oriental. La serie de tiempo de la diferencia muestra que existe variabilidad en la diferencia de precios, además, esta disminuyó durante agosto de 2017 hasta marzo de 2018 y durante la mitad de diciembre de 2019 hasta enero de 2020.

Figura 3.9. Occidental: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica de diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.15 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada²². En la cual se ve que para febrero de 2017 a enero de 2019 los precios son no previsible para gran número de horas, tanto para

²²La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

el MTR como MDA. No obstante, pasa lo contrario para febrero de 2019 a enero de 2020, ya que en gran parte de las horas los precios son no previsible para el MTR y MDA. Para este mismo periodo, e i no son previsible los precios promedio diarios para el MTR.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, solo se analiza la prueba de cointegración de los precios para el periodo febrero de 2019 a enero 2020. Con base en el resultado en la columna nombrada *C* de la tabla 3.15, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), teniendo que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza²³. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.15), se aprecia que es 0 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 0 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 75 % para febrero de 2019 a enero de 2020.

Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Occidental se observan en la tabla 3.16. Desde febrero de 2017 a enero de 2018, en todas las horas la diferencia es distinta de cero. Durante febrero de 2018 a enero de 2019, en el 20.8 % de las horas parece ser que la diferencia es cero, y durante febrero de 2019 a enero de 2020, en el 66.7 %. Sin embargo, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna *B* de la tabla 3.16). Para las series que considera todas las horas, se observa que la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue, en promedio, 148.9 en febrero de 2017 a enero de 2018 y 78.52 en febrero de 2018 a enero 2019, sin embargo, para febrero de 2019 y enero de 2020, no se puede decir que la diferencia es significativamente diferente de cero.

Para la GCR Occidental los resultados permiten concluir, con base en las pruebas, la eficiencia del mercado ha incrementado conforme al tiempo, dado por lo siguiente. La previsibilidad de los precios ha disminuido. La medida de eficiencia dada por la cointegración de los precios de los mercados aumentó más de tres veces del segundo periodo al tercero. Además, la diferencia de los precios entre ambos mercados ha decrecido, pero la convergencia de precios no se ha logrado.

²³Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.15. Occidental: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018		Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA	C
1	-3.2**	-3.4**	-7.7***	-3.1**	-1.9	-2.1	104
2	-3.9***	-2.7*	-3.1**	-2.7*	-1.8	-2.5	201
3	-2.9**	-2.5	-2.9**	-2.7*	-1.8	-2.3	220
4	-2.8*	-2.1	-3.0**	-2.9**	-2.0	-2.2	234
5	-3.8***	-2.1	-3.0**	-2.9**	-1.9	-1.8	230
6	-3.4***	-2.2	-3.2**	-3.1**	-2.0	-1.5	205
7	-2.6*	-2.4	-3.3**	-3.1**	-2.1	-1.4	185
8	-2.5	-2.9**	-3.4**	-2.7*	-2.0	-2.3	30
9	-2.6*	-2.9**	-3.2**	-4.0***	-0.5	-2.4	38
10	-3.0**	-4.3***	-4.5***	-3.9***	-0.6	-1.5	39
11	-3.2**	-11.2***	-5.0***	-3.8***	-0.4	-2.4	32
12	-3.0**	-4.2***	-4.0***	-4.0***	-0.4	-2.3	32
13	-2.9**	-4.0***	-3.7***	-3.9***	-0.3	-2.6*	
14	-2.8*	-4.1***	-3.1**	-3.9***	-0.6	-2.1	32
15	-3.0**	-4.2***	-9.4***	-3.8***	-0.6	-1.0	33
16	-2.4	-4.0***	-3.2**	-3.6***	-0.5	-2.5	27
17	-2.7*	-3.8***	-3.7***	-3.9***	-0.5	-1.6	26
18	-3.2**	-4.2***	-3.6***	-3.4***	-1.0	-3.7***	
19	-2.9**	-4.4***	-10.9***	-4.8***	-1.3	-2.5	34
20	-4.0***	-4.2***	-10.5***	-4.0***	-2.5	-7.6***	
21	-3.1**	-9.6***	-11.2***	-10.7***	-2.7*	-4.2***	
22	-3.6***	-10.0***	-7.5***	-6.0***	-2.3	-5.0***	
23	-3.0**	-4.3***	-9.6***	-3.9***	-2.3	-4.3***	
24	-4.8***	-3.4***	-1.8	-3.5***	-1.3	-1.8	192
	-3.2 **	-3.8 ***	-3.8 ***	-3.6 ***	-0.9	-2.7 *	
E_c	0 %		0 %		75 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. C se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método [Johansen \(1995\)](#), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.16. Occidental: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	95.05***	29.5	3.2***	73.21**	36.6	4.8***	38.69*	23.27	3.0***
2	138.9***	22.6	3.7***	68.71***	24.0	4.2***	70.48***	17.48	2.8***
3	118.7***	17.7	2.0***	98.32***	22.3	4.8***	78.23***	14.75	2.2***
4	143.3***	19.1	2.5***	93.88***	21.7	4.4***	80.32***	12.86	2.2***
5	148.4***	18.8	2.7***	111.0***	21.1	4.2***	97.33***	13.32	2.2***
6	137.7***	17.2	2.7***	128.5***	22.0	4.1***	99.48***	14.47	3.0***
7	100.9***	16.5	2.4***	79.25***	22.2	3.9***	52.07***	16.51	3.5***
8	113.0***	22.8	1.6***	49.44*	28.9	3.5***	9.766	24.3	3.2***
9	74.52***	26.1	1.0	69.21**	34.6	3.2***	10.74	28.01	3.4***
10	78.70***	23.9	1.8***	101.5**	40.8	4.3***	35.07	33.37	3.5***
11	142.7***	39.8	2.6***	75.42*	44.2	5.6***	49.03	32.13	3.0***
12	200.7***	32.6	2.7***	109.4**	45.3	5.4***	69.16**	33.4	3.1***
13	246.2***	36.5	3.1***	98.03**	46.9	4.1***	56.07	35.92	3.1***
14	243.4***	35.1	3.4***	117.3**	49.0	4.0***	48.12	35.96	2.8***
15	232.2***	52.6	3.8***	100.5**	47.3	3.9***	53.15	34.44	2.5***
16	270.9***	62.1	3.3***	96.75*	49.9	4.2***	23.73	44.95	3.5***
17	227.2***	38.0	2.7***	105.7*	60.9	5.0***	-4.827	46.59	3.6***
18	164.6***	51.0	2.6***	90.88*	49.9	4.4***	-23.16	53.84	3.2***
19	88.22***	32.8	2.5***	29.88	41.4	3.1***	-3.733	52.91	3.2***
20	125.8***	29.1	1.8***	75.29*	41.5	3.7***	30.67	41.62	3.2***
21	114.6***	31.3	4.1***	60.40	40.3	2.9***	3.719	48.38	3.6***
22	178.7***	43.0	6.4***	24.15	41.1	3.3***	-34.79	47.35	3.5***
23	124.8***	38.3	4.3***	6.340	40.6	3.4***	-63.48	47.21	3.6***
24	65.60**	27.9	4.1***	22.64	34.7	2.9***	-26.90	26.8	3.2***
	148.9***	34.9	4.6***	78.52**	30.4	5.3***	31.20	21.5	4.5***
E_d	0 %			20.8 %			66.7 %		

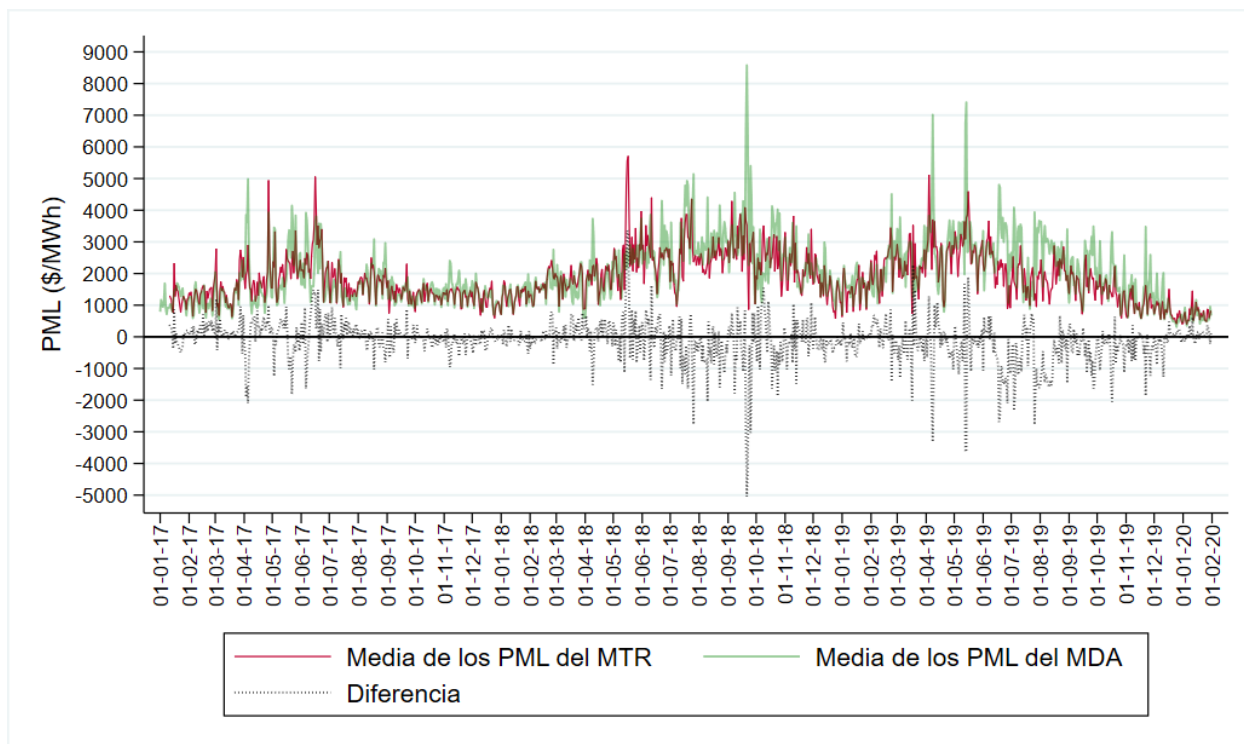
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver Newey y cols., 1987). Nivel de significancia de la media de 10 % es marcado por *, 5 % por **, y 1 % por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10 % de significancia, ** con 5 %, y *** con 1 %. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.9. Peninsular

Para la GCR Peninsular, en la figura 3.10 se presenta la serie de tiempo diaria, de la media de los PML para cada mercado de corto plazo, así como la diferencia de estas medias (media del PML del MTR menos la media del PML del MDA). En esta figura se ve que los precios de electricidad han tenido cambios conforme al tiempo, pero desde abril de 2019 se distingue que, en promedio, los precios han disminuido para ambos mercados. La serie de tiempo de la diferencia muestra que existe variabilidad en la diferencia de precios, además, esta disminuyó durante agosto de 2017 hasta marzo de 2018 y durante la mitad de diciembre de 2019 hasta enero de 2020, este comportamiento es similar a las GCR Central Oriental y Occidental.

Figura 3.10. Peninsular: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.



Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La gráfica diferencia muestra la media de los PML del MTR menos la media de los PML del MDA.

Para la medida de previsibilidad de los precios por hora, en la tabla 3.15 se dan los resultados de la prueba de Dickey Fuller aumentada²⁴. En la cual se observa que para febrero de 2017 a

²⁴La previsibilidad está basada en el sentido que si es estacionaria la serie. Si se dice que no es previsible es porque estadísticamente no se puede rechazar la hipótesis nula de raíz unitaria (no estacionariedad).

enero de 2019 los precios son no previsible para gran número de horas, tanto para el MTR como MDA. Sin embargo, al igual que en las GCR de la parte sur y centro del país, pasa lo contrario para febrero de 2019 a enero de 2020, ya que en la mayoría de las horas los precios son no previsible para el MTR y MDA. Para este mismo periodo, se tiene que son previsible los precios promedio diarios del MTR.

Para el estudio de integración entre los precios de los mercados de corto plazo, se tiene interés en que ambas series de tiempo de los precios sean no estacionarias, por lo tanto, solo se analiza la prueba de cointegración de los precios para el periodo febrero de 2019 a enero 2020. Con base en el resultado en la columna nombrada *C* de la tabla 3.17, que muestra el estadístico de la prueba de cointegración del método Johansen (1995), teniendo que para todas la horas, en donde ambas series son no estacionarias, los mercados están cointegrados con 99 % de confianza²⁵. Al medir la eficiencia en el sentido de cointegración (ver la última fila de la tabla 3.17), se aprecia que es 0 % para el periodo de febrero de 2017 a enero de 2018, 0 % para febrero de 2018 a enero de 2019 y 50 % para febrero de 2019 a enero de 2020. Los resultados para la medida de convergencia de los precios en la GCR Occidental se observan en la tabla 3.18. Para febrero de 2017 a enero de 2018, en el 58.3 % de las horas parece ser que la diferencia es cero, este porcentaje bajó para febrero de 2018 a enero de 2019, teniendo un 29.2 %, y durante febrero de 2019 a enero de 2020, volvió a bajar, pasando a 20.8 %. Sin embargo, en estas horas no existe convergencia de los precios, debido a que con 99 % de confianza la diferencia no es ruido blanco (esto sustentado con los resultados de la prueba Bartlett, columna *B* de la tabla 3.18). Para los precios promedio diarios se observa que la diferencia entre los precios del MTR y del MDA fue, en promedio, -118.4 (es decir, en promedio fue más alto el precio en el MDA que en el MTR) en febrero de 2018 a enero de 2019 y -316.4 en febrero de 2019 a enero 2020, sin embargo, para febrero de 2017 y enero de 2018, no se puede decir que la diferencia es significativamente diferente de cero.

Para la GCR Peninsular los resultados permiten concluir, con base en las pruebas, que la eficiencia del mercado ha incrementado conforme al tiempo en la cointegración de los mercados, mientras que ha disminuido en la eficiencia del mercado dada porque la media no es significativa. Se tiene que la previsible de los precios ha disminuido, pero la diferencia de los precios entre ambos mercados se incrementó, siendo esta la única GCR del SIN en donde los precios promedio diarios del MDA son mayores que los del MTR.

²⁵Debido a que los estadísticos son mayores al valor crítico, por tanto, se rechaza la hipótesis nula de que no existe cointegración.

Tabla 3.17. Peninsular: Prueba de raíz unitaria y cointegración.

	Feb. 2017 a en. 2018		Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020		
Hora	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA	C
1	-3.5***	-6.6***	-6.6***	-4.9***	-3.8***	-3.8***	
2	-3.9***	-6.2***	-6.7***	-5.2***	-2.7*	-4.0***	
3	-2.7*	-1.9	-7.8***	-4.1***	-2.2	-2.5	195
4	-2.7*	-2.3	-8.0***	-2.3	-2.4	-2.2	234
5	-3.2**	-2.1	-3.5***	-2.3	-2.2	-2.2	219
6	-3.4**	-2.2	-8.4***	-4.1***	-2.2	-2.2	240
7	-2.9*	-2.4	-3.5***	-3.6***	-2.1	-2.2	216
8	-2.5	-2.9**	-3.8***	-4.5***	-2.1	-1.9	36
9	-2.9**	-3.2**	-4.1***	-4.3***	-1.8	-1.9	28
10	-3.8***	-11.7***	-12.5***	-4.8***	-0.9	-1.9	21
11	-3.5***	-12.0***	-11.9***	-6.9***	-1.8	-1.9	25
12	-3.5***	-10.8***	-8.9***	-4.5***	-2.1	-2.5	146
13	-3.3**	-10.4***	-9.1***	-4.3***	-2.1	-2.5	142
14	-2.9*	-10.2***	-8.5***	-5.9***	-2.2	-2.0	27
15	-3.3**	-9.9***	-8.5***	-11.5***	-2.2	-3.1**	
16	-2.4	-10.1***	-11.5***	-3.8***	-1.2	-6.7***	
17	-3.2**	-9.3***	-4.0***	-4.0***	-1.2	-5.4***	
18	-3.6***	-10.5***	-11.8***	-4.6***	-2.2	-10.8***	
19	-3.3**	-11.4***	-13.3***	-4.7***	-2.5	-2.8*	
20	-4.4***	-11.9***	-11.2***	-4.8***	-3.0**	-6.5***	
21	-3.2**	-8.9***	-11.0***	-4.5***	-2.8*	-9.2***	
22	-4.7***	-8.2***	-7.3***	-4.0***	-2.9**	-5.2***	
23	-3.0**	-7.8***	-7.5***	-4.1***	-2.9**	-4.2***	
24	-4.9***	-6.7***	-6.3***	-4.4***	-3.1**	-3.6***	
	-3.1 **	-8.2 ***	-8.3 ***	-4.4 ***	-2.0	-4.5 ***	
E_c	0 %		0 %		50 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: El estadístico de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller aumentada se informa en las columnas MTR y MDA, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por **, y 99 % por ***. C se refiere al estadístico de la prueba de cointegración basada en el método Johansen (1995), solo se realiza esta prueba si las dos series son no estacionarias. Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la cointegración de las series.

Tabla 3.18. Peninsular: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.

Hora	Feb. 2017 a en. 2018			Feb. 2018 a en. 2019			Feb. 2019 a en. 2020		
	θ	EE	B	θ	EE	B	θ	EE	B
1	-82.56	56.1	3.6***	-254.3***	91.2	3.7***	-267.9***	83.2	4.4***
2	108.0***	32.7	2.1***	-17.15	59.2	3.8***	-168.4***	59.6	3.6***
3	119.5***	26.6	2.0***	66.19	44.0	3.1***	-133.6***	48.7	3.1***
4	159.1***	24.4	2.8***	87.74**	34.7	2.8***	-28.52	40.1	2.4***
5	171.9***	22.3	2.6***	113.4***	30.2	3.4***	40.48	30.8	2.1***
6	159.1***	20.9	2.8***	124.9***	31.9	2.9***	72.63***	26.8	2.1***
7	112.4***	19.6	2.6***	85.44***	29.3	3.8***	23.30	25.3	2.5***
8	116.0***	25.9	1.6**	36.96	31.2	3.8***	-2.358	38.7	2.2***
9	49.93*	26.2	1.0	128.2**	51.7	3.6***	-36.00	53.6	2.4***
10	4.413	30.1	1.5**	64.58	57.2	2.9***	-188.2***	67.0	3.2***
11	-13.88	39.2	2.8***	-25.92	66.7	2.4***	-258.4***	67.9	2.5***
12	40.79	42.6	2.4***	-113.9	72.3	2.0***	-300.8***	64.0	1.6**
13	34.78	48.8	3.1***	-147.7**	74.0	1.7***	-413.1***	66.7	1.8***
14	27.11	53.5	3.2***	-155.0**	75.1	1.5**	-410.2***	77.9	2.7***
15	6.020	55.2	3.4***	-189.9**	80.4	2.0***	-497.5***	80.6	2.6***
16	42.74	56.4	3.4***	-315.7***	78.2	2.8***	-556.9***	85.1	2.9***
17	15.38	62.1	3.9***	-221.4***	81.9	2.8***	-618.4***	92.0	3.5***
18	46.13	57.5	3.0***	-104.8	64.9	2.6***	-506.7***	91.6	3.1***
19	28.19	36.1	1.9***	-109.2*	59.0	2.8***	-367.0***	64.7	3.2***
20	28.16	42.6	2.4***	-156.1*	90.2	3.7***	-356.1***	65.0	3.2***
21	-23.61	52.2	4.1***	-379.3***	97.4	4.5***	-551.7***	97.0	3.6***
22	5.905	75.0	5.6***	-491.1***	109.7	4.6***	-686.4***	116.7	4.0***
23	-119.9*	72.5	5.3***	-568.5***	124.1	4.1***	-812.8***	141.3	4.5***
24	-113.7**	51.9	4.4***	-299.3***	92.1	3.2***	-561.7***	98.7	3.2***
	38.34	31.6	4.8***	-118.4**	47.8	4.0***	-316.4***	46.0	3.6***
E_d	58.3 %			29.2 %			20.8 %		

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: θ representa la media de la diferencia entre el precio del MTR y el precio del MDA. EE es el error estándar de heteroscedasticidad y autocorrelación corregida (ver [Newey y cols., 1987](#)). Nivel de significancia de la media de 10 % es marcado por *, 5 % por **, y 1 % por ***. B es el estadístico de Bartlett, si tiene un * significa que se rechaza la hipótesis nula de ruido blanco con 10 % de significancia, ** con 5 %, y *** con 1 %. La penúltima fila da información de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

3.2.10. Resultados principales

Para resumir los resultados del capítulo, en la tabla [3.19](#) se muestran los resultados de las medidas de eficiencia para cada GCR, en la cual se permite distinguir lo siguiente:

- La GCR Oriental y Occidental son las dos GCR en las que se tiene un mayor incremento del número de horas en donde los precios de los mercados están cointegrados, esto para el último periodo de tiempo. No obstante, la cointegración en las GCR Central Peninsular, Norte y Noreste también ha crecido, pero en distinta magnitud. Con esto se tiene que, para estas GCR, la previsibilidad de los precios ha disminuido y ha aumentado la relación de los precios, permitiendo que cuando hay un choque en el precio de un mercado también se refleja en el precio del otro y los rendimientos esperados se asemejan.
- Para febrero de 2019 a enero de 2020, la diferencia de los precios promedio diario bajó en las GCR: BCA, Central, Noreste y Occidental. Teniendo que en las únicas GCR donde la media parece ser cero es Central, Oriental y Occidental. El que estas diferencias bajen provoca que el mercado se acerque a la convergencia de precios.
- Sin embargo, en el MEM en México no se ha presentado, en ningún año ni en ninguna GCR, la convergencia de los precios, lo que le permite a los participantes poder generar oportunidades de arbitraje. En consecuencia, el precio del MDA aún no es un predictor imparcial del precio del MTR.
- La eficiencia del mercado es similar para las GCR Central, Oriental y Occidental en el último año del análisis, ya que crecieron todas las medidas de eficiencia.

De tal manera, con base en las tres medidas, la eficiencia del mercado aún es muy baja en algunas GCR, de las cuales predomina BCS, Noroeste y Peninsular. En cambio, en la GCR Central, Oriental y Occidental se ha incrementado la eficiencia del mercado. Aunque, no se ha logrado la convergencia del mercado, lo que provoca que los participantes del mercado tengan oportunidades de arbitraje y la eficiencia del mercado eléctrico en México sea baja. Una situación que llama la atención de los resultados, es que para varias de las GCR y periodos se encuentra que el grado de integración de las series de precios es distinto para el MDA y el MTR, y es que por la forma en como es el proceso de los mercados de corto plazo, uno debería esperar que si los modelos de asignación de precios funcionan correctamente, entonces la serie de los precios del MDA debería tener el mismo grado de integración que la del MTR.

Por otro lado, cabe destacar que estos resultados son consistentes con el [MIM \(2020b\)](#), en

el sentido que BCA permanece con diferencias significativas entre el MDA y el MTR y no exhibió mejoras importantes en 2019 con respecto de 2018, BCS no muestra un incremento en la convergencia, ni disminución en la volatilidad, y el SIN tiene un PML en el MTR por encima del MDA. No obstante, este reporte del MIM menciona que para el SIN se tiene los niveles más bajos y menos volátiles del SEN, y presentó mejoras en 2019 con respecto de 2018 en ambas características, pero los resultados de esta sección muestran, que no sucede esto para todo el SIN cuando hacemos el análisis desagregado por GCR.

Tabla 3.19. Eficiencia del mercado por GCR

GCR	Medida	Feb. 2017 a en. 2018	Feb. 2018 a en. 2019	Feb. 2019 a en. 2020
BCA	E_c	0 %	8.3 %	0 %
	θ	16.82**	-214.8***	-88.84**
	E_d	41.7 %	25 %	37.5 %
BCS	E_c	45.8 %	54.8 %	8.3 %
	θ	248.8***	261.1***	283.7***
	E_d	0 %	0 %	0 %
Central	E_c	0 %	0 %	70.8 %
	θ	149.6***	115.4***	10.90
	E_d	0 %	8.3 %	66.7 %
Noroeste	E_c	0 %	37.5 %	4.2 %
	θ	145.5***	7.712	235.7***
	E_d	4.2 %	87.5 %	0 %
Noreste	E_c	4.2 %	0 %	33.3 %
	θ	201.8***	144.3***	113.0***
	E_d	0 %	0 %	4.2 %
Norte	E_c	12.5 %	45.8 %	58.3 %
	θ	142.4***	-7.319	67.49***
	E_d	4.2 %	66.7 %	29.2 %
Oriental	E_c	0 %	0 %	70.8 %
	θ	142.4***	105.4***	-12.82
	E_d	0 %	16.7 %	45.8 %
Occidental	E_c	0 %	0 %	75 %
	θ	148.9***	78.52**	31.20
	E_d	0 %	20.8 %	66.7 %
Peninsular	E_c	0 %	0 %	50 %
	θ	38.34	-118.4**	-316.4***
	E_d	58.3 %	29.2 %	20.8 %

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: E_c se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la no previsibilidad y cointegración de las series. θ se refiere a la diferencia media de los precios promedio diarios. E_d se refiere a la medida de eficiencia del mercado, dada por la media no significativamente distinta de cero.

Capítulo 4

Hacia un mercado eléctrico de corto plazo eficiente

Las causas del por qué la convergencia de los precios no se ha alcanzado en México pueden ser muchas, y se necesita hacer un estudio amplio para poder determinarlas. Sin embargo, debido a que la convergencia de los precios es una base para que el mercado sea eficiente y logre la competitividad, este capítulo tiene como objetivo, con fundamento a lo discutido en los capítulos anteriores, resaltar algunas circunstancias que pueden influir en el comportamiento de los precios del mercado de corto plazo de electricidad, así como en la eficiencia del mercado y la convergencia de los precios en México.

La literatura revisada, sobre análisis de eficiencia del mercado eléctrico, muestra evidencia que en varios países la convergencia de los precios se alcanza conforme pasa el tiempo. Pero en el caso de México esto no ha sucedido, a pesar de que, el MEM lleva algunos años operando. Según el MIM (2020a), en México las circunstancias fundamentales de las diferencias entre el precio del MDA y del MTR durante 2018 son:

- a) *Diferencias entre la demanda pronosticada en el MDA y la demanda observada en la operación en tiempo real.*
- b) *Diferencias entre la oferta de generación térmica en el MDA y en el MTR.*
- c) *Diferencias en la generación base entre ambos procesos de mercado.*
- d) *Cortes de energía. Desde mayo de 2018, la solución del MDA para el SIN arrojó cortes de energía en distintas horas; sin embargo, no se aplicaron en tiempo real, ya que se realizaron cambios en la operación como: (i) relajación del requerimiento de reserva operativa; (ii) modificaciones de los esquemas programables de generación hidráulica, y (iii) relajación*

de los límites de transmisión, lo que provocó precios del MTR inferiores a los PML del MDA.

- e) Desviaciones sobre el programa de despacho. La disponibilidad de generación en el MDA y en el MTR es distinta, lo que requiere ajustes en el despacho en tiempo real. Estas diferencias responden a las necesidades y condiciones operativas del sistema en tiempo real.*

Mientras que, para el año 2019, el MIM (2020b) determina que las diferencias de los precios se deben a:

- a) Errores de pronóstico de la generación renovable.*
- b) Disponibilidad de gas natural en tiempo real.*
- c) Criterios asimétricos utilizados por el CENACE en el MDA y la operación de tiempo real, como: (i) curva de demanda de reservas utilizada en el MTR, pero no así en el MDA; (ii) uso de la generación hidroeléctrica; (iii) efectos de la regla de no asignación en el MTR ex post; (iv) indisponibilidad de Unidad de Central Eléctrica en el MTR, y (v) diferencias en los límites de transmisión utilizados en el modelos del MDA y del MTR.*

Es necesario mencionar que, para el año 2018, la determinación de estas tres primeras causas, que da el MIM (2020a), están basadas en un estudio de las dos GCR que tuvieron mayor diferencia entre la carga de electricidad del MTR y del MDA durante 2018 (GCR Norte y GCR Noroeste), sin embargo, en este año estas GCR son las que presentaron la menor diferencia de los precios, de hecho la media no es significativa estadísticamente para febrero 2018 a enero 2019. Para 2019, el MIM (2020b) determina las causas de las diferencias con un análisis por sistema interconectado. Así que, esto lleva a pensar que las causas puedan ser otras para cada región del SEN.

Además, los capítulos anteriores muestran evidencia que la evolución de los precios de electricidad varía por regiones, así como la eficiencia de los precios. No solo los precios y las diferencias de los precios son distintas en los sistemas eléctricos del SEN, sino también, dentro del SIN entre las GCR se tiene distintos comportamientos de estos. En la GCR Peninsular y Noroeste la eficiencia es muy baja, mientras que en las GCR Oriental, Occidental y Central la eficiencia creció en el último año.

Estas cuestiones muestran que, el MIM debe atender la consideración que el comportamiento de la diferencia de los precios varía del comportamiento de la diferencia de las cargas eléctricas. De igual manera, las causas de las diferencias deben ser estudiadas por cada región, ya que en cada región del SIN la convergencia de los precios es distinta.

Al mismo tiempo, cabe señalar que las conclusiones que el MIM encuentra en sus reportes del MEM, juegan un papel fundamental en el sector eléctrico, debido a que el MIM desempeña funciones de vigilancia de los participantes del mercado del MEM y de las determinaciones del CENACE.

Los resultados en el capítulo 2 resaltan que las diferencias entre los precios son más grandes para las regiones que están en la frontera del país y en las cuales se realizan transacciones de importación y exportación. Asimismo, en el reporte anual del MEM 2018 (ver MIM, 2020a) se encuentra que el aumento de los PML en el sistema eléctrico de BCA se deben a que, en las horas con el menor margen de capacidad del año, las importaciones de energía desde CAISO marginaron el sistema el 55 % de las horas, en cambio en 2017 las importaciones marginaron del total de las horas del año el 0.33 %.

Por lo tanto, es válido analizar si los precios de los nodos de importación y exportación influyen en los precios de la región, para inferir en esto se realiza una prueba de causalidad de Granger entre cada nodo de importación y exportación y la GCR correspondiente¹.

Los resultados de la prueba de causalidad de Granger se muestran en el Apéndice B, de los cuales se tienen las siguientes relaciones²:

- En la GCR BCA se tiene que, para el MDA, los PML del nodo que permite el enlace Tijuana – Otay Mesa (nodo 07OMS-230) han causado, en el sentido de Granger, los PML promedio de esta región, esto para febrero de 2018 a enero de 2020.
- Para el MTR, durante febrero 2018 a enero 2019, los PML de los nodos que permiten los enlaces Cd. Industrial - Laredo (06LAA-138) y Piedras Negras - Eagle Pass (06EAP-138) causaron, en el sentido de Granger, los PML de la GCR Noreste. Para el MDA en este mismo periodo, los PML del nodo que permite el enlace Industrial - Laredo causaron, en el sentido de Granger, los PML promedio del MDA para esta región.
- Para la GCR Peninsular se tiene que en el MTR los PML del nodo que permite el enlace Xul-Ha - West (08BEL-115) han causado, en el sentido de Granger, los PML promedio de la región, esto para febrero de 2018 a enero de 2020.
- En la GCR Oriental, durante febrero de 2019 y enero de 2020, los PML del nodo que permite el enlace Tapachula Potencia - Los Brillantes (09LBR-230) causan, en el sentido de Granger, los PML promedio de la región.

¹Los nodos de importación y exportación no pertenecen a la GCR ver tabla A.2, pero debido a la ubicación se les asigna una región (ver tabla A.3), en este trabajo, se supone que esa región es la misma que la GCR.

²La relación que se muestra es estadísticamente significativa con al menos 95 % de confianza.

Se tiene presente que la causalidad de Granger no implica la relación causa y efecto, pero estos resultados muestran indicios de la posibilidad que los PML de los nodos de importación y exportación influyen en los PML de la región. Asimismo, se hace presente que nodos específicos podrían influir en los PML de las regiones que se encuentra en la frontera del país. De igual modo, es necesario mencionar que en la GCR BCA, Noreste y Noreste³ son mayores las importaciones que las exportaciones, pasa lo contrario para las GCR Oriental y Peninsular (ver tabla A.3), indicando la posible influencia de las importaciones y/o exportaciones en las regiones de la frontera del país.

También, es importante decir que en el reporte del MIM (2020b), se observa que los PML del SEN son sensibles a los precios de las ofertas de transacciones internacionales en los nodos de importación y exportación. De forma particular, para cada GCR el MIM (2020b) obtiene lo siguiente:

- *En el mercado de transacciones internacionales del sistema de BCA, los PML son sensibles a las ofertas de transacciones internacionales en dos sentidos: (i) a los precios altos de las ofertas de importación cuando la capacidad instalada neta es insuficiente para cubrir la demanda, y (ii) a los precios bajos de las exportaciones cuando la energía base es superior a la demanda doméstica. Debido a que: (i) los PML del CAISO se redujeron, (ii) el sistema de BCA ha exhibido menor concentración en la participación de las ofertas de importación, y (iii) las oportunidades de arbitraje se incrementaron en 2019 respecto de 2018, los participantes del mercado tuvieron un comportamiento más competitivo y ofrecieron precios más bajos. Por lo tanto, si bien en el sistema de BCA las condiciones permiten que los precios sean sensibles a las ofertas de importación y exportación, los PML fueron considerablemente más bajos en 2019 que en 2018.*
- *En la GCR Noreste, los precios bajos de las ofertas de exportación sólo inciden en los PML cuando existen licencias de transmisión.*
- *En la GCR Peninsular, los PML son sensibles a los precios de las exportaciones cuando el enlace que interconecta la GCR Peninsular con Belice no está saturado, la capacidad de generación disponible no es suficiente para suministrar la demanda de energía eléctrica en la región y se satura el enlace que interconecta las GCR Peninsular y Oriental.*
- *El nodo que se interconecta con el sistema eléctricos de Guatemala no tiene impactos regulares en el resto del SIN, no existen restricciones en la red nacional de transmisión,*

³Aunque ningún nodo de importación y exportación está ubicado en esta GCR, el nodo que permite el enlace de La Rosita -Imperial Valley, ubicado en BCA, se encuentra cerca de esta GCR.

por lo que el impacto en los PML es local en caso de que se sature el enlace que interconecta la GCR Oriental con Guatemala.

Estos resultados muestran que es necesario monitorear más de cerca las importaciones y exportaciones de electricidad del país porque esto podría llevar a mejorar la eficiencia en las regiones de la frontera, y es que no se debe de pasar por alto que los nodos de importación y exportación conectan el SEN con sistemas más experimentados.

Por otro lado, los participantes del mercado son clave para que se logre la convergencia de los precios. Es necesario contar con suficientes operadores en el mercado para garantizar la liquidez del mercado y establecer un mercado transparente. Entre más participantes del mercado existan, más líquido es el mercado. En mercados con pocos jugadores, un jugador suficientemente grande podría crear diferencias de precios entre el MTR y el MDA, lo que persistiría si no hay suficientes operadores para aprovechar estas oportunidades de arbitraje (Arciniegas y cols., 2003).

En México, se busca un mercado competitivo en la generación y comercialización de la electricidad, abriendo el mercado eléctrico a más participantes. Con base a los datos de CENACE se tiene la siguiente información (ver tabla A.1):

- Son 176 participantes que han firmado contrato, pero 110 son los participantes que han comenzado operaciones en el MEM.
- Hay 21 generadores que aún no comienzan operaciones, a pesar de haber firmado contrato (96 son los que firmaron contrato y 75 ya comenzaron operaciones). Los generadores que ya operan en el mercado tardaron, en promedio, más de nueve meses en comenzar a hacerlo, hubo un participante que tardó 25 meses en comenzar sus operaciones.
- Para los suministradores de servicios calificados, 24 de los 51 (47 %) participantes que firmaron contrato han comenzado operaciones, el máximo tiempo que pasó para que un participante, de esta modalidad, comenzara su operación desde que firmó contrato fue de 27 meses.
- Para el caso de los comercializadores no participantes del mercado, 9 de los 22 (40.90 %) que firmaron contrato han comenzado operaciones.
- La CFE es el único participante que opera en la modalidad de generador intermedio y de suministrador de servicios básicos, mientras que, no hay participantes en la modalidad de suministrador de último recurso y usuarios calificados participantes del mercado.

Llama la atención que después de estos años que ha operado el MEM, aún no exista participación de usuarios calificados participantes del mercado, causando que todos los usuarios calificados participen en el MEM por medio de un suministrador. En 2016, Hella Automotive México fue la primera empresa en firmar contrato, sin embargo, la compañía canceló el proceso en 2017, para el año 2019 la empresa DeAcero firmó contrato y se espera que esta sea la primera industria en operar como usuario calificado participante en el MEM (Aguilar, 2019).

Estas circunstancias hacen notar que la participación en el MEM podría ser más alta, permitiendo una mayor liquidez del mercado. También, se tiene que el proceso, en algunos casos, para comenzar a operar en el MEM es tardado, pudiendo ser causa que algunos participantes cancelen su contrato. Este tiempo puede ser consecuencia de las restricciones que se tienen para participar en el mercado.

Un pilar fundamental de una reforma efectiva es dar a todos los consumidores la posibilidad de elegir su proveedor de electricidad, porque esto permite la competencia real, prácticamente no hay ejemplos de mercados en los que la competencia no dependa de la elección del consumidor (OECD/IEA, 2001).

Además, los impedimentos que reducen el número de empresas que pueden aprovechar las operaciones de arbitraje rentables, pueden dar poder de mercado a aquellos que participan en tales operaciones y, por lo tanto, dar lugar a diferencias de precios persistentes en los mercados (Borenstein, Bushnell, Knittel, y Wolfram, 2008).

Con base a esto, para que la competitividad del mercado eléctrico en México se logre, es necesario atraer más participantes al MEM y en especial usuarios calificados participantes del mercado que son aquellos que directamente eligen al generador.

De acuerdo con Joskow (2008), los mercados mayoristas de electricidad muestran una serie de características que hacen que el potencial para ejercer el poder de mercado sea particularmente alto, teniendo como consecuencias que la capacidad de que la generación se concentre, la demanda sea insensible a los precios y las limitaciones de capacidad en la transmisión originen mercados locales, limitando las posibilidades de importación.

Durante 2018, el MIM (2020a) identificó que un suministrador de servicios básicos (CFE es el único participante que ha comenzado operaciones con este tipo de modalidad) fue responsable en promedio del 84.1 % de la sobrestimación de la carga en la GCR Norte y 59.8 % de la subestimación de la carga en la GCR Noroeste.

Por sucesos como este, y dado que, en México, los precios no han convergido en el mercado de corto plazo, se incentiva a que es factible analizar si existe poder de mercado. La evidencia de otros países, muestra que se debe lidiar con el poder de mercado potencial estructuralmente ex ante en lugar de ex post (Joskow, 2008), esto con el fin de lograr que el

MEM sea competitivo.

[Polemis \(2016\)](#) concluye que la competencia efectiva y la regulación son, considerablemente, más importantes para facilitar el desempeño de la electricidad que la privatización para lograr un mercado de electricidad competitivo y permitir la maximización del bienestar, es decir, se debe implementar un esquema regulatorio robusto e independiente. Este autor piensa que esta puede ser una causa de que los países del OCDE han creado en primer lugar un régimen regulatorio fuerte, con el fin de introducir presiones competitivas en las industrias de electricidad integradas verticalmente y reducir el importante poder de mercado de las empresas establecidas.

[Joskow \(2008\)](#), basado en la evidencias de varios países, argumenta que las reformas en el sector eléctrico tienen potenciales beneficios, pero también puede causar riesgo a costos significantes si la implementación de la reforma es incompleta o incorrecta.

[Terrazas y Serrano \(2019\)](#) concluyen que es óptimo que México tenga un sistema estructurado como hoy lo tiene, en donde una sola empresa se encarga de la transmisión y distribución, con regulación de tarifas y se permita la competencia en la generación y comercialización.

4.1. Recomendaciones políticas

Probablemente, las acciones que conlleven a que el mercado eléctrico en México logre la eficiencia, sean continuar con la estructura establecida por la reforma energética, atendiendo todas las circunstancias que permiten un mercado competitivo, como regularlo lo más robusto posible, atraer nuevos participantes al mercado, que el poder de mercado no sea posible, así como implementar de manera correcta y completamente lo estipulado en la reforma.

Una recomendación política, para eliminar las oportunidades de arbitraje, es que existan ofertas virtuales, como lo han hecho en otros países y que está previsto en la LIE, sin embargo, aún no han sido implementadas en el MEM de México. Las transacciones virtuales son ofertas presentadas para tomar posiciones financieras en el mercado del día en adelante sin la intención de entregar o consumir energía física en el mercado en tiempo real. Las ofertas virtuales han permitido un aumento de la competencia, la convergencia de precios, mayor liquidez del mercado y un despacho más eficiente de recursos de generación. Los estudios han encontrado que la convergencia de precios entre los mercados de un día en adelante y los mercados de tiempo real mejoraron luego de la introducción de las ofertas virtuales en el comercio mercado eléctricos mayoristas ([Giraldo, 2017](#)).

Por ejemplo, para el sistema de New York se tiene que la diferencia, entre los precios del mercado a futuro de electricidad y del mercado de tiempo real, disminuyó significativamente cuando a los comerciantes puramente financieros se les permitió competir, a través del comercio virtual, con los productores y consumidores físicos; y en medida en que el precio futuro se convirtió en un indicador menos sesgado del precio en tiempo real, la eficiencia del mercado mejoró (Saravia y cols., 2003). De igual manera, Jha y Wolak (2013) concluyen que, en el sistema de California, es importante el comercio a plazo puramente financiero para mejorar la eficiencia de los mercados a corto plazo y eliminar la diferencias de los precios de este mercado.

Además, es primordial, para que la convergencia de los precios se alcance, garantizar que los modelos en la asignación de los precios en el mercado de corto plazo sean confiables. De igual forma, en el último reporte del MIM se recomienda modificar los modelos del mercado de energía de corto plazo para que los participantes del mercado puedan ofertar el costo de operación en vacío de sus unidades, a fin de que el CENACE pueda calcular sus costos cuando las UCE operen por debajo de la capacidad mínima ofertada (MIM, 2020b). Por último, cabe destacar que se deben tomar acciones para que la convergencia de los precios se dé si se desea lograr una operación eficiente del mercado.

Conclusiones

La presente tesis, tuvo como objetivo analizar la evolución de los precios de la electricidad en el mercado de corto plazo en México, así como medir la eficiencia por regiones del SEN y examinar la convergencia de los precios.

Se pueden derivar varias conclusiones de los resultados. Primero, los precios disminuyeron para 2019 en casi todo el SEN, a excepción del Sistema Interconectado de BCS, en el cual los precios muestran un comportamiento, en promedio, creciente durante los años, asimismo en este sistema se presentan los precios promedio más altos. En cambio, en el Sistema Interconectado de BCA los precios promedio son los más bajos de todo el SEN.

En segundo lugar, la eficiencia del mercado eléctrico es distinta para cada región, sin embargo, para la GCR Central y la GCR Occidental se tiene una eficiencia muy parecida, es en estas regiones donde se tiene la mayor eficiencia del SEN. Mientras que, la GCR Peninsular y la GCR BCS presentan la más baja eficiencia.

En tercer lugar, aun cuando, hay regiones en las que ha crecido la eficiencia y disminuido la diferencia de los precios, en ninguna se ha logrado la convergencia de los precios del mercado de corto plazo, causando que existan oportunidades de arbitraje.

Cabe mencionar que, el objetivo fundamental de la reforma energética de 2014 es lograr un MEM competitivo, para que esto se logre se necesita tener un mercado eficiente, y entre menor sea la diferencia de los precios, mayor es la eficiencia del mercado. Por tanto, la convergencia de los precios del mercado eléctrico de corto plazo es una base para que se cumpla con el objetivo de la reforma energética, dando lugar a que, se convierta en prioridad, para el sector eléctrico, el disminuir la diferencia de estos precios.

Del mismo modo, existe evidencia de que aumentan los costos de producción si la diferencia persiste entre los precios del MDA y del MTR. En este sentido, se refleja una asignación ineficiente de centrales de generación, que reduce el bienestar social debido a que se incurre innecesariamente en mayores costos para el suministro eléctrico.

Entre las limitaciones de este trabajo, se tiene que los resultados sobre la eficiencia del mercado, se basan únicamente en los datos de los PML que proporciona el CENACE. En consecuencia, este estudio es claramente delimitado, porque existen otros indicadores que

determinan la eficiencia del mercado, como los costos de la industria eléctrica, la capacidad de las plantas, la cobertura de energía eléctrica, la implementación de tecnologías limpias y la reducción de emisiones de dióxido de carbono, por mencionar solo algunos.

No obstante, es necesario mencionar que este trabajo puede ser el principio para muchos otros, que tengan como finalidad contribuir en la literatura empírica de la eficiencia del mercado eléctrico en México. Debido a que, existen varias extensiones de este trabajo, algunas de ellas se discutieron brevemente en el último capítulo, por ejemplo, la indagación del poder de mercado y el análisis de la relación de la eficiencia del mercado con las importaciones y exportaciones de electricidad.

Asimismo, entre otras posibles extensiones del trabajo, se podrían explorar más rigurosamente las probables explicaciones que aclaran la diferencia en el comportamiento de los precios del mercado de corto plazo. Además, otra alternativa de un siguiente estudio, para validar los resultados, es tomar una muestra representativa de los nodos y utilizar como variable de análisis los precios de electricidad de esta muestra, en lugar de la media de los precios.

Para concluir, es importante mencionar que es necesario este tipo de análisis, en donde todos los agentes, incluyendo el regulador del mercado y el monitor del mercado, participen para discutir el futuro de sector eléctrico en México, debido a que la coyuntura actual del sector eléctrico en el país muestra la posibilidad de un replanteamiento de la estructura de la industria eléctrica.

Apéndice A

Datos complementarios

Tabla A.1. Participantes del mercado

	2016		2017		2018		2019		2020		Total		Meses en operar		
	F	I	F	I	F	I	F	I	F	I	F	I	M	Máx.	Mín.
SSB	2	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2	1	10	10	10
SSC	6	2	19	5	18	9	8	7	0	1	51	24	9.5	27	1
G	7	4	26	20	43	22	20	27	0	2	96	75	5.60	25	0
GI	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	6	6	6
CNS	0	0	9	3	8	4	5	2	0	0	22	9	5.4	12	2
SUR	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0			
UCPM	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0			
Participantes											176	110			

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se presentan el número de participantes del mercado que firmaron contrato (F) y el número de participantes que iniciaron operaciones (I), por modalidad y año. Las modalidades son: Suministrador de Servicios Básicos (SSB), Suministrador de Servicios Calificados (SSC), Generador (G), Generador de Intermediación (GI), Comercializador No Suministrador (CNS), Suministrador de Último Recurso (SUR) y Usuario Calificado Participante del Mercado (UCPM). Para el año 2020, hasta el día 12 de abril, sólo se tiene información disponible en la página de la CENACE sobre los participantes del mercado hasta febrero 2020. En la parte de la tabla meses en operar se muestra se refiere a los meses que pasaron desde que se firmó el contrato hasta que inició a operar el participante en el mercado, de los cuales M es la media de estos meses, Máx. el máximo número de estos meses y Min. el mínimo número de estos meses.

Figura A.1. Página electrónica del CENACE donde fueron descargados los datos de los PML.

Fecha de Operación	Reporte	Ultima Actualización
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (Precios de la energía/Precios Marginales Locales/MDA/Mensuales)		
FEBRERO	PML-MDA-Men-Feb.2	2020/03/03 08:00:08 AM
FEBRERO	PML-MDA-Men-Feb.1	2020/03/03 08:00:08 AM
ENERO	PML-MDA-Men-Ene.1	2020/02/03 08:00:07 AM
ENERO	PML-MDA-Men-Ene.2	2020/02/03 08:00:07 AM
DICIEMBRE	PML-MDA-Men-Dic.2	2020/01/03 08:00:06 AM
DICIEMBRE	PML-MDA-Men-Dic.1	2020/01/03 08:00:06 AM
SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA (Precios de la energía/Precios Marginales Locales/MDA/Mensuales)		
FEBRERO	PML-MDA-Men-Feb.1	2020/03/03 06:00:08 AM
FEBRERO	PML-MDA-Men-Feb.2	2020/03/03 06:00:08 AM
ENERO	PML-MDA-Men-Ene.2	2020/02/03 06:00:07 AM
ENERO	PML-MDA-Men-Ene.1	2020/02/03 06:00:07 AM

Nota: La imagen muestra la página de donde fueron descargados los datos de los PML y la manera en como aparecen los datos (https://www.cenace.gob.mx/DocsMEM/OpeMdo/Notas/2019-03-20%20Nodos%20de%20referencia_20190320124953_329415.pdf).

Figura A.2. Mapa de las regiones de control del SEN.



Fuente: SENER (2018)

Tabla A.2. Cantidad de nodos por entidad federativa y GCR.

Entidad	BCA	BCS	CN	NE	NO	NT	OR	OC	PE	NA	Total
Aguascalientes	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0	43
Baja California	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105
Baja California Sur	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	30
Campeche	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	20
Chiapas	0	0	0	0	0	0	0	65	0	0	65
Chihuahua	0	0	0	0	0	170	0	0	0	0	170
Ciudad De México	0	0	58	0	0	0	0	0	0	0	58
Coahuila	0	0	0	53	0	34	0	0	0	0	87
Colima	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0	26
Durango	0	0	0	0	0	55	0	0	0	0	55
Guanajuato	0	0	0	0	0	0	153	0	0	0	153
Guerrero	0	0	8	0	0	0	0	64	0	0	72
Hidalgo	0	0	28	1	0	0	8	1	0	0	38
Jalisco	0	0	0	0	0	0	174	0	0	0	174
México	0	0	146	0	0	0	0	0	0	0	146
Michoacan	0	0	22	0	0	0	89	0	0	0	111
Morelos	0	0	1	0	0	0	0	25	0	0	26
Nayarit	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0	26
Nuevo León	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	125
Oaxaca	0	0	0	0	0	0	0	71	0	0	71
Puebla	0	0	5	0	0	0	0	80	0	0	85
Queretaro	0	0	0	0	0	0	64	0	0	0	64
Quintana Roo	0	0	0	0	0	0	0	0	41	0	41
San Luis Potosí	0	0	0	11	0	0	85	0	0	0	96
Sinaloa	0	0	0	0	65	0	0	0	0	0	65
Sonora	6	0	0	0	141	0	0	0	0	0	147
Tabasco	0	0	0	0	0	0	0	51	0	0	51
Tamaulipas	0	0	0	94	0	0	0	0	0	0	94
Tlaxcala	0	0	0	0	0	0	0	33	0	0	33
Veracruz	0	0	0	6	0	0	0	164	0	0	200
Yucatan	0	0	0	0	0	0	0	0	41	0	41
Zacatecas	0	0	0	0	0	5	44	0	0	0	49
NA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
Total	111	30	268	290	206	264	712	554	102	7	2544

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Donde BCA es la GCR Baja California, BCS es la GCR Baja California Sur, CN es la GCR central, NE es la GCR noreste, NO es la GCR noroeste, OR es la GCR occidental

Tabla A.3. Información de los nodos de importación y exportación de México.

Región	Enlace México - Extranjero	Operador del Sistema Eléctrico- País	Tensión (KV)
Oriental	Tapachula Potencia - Los Brillantes	AMM - Guatemala	400
Noreste	Cd. Industrial - Laredo	ERCOT - EUA	230
Noreste	Cumbres - Rail Road	ERCOT - EUA	138
Noreste	Piedras Negras - Eagle Pass	ERCOT - EUA	138
BCA	La Rosita – Imperial Valley	CAISO - EUA	230
BCA	Tijuana – Otay Mesa	CAISO - EUA	230
Peninsular	Xul-Ha - West	BEL - Belice	115

Fuente: Manual de las importaciones y exportaciones (DOF, 2017)

Tabla A.4. Claves de los nodos de importación y exportación de México.

Enlace de Interconexión Internacional	NodoP hasta el 22-12/2017	NodoP a partir del 23/12/2017
Tapachula Potencia - Los Brillantes	02THP-400	09LBR-230
Cd. Industrial - Laredo	06CID-138	06LAA-138
Cumbres - Rail Road	06CUF-138	06RRD-138
Piedras Negras - Eagle Pass	06PNE-138	06EAP-138
La Rosita – Imperial Valley	07ROA-230	07IVY-230
Tijuana – Otay Mesa	07TJI-230	07OMS-230
Xul-Ha - West	08XUL-115	08BEL-115

Fuente: Nota Informativa del CENACE 21/dic/2017 (<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/2017-12-21%20Aplicaci%C3%B3n%20del%20Manual%20de%20Importaciones%20y%20Exportaciones.pdf>).

Tabla A.5. BCA: Media de los PML para el MTR y MDA, por hora.

Hora	2017		2018		2019	
	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA
1	541.17	523.93	641.24	583.64	502.90	580.34
2	551.24	486.10	585.09	505.93	461.69	500.76
3	541.96	462.08	569.10	457.91	435.68	449.63
4	494.62	452.87	526.40	389.17	418.20	420.16
5	490.67	452.53	522.91	391.47	417.49	429.00
6	491.95	456.18	596.36	436.56	436.44	465.03
7	523.29	475.07	583.30	447.14	458.66	551.00
8	550.53	508.48	571.04	508.61	490.18	613.76
9	555.00	530.86	642.48	598.48	518.23	589.87
10	576.26	559.83	678.49	691.75	547.81	603.39
11	618.22	591.37	717.61	838.04	573.09	640.22
12	647.90	618.57	822.26	1015.04	748.93	672.25
13	623.38	661.96	836.71	1149.59	714.06	674.79
14	671.53	677.81	860.82	1311.56	753.32	755.63
15	661.66	674.16	843.52	1367.35	752.78	795.75
16	679.65	699.93	851.97	1443.12	817.58	865.33
17	672.12	692.13	864.80	1394.26	839.36	946.82
18	733.50	716.79	884.44	1387.19	815.55	1024.78
19	750.67	685.15	889.63	1396.36	796.05	1151.89
20	747.84	737.35	830.90	1426.74	812.98	1234.67
21	664.81	714.97	817.01	1339.77	777.18	1117.75
22	671.69	649.34	751.68	1064.52	764.27	926.30
23	616.24	596.66	704.44	882.26	702.56	739.78
24	612.08	549.52	663.24	666.44	537.58	626.16

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se excluye la hora 25 que surge en el cambio de horario de invierno.

Tabla A.6. SIN: Media de los PML para el MTR y MDA, por hora.

Hora	2017		2018		2019	
	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA
1	1239.84	1117.61	1527.77	1483.83	1278.64	1242.08
2	1120.93	977.00	1369.05	1318.03	1153.80	1084.02
3	1015.73	892.42	1304.21	1224.35	1054.17	971.42
4	996.70	825.79	1204.55	1133.87	989.41	901.00
5	959.50	805.76	1178.47	1090.08	977.49	871.73
6	970.01	825.66	1226.76	1124.01	1026.03	917.57
7	1045.53	934.47	1340.23	1274.93	1140.72	1066.83
8	1148.02	1021.76	1433.90	1386.45	1218.23	1171.04
9	1251.75	1159.19	1558.70	1483.93	1267.63	1220.97
10	1374.63	1278.93	1707.51	1594.18	1310.34	1269.09
11	1506.71	1349.25	1772.46	1670.67	1342.02	1294.87
12	1592.57	1377.52	1836.38	1707.96	1382.61	1326.22
13	1671.76	1411.38	1869.50	1754.73	1386.81	1352.70
14	1685.92	1427.78	1888.91	1754.93	1405.06	1377.01
15	1680.02	1434.50	1889.73	1775.19	1412.86	1385.35
16	1740.21	1448.67	1904.57	1826.83	1438.35	1431.80
17	1733.10	1458.92	1953.62	1852.11	1430.64	1451.48
18	1610.71	1427.15	1899.60	1804.80	1442.48	1474.52
19	1537.90	1406.48	1851.22	1798.02	1486.55	1505.25
20	1537.04	1389.11	1912.68	1802.53	1561.85	1540.03
21	1570.11	1431.68	1894.43	1832.66	1605.91	1619.63
22	1616.63	1421.94	1863.64	1845.64	1565.66	1618.28
23	1545.66	1397.49	1793.00	1807.69	1495.77	1578.28
24	1337.03	1231.73	1653.52	1646.43	1370.99	1411.18

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se excluye la hora 25 generada del cambio de horario de invierno.

Tabla A.7. BCS: Media de los PML para el MTR y MDA, por hora.

Hora	2017		2018		2019	
	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA
1	2857.89	2621.27	3207.70	3031.22	3488.48	3304.33
2	2696.69	2478.51	3077.09	2813.71	3287.39	3089.53
3	2600.59	2330.87	2957.81	2689.25	3137.65	2940.15
4	2497.28	2171.78	2811.15	2580.46	2950.71	2831.71
5	2418.65	2092.60	2713.23	2515.81	2844.44	2719.74
6	2448.81	2071.04	2720.56	2473.78	2830.68	2659.29
7	2366.26	2066.58	2706.88	2453.67	2827.77	2610.74
8	2328.83	2055.82	2656.91	2446.48	2734.25	2572.80
9	2450.14	2117.82	2782.95	2500.04	2798.96	2592.39
10	2589.91	2227.52	2882.87	2573.89	2848.05	2675.46
11	2675.89	2332.02	3001.98	2704.67	2909.77	2697.23
12	2745.46	2393.49	3102.70	2749.98	2953.81	2735.03
13	2778.51	2434.34	3149.32	2800.76	3028.57	2825.80
14	2839.64	2491.18	3213.34	2865.59	3175.44	2959.39
15	2940.00	2588.17	3324.64	2973.21	3396.37	3132.10
16	3025.87	2679.15	3373.96	3042.80	3733.48	3285.44
17	3106.63	2763.98	3454.50	3132.86	4034.29	3457.15
18	3096.01	2822.19	3505.67	3239.38	4202.16	3709.33
19	3148.65	2833.99	3612.41	3298.85	4336.81	3828.86
20	3108.76	2820.93	3607.76	3285.44	4310.48	3886.22
21	3150.60	2874.87	3644.38	3427.84	4289.56	3915.70
22	3170.18	2896.87	3618.32	3442.50	4304.74	3861.54
23	3118.29	2827.56	3484.70	3338.18	4176.84	3715.67
24	2796.99	2697.94	3267.06	3162.45	3885.92	3476.83

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se excluye la hora 25 generada del cambio de horario de invierno.

Tabla A.9. Media de los PML para el MTR y MDA, por mes.

Fecha	BCA		BCS		SIN	
	MDA	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR
Feb-2017	475.62	485.30	1769.73	1908.71	906.65	1135.58
Mar-2017	494.32	483.26	1674.21	1812.37	1003.68	1234.16
Abr-2017	534.27	514.24	1781.62	1961.36	1232.00	1591.75
May-2017	549.94	580.09	1819.54	1968.82	1478.90	1762.27
Jun-2017	642.12	637.01	2022.91	2249.99	1985.07	2470.15
Jul-2017	675.35	652.05	3378.58	3831.93	1123.47	1436.24
Ago-2017	786.25	735.79	2957.63	3284.92	1515.26	1521.19
Sep-2017	603.17	581.26	3144.38	3408.68	1085.01	1104.29
Oct-2017	640.53	666.49	3775.94	4089.80	1160.27	1148.35
Nov-2017	525.24	581.40	3213.63	3618.92	1272.13	1144.66
Dic-2017	454.66	503.73	2401.72	2602.27	1009.73	985.90
Ene -2018	499.95	659.58	2160.77	2341.00	1086.31	1112.116
Feb-2018	400.52	475.67	1968.37	2101.36	1239.85	1377.96
Mar-2018	329.42	392.40	1924.11	2036.90	1208.96	1405.97
Abr-2018	338.54	416.93	2170.62	2486.19	1450.33	1601.63
May-2018	385.63	451.73	3175.86	3287.36	2108.14	2477.23
Jun-2018	639.79	595.41	3962.61	4387.16	2248.06	2320.55
Jul-2018	2442.59	1119.44	3600.87	4023.81	1847.28	1759.15
Ago-2018	3087.83	1813.02	3795.97	4193.64	2248.36	1973.17
Sep-2018	842.40	683.61	3603.31	3756.89	1722.36	1755.33
Oct-2018	514.54	573.68	3363.63	3702.59	1287.21	1509.95
Nov-2018	584.96	640.08	2974.77	3367.56	1308.18	1470.88
Dic-2018	665.55	749.07	2126.82	2319.87	1222.12	1143.68
Ene-2019	945.19	750.51	1990.41	2122.64	1134.92	1118.24
Feb-2019	1682.66	1123.61	2297.94	2461.22	1356.47	1572.92
Mar-2019	685.18	530.75	2700.69	3032.15	1554.83	1465.38
Abr-2019	408.50	324.52	2837.35	3051.87	1718.97	1934.89
May-2019	357.55	301.07	3545.52	3968.87	1728.61	1890.11
Jun-2019	508.00	365.62	3504.34	3616.97	1401.12	1523.56
Jul-2019	790.07	536.24	4419.25	5019.29	1151.34	1362.66
Ago-2019	953.04	1074.51	4362.67	5308.00	1466.47	1437.88
Sep-2019	842.24	1296.18	4205.99	4441.66	1450.62	1302.65
Oct-2019	566.28	416.29	3638.43	3738.55	1057.33	916.19
Nov-2019	532.33	433.04	2588.99	2872.77	946.79	796.08
Dic-2019	489.99	439.22	1657.06	1602.03	595.87	592.29
Ene-2020	441.74	323.40	1429.66	1453.21	455.13	522.74

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Tabla A.10. Media, máximo y mínimo de los PML por GCR.

GCR	Año	MDA			MTR		
		Media	Mínimo	Máximo	Media	Mínimo	Máximo
BCA	2017	590.6	-129.7	5643.8	620.8	356.5	8019.1
BCA	2018	905.1	-1448.2	16273.9	719.5	238.3	17490.0
BCA	2019	724.4	-1134.0	23850.0	629.1	87.4	14650.6
BCS	2017	2487.3	1116.9	5751.8	2814.6	871.2	5626.6
BCS	2018	2897.6	1450.5	14981.1	3161.7	1281.1	16695.0
BCS	2019	3144.9	0.0	8616.4	3436.7	826.9	15693.8
Central	2017	1236.0	304.3	5578.5	1418.9	411.8	7734.4
Central	2018	1605.9	-182.4	12720.0	1725.6	-389.0	14310.0
Central	2019	1430.3	0.0	6117.6	1430.7	246.8	8868.5
Noreste	2017	1083.5	181.6	7115.6	1305.2	0.0	7734.4
Noreste	2018	1331.4	-794.8	9521.6	1480.3	110.7	7987.9
Noreste	2019	962.7	-195.8	15290.2	1074.1	2.2	7768.2
Noroeste	2017	1127.0	187.5	7115.6	1283.2	0.0	7734.4
Noroeste	2018	1373.5	-232.5	12720.0	1375.3	-1115.8	10000.0
Noroeste	2019	774.8	-49.8	6804.5	1015.1	3.7	8242.9
Norte	2017	1215.2	341.3	7115.6	1402.6	334.8	7734.4
Norte	2018	1567.5	0.6	12720.0	1559.2	-199.4	10000.0
Norte	2019	1017.9	-101.3	7247.9	1085.3	16.6	8470.2
Occidental	2017	1240.5	368.8	7115.6	1401.4	0.0	7734.4
Occidental	2018	1595.1	328.3	9935.0	1679.2	220.3	8264.4
Occidental	2019	1326.5	-36.7	8212.2	1346.8	30.9	8923.2
Oriental	2017	1259.5	332.6	6503.3	1436.3	120.4	7734.4
Oriental	2018	1637.0	-1096.7	16691.4	1747.5	-9184.8	8652.3
Oriental	2019	1518.1	0.0	8212.4	1494.8	4.3	9657.0
Peninsular	2017	1555.5	391.6	7743.3	1638.0	430.7	7734.4
Peninsular	2018	2290.1	470.2	17490.0	2174.8	383.8	16695.0
Peninsular	2019	2189.4	0.0	15218.6	1858.4	281.0	15373.0

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Tabla A.11. Media de los componentes del PML, por GCR.

GCR	Año	Energía		Pérdida		Congestión	
		MDA	MTR	MDA	MTR	MDA	MTR
BCA	2017	583.1	615.7	7.7	5.1	-0.1	0.0
BCA	2018	873.1	693.0	19.7	7.6	12.3	18.9
BCA	2019	704.8	619.1	13.0	7.5	6.7	2.5
BCS	2017	2462.0	2782.3	20.2	25.6	5.1	6.6
BCS	2018	2865.3	3133.8	11.6	23.0	20.7	4.9
BCS	2019	3127.9	3411.0	20.3	25.9	-3.3	-0.3
Central	2017	1203.2	1386.6	31.0	31.6	1.8	0.6
Central	2018	1543.8	1621.6	45.9	48.2	16.2	55.8
Central	2019	1295.8	1320.6	58.6	61.9	76.0	48.2
Noreste	2017	1203.4	1364.2	-55.0	-39.6	-64.8	-19.4
Noreste	2018	1543.8	1620.3	-81.7	-73.0	-130.7	-67.1
Noreste	2019	1293.9	1318.3	-131.5	-131.8	-199.7	-112.4
Noroeste	2017	1202.4	1364.7	-7.5	2.2	-67.9	-83.7
Noroeste	2018	1544.1	1614.4	20.7	24.6	-191.4	-263.8
Noroeste	2019	1293.7	1318.2	-102.4	-107.6	-416.5	-195.5
Norte	2017	1203.3	1385.5	-8.7	13.8	20.6	3.3
Norte	2018	1543.5	1614.2	-2.8	-6.1	26.8	-48.8
Norte	2019	1293.4	1317.8	-115.2	-124.1	-160.3	-108.5
Occidental	2017	1203.2	1366.6	28.6	32.1	8.7	2.8
Occidental	2018	1544.0	1620.4	33.2	32.3	17.9	26.6
Occidental	2019	1294.4	1319.1	12.9	12.6	19.1	15.1
Oriental	2017	1202.6	1387.0	52.9	45.9	4.0	3.4
Oriental	2018	1544.0	1622.5	66.6	62.3	26.5	62.7
Oriental	2019	1295.5	1320.3	105.2	103.8	117.4	70.7
Peninsular	2017	1202.6	1387.1	205.7	209.1	147.2	41.8
Peninsular	2018	1546.7	1622.1	267.1	263.3	476.2	289.3
Peninsular	2019	1296.1	1321.4	302.3	303.8	591.0	233.3

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Figura A.3. Importación y exportación de electricidad en México durante 2018.

Sistema	Importación		Sistema	Exportación	
	2018 ^{1/}	2017		2018 ^{1/}	2017
	GWh	GWh		GWh	GWh
Eléctrico Nacional	3,677	2,151	Eléctrico Nacional	2,426	1,804
Baja California	1,734	1,041	Baja California	1,364	775
Gerencia de Control Regional	1,943	1,110	Gerencia de Control Regional	1,062	1,029
Oriental	689	31	Oriental	784	789
Noroeste	3	3	Norte	0	0
Norte	1	0	Noreste	43	10
Noreste	1,250	1,076	Peninsular	235	230

^{1/} Información preliminar del MEM al cierre de 2018.

^{1/} Información preliminar del MEM al cierre de 2018.

Fuente: CENACE (2019)

Tabla A.12. Media de los PML del MTR y del MDA por nodo de importación y exportación.

NodoP	2017			2018			2019		
	MDA	MTR	Dif.	MDA	MTR	Dif.	MDA	MTR	Dif.
06EAP-138	1285.54	1043.80	241.74	1435.27	1058.01	377.26	1020.80	855.46	165.34
06LAA-138	1300.93	1053.38	247.55	1443.75	972.74	471.01	1029.55	769.82	259.73
06RRD-138	1215.01	1001.53	213.48	1370.49	1092.03	278.45	963.94	790.60	173.34
07IVY-230	605.48	580.75	24.73	676.59	839.04	-162.46	607.13	699.99	-92.86
07OMS-230	618.61	585.72	32.89	702.02	833.85	-131.83	625.49	697.47	-71.98
08BEL-115	1644.25	1562.66	81.58	2134.33	2293.13	-158.81	1836.86	2329.80	-492.94
09LBR-230	1422.02	1281.07	140.94	1738.12	1634.58	103.54	1533.82	1780.77	-246.95

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Para antes del 23 de diciembre de 2017 se consideran los nodos de la segunda columna de la tabla A.4.

**Tabla A.13. Media de las diferencias entre PML del MTR - PML del MDA,
por entidad federativa.**

Entidad	2017	2018	2019
Aguascalientes	152.60	87.72	21.48
Baja California	31.93	-185.57	-94.48
Baja California Sur	260.54	264.13	291.63
Campeche	58.78	-73.51	-243.70
Coahuila	174.28	104.73	96.74
Colima	144.35	83.82	21.25
Chiapas	132.70	102.73	-28.39
Chihuahua	146.49	-31.64	70.28
Ciudad de México	151.24	122.97	-8.41
Durango	133.39	35.66	62.93
Guanajuato	148.70	83.35	20.75
Guerrero	148.74	104.22	-24.23
Hidalgo	156.54	125.54	25.84
Jalisco	149.47	81.25	18.51
México	151.49	118.45	-3.20
Michoacán	143.17	87.65	12.41
Morelos	151.82	117.68	-15.48
Nayarit	142.04	71.36	20.06
Nuevo León	221.54	156.63	118.15
Oaxaca	142.80	113.80	-30.60
Puebla	148.35	120.23	-18.00
Querétaro	148.58	90.14	20.64
Quintana Roo	34.94	-150.76	-412.51
San Luis Potosí	154.62	93.67	35.15
Sinaloa	140.86	73.09	94.81
Sonora	137.76	-39.16	294.51
Tabasco	143.02	89.51	-11.12
Tamaulipas	191.24	141.67	105.82
Tlaxcala	149.06	122.37	-23.65
Veracruz	151.71	113.78	-19.80
Yucatán	46.66	-101.56	-290.79
Zacatecas	152.14	74.44	21.72

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Tabla A.14. Prueba de raíz unitaria para los nodos de importación y exportación y su correspondiente GCR.

	Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020	
	MTR	MDA	MTR	MDA
06LAA-138	-3.4 **	-5.1 ***	-1.2	-11.2 ***
06RRD-138	-3.4 **	-3.9 ***	-1.4	-6.5 ***
06EAP-138	-3.4 **	-4.1 ***	-1.2	-3.0 **
Noreste	-3.5 ***	-3.1 **	-1.1	-3.0 **
07IVY-230	-3.3 **	-5.0 ***	-4.7 ***	-5.4 ***
07OMS-230	-3.5 ***	-5.1 ***	-2.9 **	-5.5 ***
BCA	-3.4 **	-2.1	-4 ***	-5.6 ***
08BEL-115	-8.5 ***	-4.0 ***	-2.2	-7.5 ***
Peninsular	-8.3 ***	-4.4 ***	-2	-4.5 ***
09LBR-230	-8.5 ***	-3.7 ***	-2.1	-8.5 ***
Oriental	-8.2 ***	-3.7 ***	-2.1	-2.5

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se informa los estadísticos de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por ** y 99 % por ***.

Tabla A.15. Prueba de cointegración de los precios de los nodos de importación y exportación en México.

GCR	Nodo	Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020	
		MTR	MDA	MTR	MDA
BCA	07IVY-230	127.4	204.3	211.4	263.8
BCA	07OMS-230	153.9	207.7	210.1	261.4
Noreste	06LAA-138	110.6	128.9	88.5	189.30
Noreste	06RRD-138	139.1	63.5	150.0	155.4
Noreste	06EAP-138	109.4	119.3	91.0	152.1
Peninsular	08BEL-115	109.4	44.8	93.1	246.6
Oriental	09LBR-230	183.4	213.8	119.2	90.8

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La tabla informa los resultados de las pruebas de cointegración de los precios de cada nodo con respecto al precio de la GCR en donde está ubicado. Se muestra el estadístico de la prueba de cointegración basada en el método [Johansen \(1995\)](#). Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41.

Apéndice B

Causalidad de los precios de los nodos de importación y exportación en México

La prueba de causalidad de Granger (Granger, 1969) está diseñada para detectar la dirección causal entre dos series de tiempo. Se dice que una variable X causa en el sentido de Granger a una variable Y si, dados los valores pasados de Y , y los valores pasados de X son útiles para predecir Y . Considerando un modelo VAR bivariado con dos series temporales Y_t y X_t , de la siguiente forma,

$$X_t = \sum_{j=1}^m a_j X_{t-j} + \sum_{j=1}^m b_j Y_{t-j} + \epsilon_t \quad (\text{B.1})$$

$$Y_t = \sum_{j=1}^m c_j X_{t-j} + \sum_{j=1}^m d_j Y_{t-j} + \eta_t \quad (\text{B.2})$$

donde m es el orden de retraso, a , b , c y d son parámetros, ϵ y η son términos de error.

Para probar si la causalidad de Granger va de X a Y ($X \rightarrow Y$), se tiene que la hipótesis nula de que los coeficientes estimados en los valores rezagados de x son conjuntamente cero, es decir, las b_j son conjuntamente igual a cero. Si la hipótesis nula es rechazada, si al menos una de los d_j es igual a cero. No rechazar la hipótesis nula es equivalente a no rechazar la hipótesis de que X no causa en sentido de Granger a Y .

Para que sea válido aplicar este modelo es necesario que las dos series sean estacionarias, o que las dos series no sean estacionarias pero estén cointegradas (Papana, Kyrtsov, Kugiumtzis, y Diks, 2014). Además, la elección de rezagos debe ser óptima, por lo tanto los rezagos se pueden obtener bajo el criterio de información bayesiano de Schwarz (Schwarz, 1978).

Con base a esta prueba, se analiza la causalidad del precio de cada nodo de importación y exportación en el precio la GCR correspondiente¹, y viceversa.

El estudio de causalidad solo será aplicado para el periodo de febrero de 2018 a enero de 2019 y de febrero 2019 a enero de 2020 por dos razones. La primera porque en el 11 de diciembre de 2017 en el MEM se dio un cambio en materia de importación y exportación (ver [DOF, 2017](#)), y la segunda por lo mencionado en el segundo capítulo de que se hacen dos suposiciones fuertes, en este trabajo, acerca de los nodos de importación y exportación para antes del 23 de diciembre de 2017.

El supuesto para aplicar la prueba de causalidad de Granger es que ambas series son estacionarias o que ambas series sean no estacionarias y estén cointegradas. En la tabla [B.1](#) se presentan los resultados sobre la estacionariedad de las series de precios para ambos mercados y para cada periodo.

Se tiene interés en que tanto la serie de precios de la GCR. como la del nodo importación y exportación tengan la misma situación de estacionariedad (es decir, ambas sean estacionarias o ambas sean no estacionarias). Teniendo que en casi todos los casos se cumple esto, a excepción de los precios del MDA para BCA en febrero de 2019 a enero de 2020.

La finalidad de mostrar la tabla [B.2](#), es para analizar la cointegración de los precios en los casos donde ambas series son no estacionarias, teniendo que en todos estos casos así sucede. Concluyendo con estos resultados que, solamente, no es válido aplicar la prueba de causalidad de Granger para el MDA en la GCR BCA durante febrero 2019 y enero 2020.

La tabla [B.3](#) informa los resultados de la prueba de causalidad de Granger entre los precios del nodo de importación y exportación.

¹Los nodos de importación y exportación no pertenecen a la GCR ver tabla [A.2](#), pero debido a la ubicación se le asigna una región (ver tabla [A.3](#)), en este trabajo, se supone que esa región es la misma que la GCR.

Tabla B.1. Prueba de raíz unitaria para los nodos de importación y exportación y su correspondiente GCR.

	Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020	
	MTR	MDA	MTR	MDA
06LAA-138	-3.4 **	-5.1 ***	-1.2	-11.2 ***
06RRD-138	-3.4 **	-3.9 ***	-1.4	-6.5 ***
06EAP-138	-3.4 **	-4.1 ***	-1.2	-3.0 **
Noreste	-3.5 ***	-3.1 **	-1.1	-3.0 **
07IVY-230	-3.3 **	-5.0 ***	-4.7 ***	-5.4 ***
07OMS-230	-3.5 ***	-5.1 ***	-2.9 **	-5.5 ***
BCA	-3.4 **	-2.1	-4 ***	-5.6 ***
08BEL-115	-8.5 ***	-4.0 ***	-2.2	-7.5 ***
Peninsular	-8.3 ***	-4.4 ***	-2	-4.5 ***
09LBR-230	-8.5 ***	-3.7 ***	-2.1	-8.5 ***
Oriental	-8.2 ***	-3.7 ***	-2.1	-2.5

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se informa los estadísticos de la prueba de raíz unitaria Dickey Fuller, se rechaza la hipótesis nula de raíz unitaria con un nivel de confianza del 90 % marcado por *, 95 % por ** y 99 % por ***.

Tabla B.2. Prueba de cointegración de los precios de los nodos de importación y exportación en México.

GCR	Nodo	Feb. 2018 a en. 2019		Feb. 2019 a en. 2020	
		MTR	MDA	MTR	MDA
BCA	07IVY-230	127.4	204.3	211.4	263.8
BCA	07OMS-230	153.9	207.7	210.1	261.4
Noreste	06LAA-138	110.6	128.9	88.5	189.30
Noreste	06RRD-138	139.1	63.5	150.0	155.4
Noreste	06EAP-138	109.4	119.3	91.0	152.1
Peninsular	08BEL-115	109.4	44.8	93.1	246.6
Oriental	09LBR-230	183.4	213.8	119.2	90.8

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: La tabla informa los resultados de las pruebas de cointegración de los precios de cada nodo con respecto al precio de la GCR en donde está ubicado. Se muestra el estadístico de la prueba de cointegración basada en el método [Johansen \(1995\)](#). Los valores críticos correspondientes en los niveles 1 % y 5 % son 20.04 y 15.41.

Tabla B.3. Relaciones de causalidad de Granger entre los precios del nodos de importación y exportación y la GCR correspondiente.

Periodo	Relación de causalidad	MTR	MDA
Feb. 2018	La Rosita – Imperial Valley (07IVY-230) → BCA	0.143	0.000 ^X
a en. 2019	BCA → La Rosita – Imperial Valley	0.368	0.158 ^X
Feb. 2019	La Rosita – Imperial Valley - Laredo → BCA	0.295	0.000 ^X
a en. 2020	BCA → La Rosita – Imperial Valley	0.808	0.378 ^X
Feb. 2018	Tijuana – Otay Mesa → BCA	0.258	0.000
a en. 2019	BCA → Tijuana – Otay Mesa (07OMS-230)	0.000	0.136
Feb. 2019	Tijuana – Otay Mesa - Laredo → BCA	0.734	0.000
a en. 2020	BCA → Tijuana – Otay Mesa	0.665	0.815
Feb. 2018	Cd. Industrial - Laredo (06LAA-138) → Noreste	0.000	0.022
a en. 2019	Noreste → Cd. Industrial-Laredo	0.000	0.327
Feb. 2019	Cd. Industrial - Laredo → Noreste	0.84	0.759
a en. 2020	Noreste → Cd. Industrial - Laredo	0.871	0.000
Feb. 2018	Cumbres - Rail Road (06RRD-138) → Noreste	0.404	0.126
a en. 2019	Noreste → Cumbres - Rail Road	0.681	0.015
Feb. 2019	Cumbres - Rail Road → Noreste	0.192	0.121
a en. 2020	Noreste → Cumbres - Rail Road	0.026	0.034
Feb. 2018	Piedras Negras - Eagle Pass (06EAP-138) → Noreste	0.000	0.094
a en. 2019	Noreste → Piedras Negras - Eagle Pass	0.001	0.042
Feb. 2019	Piedras Negras - Eagle Pass → Noreste	0.784	0.784
a en. 2020	Noreste → Piedras Negras - Eagle Pass	0.872	0.118
Feb. 2018	Xul-Ha - West (08BEL-115) → Peninsular	0.027	0.273
a en. 2019	Peninsular → Xul-Ha - West	0.053	0.769
Feb. 2019	Xul-Ha -West → Peninsular	0.000	0.434
a en. 2020	Peninsular → Xul-Ha - West	0.000	0.000
Feb. 2018	Tapachula Potencia - Los Brillantes (09LBR-230) → Oriental	0.150	0.058
a en. 2019	Oriental → Tapachula Potencia - Los Brillantes	0.042	0.000
Feb. 2019	Tapachula Potencia - Los Brillantes → Oriental	0.002	0.603
a en. 2020	Oriental → Tapachula Potencia - Los Brillantes	0.529	0.001

Fuente: Elaboración propia utilizando datos del CENACE.

Nota: Se muestra el p-valor de la prueba Wald. ^X significa que no es válida la prueba de causalidad de Granger para esa relación, porque una serie es estacionaria y la otra no.

Bibliografía

- Aguilar, E. (2019). Mercado eléctrico mayorista por fin tiene usuarios participantes. *EL CEO*. Descargado de <https://elceo.com/negocios/mercado-electrico-mayorista-por-fin-tiene-usuarios-participantes/>
- Arciniegas, I., Barrett, C., y Marathe, A. (2003). Assessing the efficiency of US electricity markets. *Utilities Policy*, 11(2), 75–86. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178703000031> doi: 10.1016/S0957-1787(03)00003-1
- Asan, G., y Tasaltin, K. (2017). Market efficiency assessment under dual pricing rule for the Turkish wholesale electricity market. *Energy Policy*, 107, 109–118. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517302495> doi: 10.1016/j.enpol.2017.04.024
- Ballester, J. M., Climent, F., y Furió, D. (2016). Market efficiency and price discovery relationships between spot, futures and forward prices: the case of the iberian electricity market (mibel). *Spanish Journal of Finance and Accounting/Revista Española de Financiación y Contabilidad*, 45(2), 135–153.
- Balza, L., Jimenez, R., y Mercado, J. (2013). Privatization, institutional reform, and performance in the latin american electricity sector. *Inter-American Development Bank Technical Note*, 599. Descargado de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.874.151&rep=rep1&type=pdf>
- Bancomext. (2018). Modelos de negocios para la generación de electricidad con energías renovables en México. Descargado de https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos_de_negocio_ER_Bancomext_GIZ.pdf
- Barouti, M., y Hoang, V.-D. D. (2011). Electricity as a Commodity. *ESSEC Business School*.
- Bartlett, M. S. (1978). *An introduction to stochastic processes: with special reference to methods and applications*. CUP Archive.
- Bessembinder, H., y Lemmon, M. L. (2002). Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets. *Journal of Finance*, 57(3), 1347–1382. doi: 10.1111/1540-6261.00463
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C. R., y Wolfram, C. (2001). Trading inefficiencies in california’s electricity markets. *NBER Working Paper*(8620).
- Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C. R., y Wolfram, C. (2008). Inefficiencies and market power in financial arbitrage: a study of california’s electricity markets. *The Journal of Industrial Economics*, 56(2), 347–378.

- Breceda, M. (2000). Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México. *Preparado para Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte*, 13.
- Brooks, C. (2019). *Introductory econometrics for finance* (4.^a ed.). Cambridge University Press. doi: 10.1017/9781108524872
- Carreón, V. G., San Vicente, A. J., y Rosellón, J. (2005). The Mexican electricity sector: economic, legal and political issues. *Repsol YPF-Harvard Kennedy School Fellows*, 89.
- Carreón-Rodríguez, V., Jiménez, A., Vicente, S., y Rosellón, J. (2007). The Mexican electricity sector: Economic, legal and political issues. *The Political Economy of Power Sector Reform: The Experiences of Five Major Developing Countries*.
- CENACE. (2019). Programa de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista 2019-2033, México.
- De Vany, A. S., y Walls, W. D. (1999). Cointegration analysis of spot electricity prices: Insights on transmission efficiency in the western US. *Energy Economics*, 21(5), 435–448. doi: 10.1016/S0140-9883(99)00019-5
- Dickey, D. A., y Fuller, W. A. (1979). Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series with a Unit Root. *Journal of the American Statistical Association*, 74(366a), 427–431. doi: 10.1080/01621459.1979.10482531
- DOF. (2016). Manual de mercado de energía de corto plazo. Descargado de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Mercado%20de%20Energ%C3%ADa%20de%20Corto%20Plazo%20DOF%202016%2006%2017.pdf>
- DOF. (2017). Manual de Importaciones y Exportaciones. Descargado de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Importaciones%20y%20Exportaciones%20DOF%202017%2012%2011.pdf>
- Dybvig, P. H., y Ross, S. A. (1989). Arbitrage. En *Finance* (pp. 57–71). London: Palgrave Macmillan UK. Descargado de http://link.springer.com/10.1007/978-1-349-20213-3_4 doi: 10.1007/978-1-349-20213-3_4
- Engle, R. F., y Granger, C. W. (2015). Co-integration and error correction: Representation, estimation, and testing. *Applied Econometrics*, 39(3), 107–135. Descargado de <https://www.jstor.org/stable/1913236> doi: 10.2307/1913236
- Fama, E. F. (1970). Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. *The Journal of Finance*, 25(2), 383. Descargado de <https://www.jstor.org/stable/2325486> doi: 10.2307/2325486
- Fama, E. F., y French, K. R. (1987). Commodity futures prices: Some evidence on forecast power, premiums, and the theory of storage. *Journal of Business*, 55–73.
- Fuller, W. A. (1996). *Introduction to statistical time series* (2.^a ed.).
- Giraldo, J. (2017). *Welfare impact of virtual trading on wholesale electricity markets* (Tesis Doctoral no publicada). Purdue University.
- Granger, C. W. J. (1969). Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-spectral Methods. *Econometrica*, 37(3), 424. doi: 10.2307/1912791
- Haugom, E., y Ullrich, C. J. (2012). Market efficiency and risk premia in short-term forward prices. *Energy Economics*, 34(6), 1931–1941. doi: 10.1016/j.eneco.2012.08.003
- Jha, A., y Wolak, F. A. (2013). Testing for market efficiency with transactions costs: An application to convergence bidding in wholesale electricity markets. En *Industrial org. seminar, yale university. citeseer*.

- Johansen, S. (1995). *Likelihood-based inference in cointegrated vector autoregressive models*. Oxford University Press on Demand.
- Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *Energy Journal*, 29(SPEC. ISS.), 9–42. doi: 10.5547/issn0195-6574-ej-vol29-nosi2-3
- Lekovic, M. (2018). Evidence for and against the validity of efficient market hypothesis. *Economic Themes*, 56, 369-387. doi: 10.2478/ethemes-2018-0022
- Lomelín, R. O. (2018). *La evolución constitucional de la energía de 1917*. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones Jurídicas.
- Longstaff, F. A., y Wang, A. W. (2004). Electricity forward prices: a high-frequency empirical analysis. *The journal of finance*, 59(4), 1877–1900.
- MIM. (2017). Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2016. Descargado de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ReporteAnual/2017/Reporte%20Anual%20del%20MEM%202016%20-%20Monitor%20Independiente%20del%20Mercado.pdf>
- MIM. (2018). Reporte Anual Del Mercado Eléctrico Mayorista 2017. Descargado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414648/Reporte_Anual_VF_public.pdf
- MIM. (2020a). Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018. Descargado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/497897/Reporte_Anual_2018_del_Monitor_Independiente_del_Mercado_compressed.pdf
- MIM. (2020b). Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019. Descargado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf
- Newey, W. K., West, K. D., y cols. (1987). A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix. *Econometrica*, 55(3), 703–708.
- OECD/IEA. (2001). Competition in electricity markets. Descargado de http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/OECDIEA_Competition_in_Electricity.pdf
- Papaioannou, G. P., Dikaiakos, C., Stratigakos, A. C., Papageorgiou, P. C., y Krommydas, K. F. (2019). Testing the efficiency of electricity markets using a new composite measure based on nonlinear ts tools. *Energies*, 12(4), 618.
- Papana, A., Kyrtsov, K., Kugiumtzis, D., y Diks, C. (2014). Identifying causal relationships in case of non-stationary time series. *CeNDEF Working Papers*.
- Polemis, M. L. (2016). New evidence on the impact of structural reforms on electricity sector performance. *Energy Policy*, 92, 420–431. doi: 10.1016/j.enpol.2016.02.032
- Pollitt, M. G. (2004). Electricity reform in chile. lessons for developing countries. *Journal of Network Industries*(3-4), 221–262. Descargado de <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45024>
- Pollitt, M. G. (2012). Lessons from the history of independent system operators in the energy sector. *Energy Policy*, 47, 32–48. doi: 10.1016/j.enpol.2012.04.007
- Quan, N. T., y Michaels, R. J. (2001). Games or opportunities: Bidding in the California markets. *Electricity Journal*, 14(1), 99–108. doi: 10.1016/S1040-6190(00)00179-2
- Ramírez-Camperos, A. M., Rodríguez-Padilla, V., y Guido-Aldana, P. A. (2013). The Mexican electricity sector: Policy analysis and reform (1992-2009). *Energy Policy*, 62, 1092–1103. doi: 10.1016/j.enpol.2013.06.063

- Rammerstorfer, M., y Wagner, C. (2009). Reforming minute reserve policy in Germany: A step towards efficient markets? *Energy Policy*, 37(9), 3513–3519. doi: 10.1016/j.enpol.2009.03.056
- Saravia, C., Bushnell, J., Busse, M., Gilbert, R., Lewis, M., Nevo, A., y Wolfram, C. (2003). Speculative trading and market performance: The effect of arbitrageurs on efficiency and. En *Market power in the new york electricity market*, university of california energy institute, csem wp 121. Descargado de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.582.2379>
- Schwarz, G. (1978). Estimating the Dimension of a Model. *Annals of Statistics*, 6(2), 461–464. doi: 10.1214/AOS/1176344136
- SENER. (2013). Reforma energética. Descargado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf
- SENER. (2018). Programa nacional de desarrollo del sistema eléctrico nacional (prodesen) 2018-2032. Descargado de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- SENER. (2019). Balance Nacional de Energía 2018. Descargado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- Shen, D., Yang, Q., y cols. (2012). Electricity market regulatory reform and competition-case study of the new zealand electricity market. *Energy Market Integration in East Asia: Theories, Electricity Sector and Subsidies*, ERIA, Jakarta, Indonesia, 103–139. Descargado de <https://www.eria.org/Chapter%206-Electricity%20Market%20Regulatory%20Reform%20and%20Competition-Case%20Study%20of%20the%20New%20Zealand%20Electricity%20Market.pdf>
- Sioshansi, F. P. (2006, nov). Electricity Market Reform: What Have We Learned? What Have We Gained? *Electricity Journal*, 19(9), 70–83. doi: 10.1016/j.tej.2006.10.003
- Terrazas, D., y Serrano, J. (2019). ¿Cómo llega la luz a tu casa? *Otros Diálogos*. Descargado de <https://otrosdialogos.colmex.mx/como-llega-la-luz-a-tu-casa>

Índice de tablas

3.1. BCA: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	45
3.2. BCA: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	46
3.3. BCS: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	49
3.4. BCS: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	50
3.5. Central: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	53
3.6. Central: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	54
3.7. Noroeste: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	57
3.8. Noroeste: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	58
3.9. Noreste: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	61
3.10. Noreste: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	62
3.11. Norte: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	65
3.12. Norte: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	66
3.13. Oriental: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	69
3.14. Oriental: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	70
3.15. Occidental: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	73
3.16. Occidental: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	74
3.17. Peninsular: Prueba de raíz unitaria y cointegración.	77
3.18. Peninsular: Convergencia del precio del MDA al precio del MTR.	78
3.19. Eficiencia del mercado por GCR	81
A.1. Participantes del mercado	93
A.2. Cantidad de nodos por entidad federativa y GCR.	95
A.3. Información de los nodos de importación y exportación de México.	96
A.4. Claves de los nodos de importación y exportación de México.	96
A.5. BCA: Media de los PML para el MTR y MDA, por hora.	97
A.6. SIN: Media de los PML para el MTR y MDA, por hora.	98
A.7. BCS: Media de los PML para el MTR y MDA, por hora.	99
A.9. Media de los PML para el MTR y MDA, por mes.	100
A.10. Media, máximo y mínimo de los PML por GCR.	101

A.11. Media de los componentes del PML, por GCR.	102
A.12. Media de los PML del MTR y del MDA por nodo de importación y exportación.	103
A.13. Media de las diferencias entre PML del MTR - PML del MDA, por entidad federativa.	104
A.14. Prueba de raíz unitaria para los nodos de importación y exportación y su correspondiente GCR.	105
A.15. Prueba de cointegración de los precios de los nodos de importación y exportación en México.	105
B.1. Prueba de raíz unitaria para los nodos de importación y exportación y su correspondiente GCR.	109
B.2. Prueba de cointegración de los precios de los nodos de importación y exportación en México.	109
B.3. Relaciones de causalidad de Granger entre los precios de los nodos de importación y exportación y la GCR correspondiente.	110

Índice de figuras

1.1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	8
2.1. BCA: Media de los PML por hora	19
2.2. BCA: Media de los PML por mes	20
2.3. SIN: Media de los PML por hora	21
2.4. SIN: Media de los PML por mes	22
2.5. BCS: Media de los PML por hora	23
2.6. BCS: Media de los PML por mes	24
2.7. Media de los PML del MTR y del MDA, por GCR.	26
2.8. Máximo de los PML del MTR y del MDA, por GCR.	27
2.9. Media de la diferencia de los PML entre el MTR y el MDA, por estado y para el año 2017.	29
2.10. Media de la diferencia de los PML entre el MTR y el MDA, por entidad federativa, para el año 2018.	30
2.11. Media de la diferencia de los PML entre el MTR y el MDA, por entidad federativa, para el año 2019.	31
2.12. Diferencia entre la media de los PML del MTR y del MDA, por nodo de importación y exportación.	32
3.1. Prueba de hipótesis de raíz unitaria.	39
3.2. BCA: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	43
3.3. BCS: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	47
3.4. Central: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	51
3.5. Noroeste: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	55
3.6. Noreste: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	59
3.7. Norte: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	63
3.8. Oriental: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	67
3.9. Occidental: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	71
3.10. Peninsular: Diferencia entre el precio del MTR y MDA.	75

A.1. Página electrónica del CENACE donde fueron descargados los datos de los	
PML	94
A.2. Mapa de las regiones de control del SEN.	94
A.3. Importación y exportación de electricidad en México durante 2018.	103