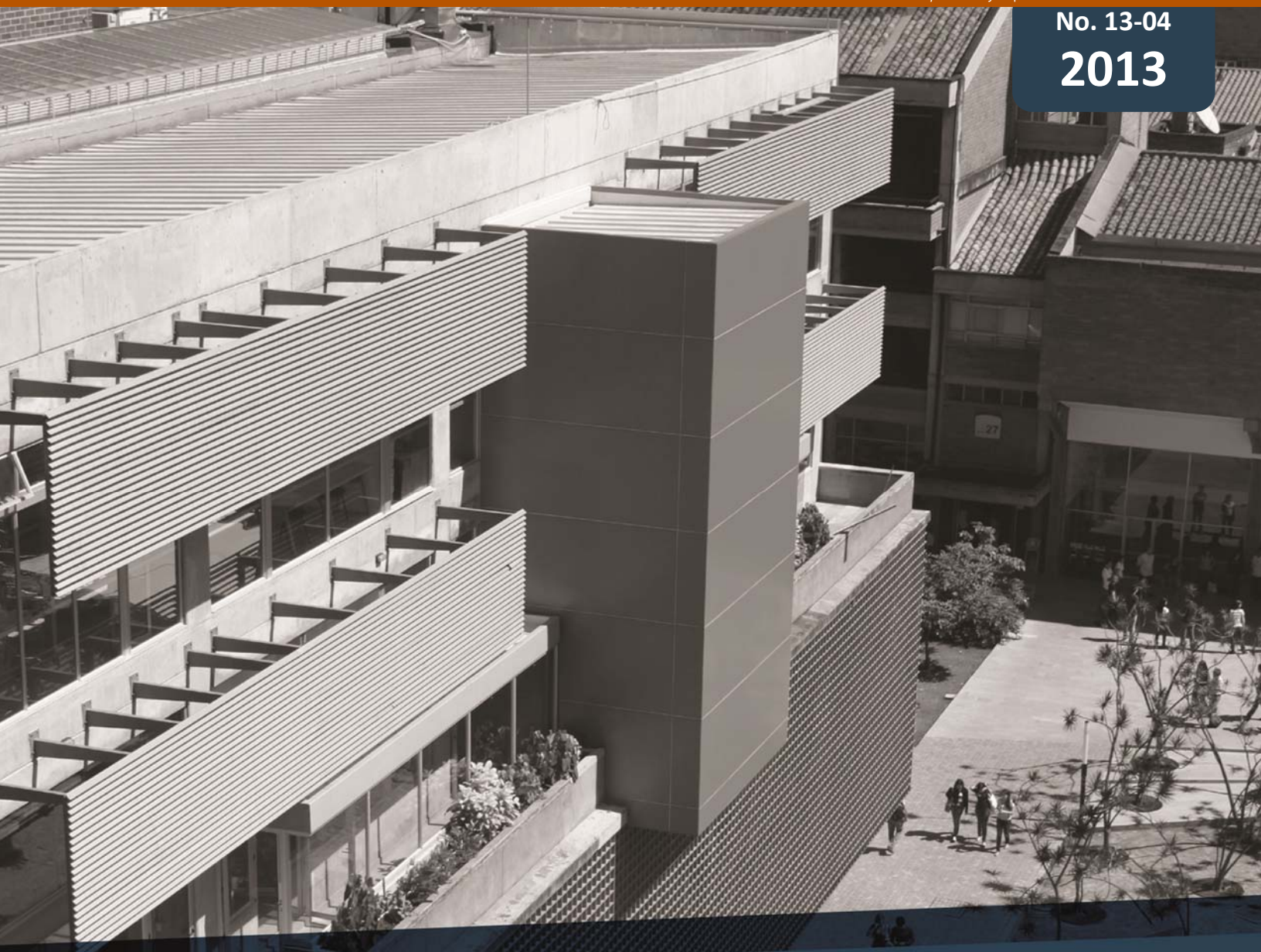


No. 13-04

2013



INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ: IMPACTO SOBRE EL PRECIO SPOT EN PANAMÁ

Jairo Andrés Correa
Jhon Jairo García

Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF)



**UNIVERSIDAD
EAFIT**
Abierta al mundo

Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá: Impacto sobre el Precio Spot en Panamá

Colombia-Panama Electrical Interconnection: Impact on the Spot Price in Panama

Jairo Andrés Correa*
John J. García**

Resumen

El objetivo de este paper es analizar el impacto que tendría la integración energética prevista entre Colombia y Panamá sobre el precio spot en Panamá. Por medio de un modelo de Vectores de Corrección del Error (VEC) con datos mensuales entre 2000 y 2011 y un análisis impulso-respuesta del comportamiento del precio Spot ante choques de importaciones e incrementos de costos de combustibles de las centrales térmicas en Panamá y exportaciones desde Colombia y un pronóstico del precio Spot entre enero y julio de 2012; los principales resultados muestran que por medio de esta interconexión, Colombia tendría un impacto importante en la reducción del precio de energía Ocasional de Panamá. Esto es, por un aumento de un 1% en las exportaciones de energía de Colombia el precio spot en Panamá se reduciría el 12%.

Palabras claves: Interconexión Colombia-Panamá, Precio Spot, Energía Eléctrica, Vector de Corrección del Error – VEC.

Clasificación JEL: C32, C51, C53.

* Ingeniero Electricista y Magister en Economía. Consultor Senior de INDRA Colombia S.A. en Energía & Utilities. E-mail: jacorrea133@gmail.com. Los autores agradecen a Manuel Mesa, Juan Guillermo Alvarez, Esteban Velilla, Fernando Villada, Andrés Ramírez y Gustavo López por los aportes a una versión preliminar del artículo.

** Economista y Ph.D en Economía. Profesor Departamento de Economía, Universidad EAFIT, Colombia. AA 3300 Medellín (Colombia). Phone: (+574)2619549, Fax: (+574)2664284. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co.

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la línea de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, se ha promovido bajo el fundamento de una visión de integración de los mercados energéticos de orden regional, esto crea oportunidades de intercambio de energía que permiten optimizar los recursos energéticos generando condiciones adecuadas para minimizar los costos de energía y aumentar su confiabilidad. Se trata de dos países con matrices energéticas diferentes; Colombia tiene un predominio significativo de hidroelectricidad, lo cual lo hace competitivo para exportar energía de menor costo a Panamá, reducir los precios de la energía en este último país y a su vez, presentar un efecto positivo vía ahorros de emisiones de CO₂ por la reducción de la generación de energía de origen térmico en Panamá. Adicionalmente, las disminuciones de precios del Mercado Mayorista de Energía de Panamá reducirían las presiones fiscales por los subsidios que se otorgan al sector residencial. Por otra parte, Colombia acentuaría su vocación exportadora y potencializaría el crecimiento de una industria importante en el PIB del país.

Este trabajo pretende analizar el impacto que tendría la integración energética entre Colombia-Panamá sobre el precio spot en Panamá (Costo Marginal del Sistema – CMS). La estimación del precio spot se realiza por medio de un modelo de Vectores de Corrección del Error- VEC, tomando datos mensuales para el periodo comprendido entre 2000 y 2011. También se realiza un análisis impulso respuesta para el comportamiento del precio spot para un periodo de 10 y 48 meses ante choques de las importaciones e incrementos de los costos de combustibles de las centrales térmicas (Bunker) en Panamá, y variaciones en los niveles de embalse a partir de posibles cambios climáticos e intercambios de energía con otros países. Además de realizarse un pronóstico del precio spot de Panamá entre enero y junio de 2012.

Entre los principales resultados obtenidos de la estimación por medio del VEC, se evidencia que las importaciones presentan un signo negativo a largo plazo, lo que indica que un aumento en el nivel de importaciones, por ejemplo desde Colombia, hace que el costo marginal en Panamá disminuya. Por su parte, por medio de la función impulso respuesta del VEC la respuesta más fuerte para el Costo Marginal de energía se obtiene

para un choque aleatorio sobre los precios de los combustibles térmicos. Además, el pronóstico realizado para el precio en el mercado Ocasional de Panamá muestra un buen ajuste respecto al real.

El paper se estructura en cuatro partes, la primera comenta el estado del arte, la cual incluye una caracterización de los mercados eléctricos de Colombia y Panamá, el marco conceptual y un análisis de precios de producción de energía eléctrica. La segunda, señala la metodología a aplicar de modelos VEC. Luego continúa con una sección que muestra los datos relevantes del mercado de energía de Panamá, variables y series históricas para modelar el CMS. En la sección final se encuentran los resultados obtenidos: Análisis impulso-respuesta, descomposición de varianza, predicción del precio Spot y conclusiones.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Mercado Eléctrico de Panamá

La Ley 6 del 3 de febrero de 1997, estableció el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, reglamentada mediante decreto ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998. La Ley establece que las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica son reguladas, y la generación no está regulada. Para el funcionamiento del mercado eléctrico panameño, se tienen establecidas Reglas Comerciales y Operativas que deben cumplir todos los agentes del Mercado.

El encargado de la regulación es la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP, es una agencia que regula la generación, distribución y transmisión de energía, así como otros servicios públicos en Panamá, y tiene a su cargo la vigilancia de la operación del sector (ASEP, 2007). La Secretaria Nacional de Energía – SNE, tiene como misión conducir la política energética del país, y se encuentra adscrita a la Presidencia de la República. La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.- ETESA, es la empresa estatal responsable de planear, expandir y proveer los servicios de transmisión del sistema, además de administrar el Centro Nacional de Despacho – CND. El Mercado Mayorista de Energía – MME es el ámbito en el cual actúan, por un lado los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro, los agentes

consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía y/o potencia.

En el MME se comercializa Energía (MWh) y/o Potencia (MW) bajo dos modalidades, mediante Contratos y en el mercado Ocasional o Spot. El mercado de Contratos, es el conjunto de las transacciones de mediano y largo plazo de energía y/o potencia pactadas entre los agentes del mercado en los cuales se acuerdan precios para la energía y la potencia. Esta obligación de contratar se realiza en el mercado de contratos mediante procesos de concurrencia efectuados desde el 2009 por ETESA, de acuerdo a lo que establece la Ley, las normas y procedimientos que regula la ASEP (Espinasa, 2011).

El mercado de Corto Plazo, Ocasional o Spot, es el ámbito en el que se realizan transacciones horarias de energía y de potencia de oportunidad que permite considerar los excedentes y faltantes que surjan como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales y la realidad de la demanda y de la oferta, el cual corresponde al costo variable de generación de la última unidad requerida que determina el precio Spot (Espinasa, 2011). Los costos variables son auditados por el CND en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional y Administrador del MME. El Costo Marginal del Sistema – CMS, corresponde al costo variable de la última unidad en ser llamada al despacho para atender la demanda del sistema (CIER, 2011).

El costo variable de cada unidad aplicable al despacho está dado por:

- El costo variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación.
- El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo con lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación.
- El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR.
- El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes.

La Resolución AN N°3873-Elec de 30 de septiembre de 2010, indicó la metodología para el cálculo del valor del agua (ANEL, 2010). En el documento “Metodologías de Detalle desarrolladas para la correcta Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista Panameño” (ETESA, 2011), entre otras, se define la metodología y establece las condiciones que habilitan la exportación e importación de energía eléctrica, bien sea a través de contratos de exportación o de ofertas de exportación en el mercado Ocasional. También define la metodología detallada para realizar el despacho de precio y el posterior cálculo del precio de la energía en el mercado ocasional y metodología para la valoración del agua.

El potencial hidrológico de Panamá se encuentra ubicado en su mayoría en el occidente del país y el centro de carga está en la ciudad de Panamá (CIER, 2011), respecto a hidrocarburos y carbón, es dependiente de la importación de los combustibles para sus térmicas. En la actividad de Generación, a 31 de diciembre de 2011, existían 28 agentes. A esta misma fecha la capacidad instalada para producir electricidad fue de 2,391 MW, el mayor porcentaje de capacidad corresponde a hidráulica con 55% y el restante 45% fue térmico (Secretaría Nacional de Energía, 2012a). La generación fue de 7,489 GWh, este valor incluye generación por plantas térmicas, plantas hidráulicas, aporte de la Autoridad del Canal de Panamá – ACP y aporte de Centroamérica. La demanda máxima fue de 1,287 MW. Del total de la generación hidráulica de 3,745 GWh en 2011, 61% fue atendida con los recursos de generación de Fortuna y Bayano con 41% y 20% respectivamente (ETESA, 2012a).

Existen tres (3) empresas registradas en la actividad de Distribución, Unión Fenosa tiene el 57% del mercado. Se cuenta con una cobertura nacional del 87%. Los distribuidores tienen obligación de contratar el 100% de la energía y potencia de los clientes regulados con dos años de anticipación y gradualmente se establecen porcentajes mínimos de contratación. De las compras totales de energía en 2011 por parte de los distribuidores en Panamá, el 90.3% (6,666,630 MWh), correspondió a energía adquirida a través de contratos, mientras que el 9.7% restante de las compras, es decir 718,862 MWh fueron efectuadas en el mercado ocasional (ASEP, 2011).

2.2. Mercado Eléctrico de Colombia

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, es la encargada de regular los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Las funciones de vigilancia y control lo hace la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. La entidad encargada de la planeación es la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, de Transmisión Nacional – STN. La operación y la administración del mercado la realiza XM Compañía de Expertos en Mercados. La actividad de Transmisión Nacional es desarrollada por varias empresas de transporte de energía (11 registradas), operando bajo un esquema de monopolio con cargos regulados y competencia en la expansión, siendo la empresa Interconexión Eléctrica S.A. – ISA y su filial TRANSELCA propietarias del 80% de la infraestructura de transmisión.

El Mercado de Energía Mayorista – MEM, se divide en dos segmentos, mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (conocido como corto plazo o Spot). La bolsa de energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado, el precio Spot se determina a partir de los precios ofertados y la disponibilidad declarada por los generadores. A 31 de diciembre de 2011 existían 53 empresas generadoras registradas en el MEM, a esta fecha se tenía una capacidad instalada de 14,420 MW: hidráulica 63.7%, térmica 31.5%, 4.4% menores y 0.4% cogeneradores. La generación en 2011 fue de 58,620.4 GWh, 3.0% por encima de la registrada en 2010 para este mismo período (56,887.6 GWh). La composición de la generación estuvo bajo el impacto del fenómeno de La Niña, así que la generación térmica se redujo sensiblemente, pasando de una participación del 26.6% en 2010, a un 16.0% en 2011, la hidráulica fue de 78% y 6% por

plantas menores (capacidad instalada inferior a 20 MW) y cogeneradores (XM, 2012, 2011a, 2011b). La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2011 alcanzó los 57,150.3 GWh, con un crecimiento de 1,002.7 GWh, 1.8% más que en 2010 que fue de 56,147.6 GWh (XM, 2012a).

El comercio internacional con Ecuador ha operado bajo el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad – TIEs, se trata de transacciones Spot de corto plazo, con procesos de decisión diarios, ya que no existe aún un mercado de contratos de largo plazo entre ambos países. En el marco de la Decisión CAN 536, el 1 de marzo de 2003, se inauguró la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador, constituida por una línea de 230 kV a doble circuito y con una capacidad de 250 MW para los intercambios. En noviembre de 2008, se incorporó una nueva línea de interconexión a 230 kV con lo que la capacidad de transferencia aumentó a 500 MW. A partir del año 2006 las exportaciones se han reducido considerablemente. Actualmente los intercambios con Ecuador se realizan bajo un esquema transitorio, ante la derogatoria de la Decisión CAN 536, las TIEs se realizan en el marco de la Decisión CAN 720 de la Comunidad Andina de Naciones, que reglamenta transitoriamente el intercambio de electricidad entre Colombia y Ecuador. En su mayoría las transacciones se han dado en el sentido de exportaciones de Colombia a Ecuador.

Además, existen interconexiones con Venezuela (Circuitos a 230 kV Cuestecitas – Cuatricentenario y Corozo – San Mateo), estas interconexiones no operan bajo el esquema de TIEs, sino que son representadas por un agente del mercado colombiano. La primera interconexión ha presentado operación básicamente ante contingencias, lo cual permite aumentar la seguridad en el abastecimiento de la zona Nororiental colombiana. La segunda se encuentra actualmente en uso bajo un esquema de intercambio bilateral entre agentes de los dos países.

Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW hacia Ecuador y de 336 MW hacia Venezuela. Así mismo, desde estos países se pueden importar 215 MW y 205 MW, respectivamente (XM, 2012a). En 2011 se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 1,294.6 GWh (valor superior en un 62.3% frente al registrado el año anterior) y a Venezuela 248.8 GWh. Colombia

importó desde Ecuador 8.2 GWh. Desde la implementación en 2003 de las TIEs con Ecuador hasta diciembre de 2011, se han exportado a Ecuador alrededor de 10,747 GWh por un valor cercano a USD 871 millones. Por su parte Colombia a importado 233.9 GWh por un valor aproximada de USD 9,2 millones (XM, 2011b, 2011c).

2.3. Interconexión Colombia – Panamá

La interconexión eléctrica entre Colombia – Panamá – ICP, consistiría en una línea de transmisión en corriente directa (HVDC), entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, tendrá voltaje entre 250 y 450 kV y una capacidad inicial de 300 MW con posibilidad de ampliación a 600 MW. Son aproximadamente 340 km en territorio Colombiano y 274 km en territorio Panameño (Figura 1).

Es un proyecto de conexión a riesgo. La interconexión es promovida por los gobiernos de Colombia y Panamá, que constituyeron la sociedad ICP, conformada en partes iguales por ISA (Colombia) y por ETESA (Panamá). La finalidad de este proyecto es lograr que Panamá pueda vender a los países de la región el excedente de energía que se genere y tener el beneficio de comprar energía más barata (Secretaría Nacional de Energía, 2012b). La interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá favorecerá el desarrollo de las regiones y su integración competitiva en la economía mundial, fomentará el crecimiento de los mercados y el interés de inversionistas extranjeros, garantizará la seguridad energética de Mesoamérica y brindará mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva del sector eléctrico (BID, 2007).

Figura 1. Interconexión Colombia – Panamá.



Fuente: ISA-ETESA (2009).

En marzo de 2009, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP de Panamá y la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG de Colombia, suscribieron un acuerdo para desarrollar coordinadamente una armonización regulatoria de ambos países, el cual llevó a la expedición de propuestas regulatorias necesarias que formularan la normatividad que finalmente se debía implementar en cada país. El 14 de junio de 2011, ASEP publicó las Resoluciones 4507 y 4508, mediante las cuales se aprueban respectivamente los criterios regulatorios para el diseño de subasta de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de Interconexión de la línea – DFACI y los criterios y procedimientos para realizar intercambios de energía y potencia firme entre Colombia y Panamá y los requisitos para participar como agente de interconexión internacional en el mercado mayorista de electricidad de Panamá. Sobre las reglas de compra y limitaciones al poder de mercado, fue publicada el 30 de diciembre de 2011 la Resolución 5044, por la cual se aprueban modificaciones.

En enero de 2012 fue publicada la Resolución 5061 por la cual se aprueban modificaciones a las reglas comerciales para el MEM, por su parte la CREG mediante resolución 055 de 2011, estableció el marco regulatorio aplicable a los Intercambios Internacionales de Energía y Confiabilidad entre Colombia y Panamá, como parte del Reglamento de Operación. Para Colombia, se estableció que aquellos agentes nacionales que quieran participar en el mercado de Panamá, deberán constituirse como agentes de interconexión internacional en ese país y estar debidamente registrados ante las autoridades correspondientes, de acuerdo a su regulación. Los intercambios de energía referidos a las transacciones de corto plazo serán el resultado de la aplicación de un modelo de despacho coordinado simultáneo entre Colombia, Panamá y Ecuador.

Las resoluciones ASEP AN-4507/08-Elec y AN-5044 de 2011 hace modificación a las reglas de compra, para permitir un proceso coordinado con los actos de concurrencia. De esta manera la demanda de cada país en el otro, para efectos de situación de escasez y racionamiento, será tratada como parte del mercado nacional, siempre que existan contratos de largo plazo que involucren asignaciones de Cargo por Confiabilidad en Colombia o Potencia Firme en Panamá.

Los ingresos básicos de ICP provienen de la subasta pública DFACI a generadores de Colombia, Panamá y el MER, los cuales son los derechos financieros asociados a la explotación de la capacidad del Enlace Internacional, sujetos a las condiciones de interconexión establecidas en las Normas Aplicables (ISA / ETESA, 2012a, 2012b). La subasta programada para el 21 de agosto de 2012, fue aplazada por ICP de manera indefinida, informando que no se alcanzaron algunas condiciones para la viabilidad del proyecto, el comunicado indica: "*Pese a los esfuerzos de los actores comprometidos, no fue posible alcanzar algunas condiciones (...) relacionadas con aspectos financieros, técnicos y socio-ambientales*". El documento no precisa una nueva fecha para la subasta, pero se comenta que los trabajos de infraestructura de la interconexión se iniciarán una vez sea garantizada la viabilidad financiera del proyecto, que tiene un costo aproximado a los 500 millones de dólares (El Espectador, 2012, La Estrella, 2012).

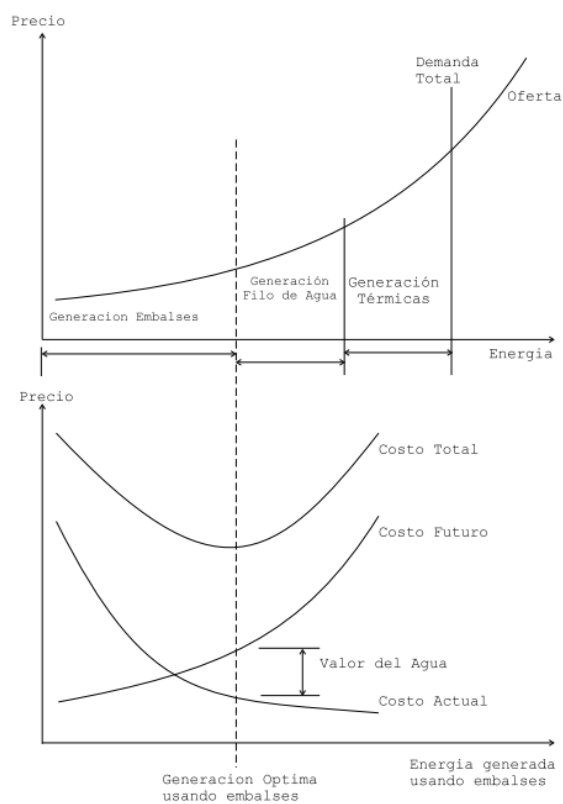
2.4.Marco Conceptual

El *Market Splitting* es un método de subasta implícita mediante el cual el mercado se fracciona para obtener precios marginales por áreas y no un precio único de mercado (Jaramillo y Sierra, 2007). Los precios de la energía resultantes son distintos en ambos mercados, siendo mayor el precio del mercado importador y menor el del mercado exportador. Entre los dos nodos de cada línea de interconexión aparece una diferencia de precios o renta de congestión. Dado que la electricidad no se almacena ello hace que la presente demanda inelástica respecto al precio en el corto plazo, de tal forma, que se representa como una línea vertical en el diagrama oferta-demanda en la Figura 2 (Velásquez, 2008).

El precio de corto plazo de la electricidad se obtiene por la intersección de la curva que representa la oferta, con la demanda. Este proceso es realizado para cada periodo de tiempo, y los precios obtenidos período a período son independientes entre sí, pero en sistemas con un alto componente de generación basado en plantas hidráulicas, existe un comportamiento más complejo de la curva de oferta, pues existe un acoplamiento temporal entre los distintos precios de corto plazo de cada etapa, ello se debe a que ante la presencia de embalses, el volumen de generación actual tiene influencia en los volúmenes generados

en los próximos periodos. De esta forma, si se decide generar en el periodo actual toda la energía posible con el agua almacenada en los embalses, el precio Spot de la electricidad será bajo, ya que se minimiza la utilización de las plantas térmicas, no obstante, el recurso hídrico usado para la generación hoy no estará disponible durante los periodos siguientes, aumentándose de esta manera el precio futuro de generación, y por ende el valor presente de los costos de generación del sistema (Velásquez, 2008).

Figura 2. Relación oferta–demanda.



Fuente: Velásquez (2008)

En el otro extremo, se puede almacenar hoy todo el recurso hídrico de los embalses, y atender la demanda con base en generación térmica y las plantas filo de agua, para usar el agua embalsada en periodos futuros. En este último caso, el precio de la electricidad sube hoy, pero se espera que disminuya en los próximos períodos, no obstante y por la abundancia de agua, pueden presentarse vertimientos haciendo que el sistema no opere óptimamente y que aumente finalmente el precio de la electricidad. Es así como puede expresarse el costo de operación actual del sistema, así como su costo de operación futura, en función de energía almacenada en el embalse equivalente. El punto óptimo de

composición de la oferta se obtiene como el mínimo del costo total de operación. Las series de precios de los mercados de Panamá y Colombia reúnen un conjunto de complejidades en sus características, tal como su dependencia de variables físicas como las afluencias hidrológicas y los volúmenes de agua almacenada en los embalses (Velásquez, 2008).

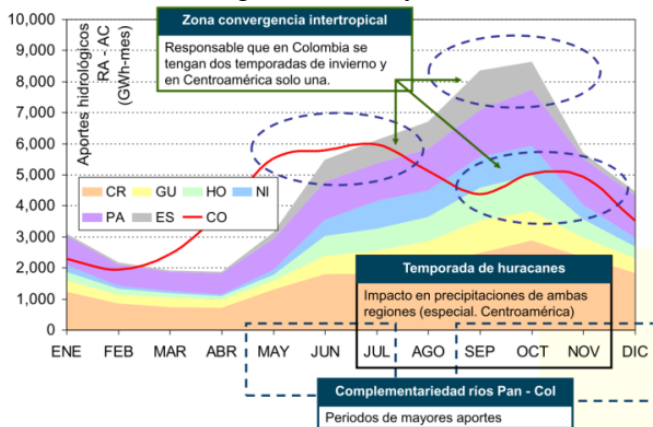
En Panamá, el precio de la energía en el Mercado Ocasional está dado por el Costo Marginal de corto plazo de generación, el CND lo debe calcular con un despacho económico sin restricciones de la red de transmisión y distribución, y que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo. Algunas reglas del despacho se presentan a continuación:

- El CND realiza el despacho de precio utilizando el mismo modelo con que realiza el despacho económico diario y tendrá en cuenta las pérdidas.
- El precio de la energía se calcula con el despacho de precio ex-post, utilizando los mismos procedimientos y modelos que para el pre-despacho, pero utilizando la oferta real disponible (generación disponible, oferta real de auto-generadores y de interconexiones internacionales) y la demanda registrada.
- El CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta requerida por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad, medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente en el centro de carga del sistema.
- En caso de que por fallas en la red, el sistema tenga dos o más subsistemas, se calculará un precio para cada subsistema con el mismo procedimiento y criterios definidos para el despacho de precio (utilizando la demanda y generación de cada subsistema).
- La importación participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional como una generación adicional en la interconexión internacional.

La Figura 3 muestra los aportes hidrológicos promedio mensuales para siete (7) países de la región Andina y Centro América, donde se observa que existe complementariedad entre los ríos de Panamá y Colombia en los periodos de mayores aportes (XM, 2009). Existen varios trabajos realizados por ISA / ETESA, (2007, 2009b, 2011a) donde revisan los costos marginales históricos y proyectados con la integración entre Colombia y Panamá. Analizan,

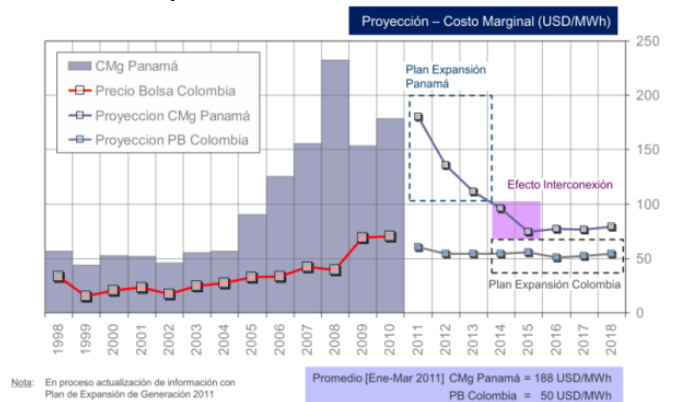
además, los beneficios económicos y las oportunidades que se crean con la interconexión para ambos países. La Figura 4, muestra la evolución y proyección anual del Costo Marginal en los mercados de Colombia y Panamá, se observan oportunidades para las transferencias, debido a las marcadas diferencias de costos de producción de cada país, ya que el parque generador de Panamá (45% térmico) tiene un alto impacto en los precios del mercado. Por su parte, en Colombia la mayor parte de generación es Hidráulica, la cual es producida a precios más competitivos. La Figura 5, muestra la proyección del costo marginal anual en USD/MWh de la generación con la interconexión para el mercado de Colombia y Panamá (incluye planes de expansión).

Figura 3. Complementariedad hidrología entre Región Andina y América Central



Fuente: XM (2009)

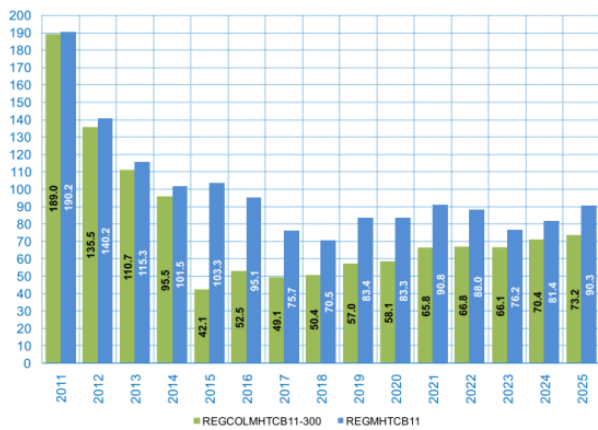
Figura 4. Costo Marginal de Colombia y Panamá.



Fuente: ISA-ETESA (2011a)

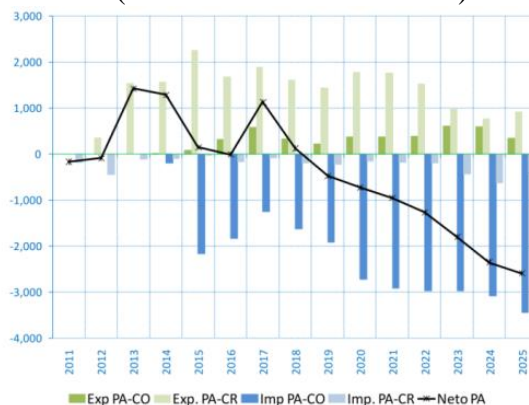
Estudios realizados por ETESA para el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025 (ETESA, 2012b, 2012c, 2012d), consideran el caso base sin intercambio con Colombia (REGMHTCB11) y analizan el comportamiento que tendría el sistema nacional panameño con 300 MW adicionales provenientes de Colombia en enero del 2015 y 600 MW en enero de 2020. La Figura 6 muestra una simulación de la entrada en operación del proyecto de Interconexión Panamá-Colombia con una capacidad de intercambio de 300 MW, lo cual representaría una reducción del Costo Marginal del Sistema (CMS) panameño de 56% en el año 2015. Con un intercambio de 300MW Panamá tendría un estatus de exportador de energía hasta el año 2018.

Figura 5. Comparación CM de Panamá con Interconexión (REGMHTCB11).



Fuente: ETESA (2012b)

Figura 6. Intercambios previstos Panamá (REGCOLMHTCB11-300).



Fuente: ETESA (2012b)

El análisis de los intercambios netos de Panamá, luego de este período, además de importar energía de Colombia para el consumo nacional, también Panamá podrá enviar parte de la energía recibida hacia Costa Rica (ETESA, 2012c). El segundo esquema considera la interconexión con 600 MW de capacidad desde enero de 2015, la cual presentaría una reducción del CMS del 79% en el primer año, 2015. (ETESA, 2012d).

Algunos beneficios de la integración son los siguientes:

- Contribuir a la seguridad energética y brindar mayores oportunidades de negocio para todos los agentes de la cadena productiva del sector eléctrico. Los beneficios de los agentes privados están explicados por la diferencias entre los precios de cada mercado.
- Aprovechamiento de diferencia de consumo diario y estacional.
- Complementariedad hidro-térmica entre regiones.
- Posibilitar el acceso a fuentes de generación económicas con el consecuente beneficio para los usuarios.
- Permite un uso optimizado de los recursos energético, asignaciones eficientes de costos y de la generación excedente, esto se logra en la medida que exista mayor diversidad hidrológica, parque térmico de respaldo y demanda a abastecer (Duque, 2005).
- Promueve la eficiencia energética y contribuye con el ambiente, implica ahorros de combustible y reducción de emisiones.

- Permite mejorar la calidad en la prestación del servicio, el fortalecimiento de los sistemas y la asistencia recíproca en caso de emergencias.
- El estado actual de los dos mercados incentiva su interconexión física como base para la construcción de un mercado supraregional (MER).

3. METODOLOGIA, VARIABLES Y DATOS

Son varias metodologías las que se han utilizado para analizar el precio de energía: Li y Zhang (2007), Zeng et al. (2008) y Martínez et al. (2008, 2011) estudian algoritmos de predicción para series de tiempo de electricidad. Muñiz (2010), Cano y Botero (2008), hacen un análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa en Colombia. Zapata et al. (2008), modela la volatilidad de los precios de la energía eléctrica. No se encontraron referencias a Modelos VEC para pronósticos de precios de energía en las bibliografías consultadas, no obstante esta metodología se ha aplicado en otras áreas.

3.1. Metodología: Modelo de Vectores de Corrección del Error - VEC

El modelo VEC es un sistema de variables que hace de cada variable endógena una función de su propio pasado y del pasado de otras variables endógenas del sistema, el cual permite analizar la interrelación entre las diferentes series de tiempo. Se caracteriza por incorporar variables que guardan una relación de equilibrio de largo plazo entre ellas. Este modelo es diseñado para series no estacionarias que sean cointegradas, es decir con una combinación lineal de variables no estacionarias, lo cual posibilita ciertos análisis que permiten extraer información muy valiosa de las series de tiempo.

La cointegración se realiza una vez ha pasado el test propuesto por Johansen (1988), para aplicar esta metodología primero es necesario probar que las series son no estacionarias e integradas del mismo orden. Si se comprueba que las series son no estacionarias, pero de distinto orden de integración la estimación se podrá llevar a cabo poniendo cada una de las variables en el mismo orden de integración mediante su diferenciación. Para conocer el orden de integración de cada serie se utiliza las pruebas de Dickey-Fuller aumentado

(ADF), test de Phillips Perron (PP) y test de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS), a través de los cuales se concluye sobre la posible existencia de uno o más vectores de cointegración, teniendo en cuenta que una serie se considera integrada de orden “ d ” cuando necesita diferenciarse “ d ” veces para obtener un proceso estacionario.

Establecido el orden de integración de las variables, se encuentra el número de rezagos a considerar en la estimación del VEC a través del criterio de rezagos del VAR, se utiliza la metodología de Johansen y Juselius (1990) para corroborar la existencia de vectores de cointegración. La teoría de cointegración, propuesta por Granger (1981) y ampliada por Engle y Granger (1987), y posteriormente implementada por Johansen y Juselius (1990) suministra las herramientas básicas para manejar el problema de la dinámica de corto y largo plazo en variables no estacionarias, reconociendo que es posible obtener una combinación lineal de variables integradas, que resulte estacionaria.

El planteamiento teórico de la propuesta de Johansen considera un modelo VAR de orden p : $y_t = A_1 y_{t-1} + \dots + A_p y_{t-p} + Bx_t + \varepsilon_t$, donde y_t es un vector de k variables no estacionarias, $I(1)$, x_t es un vector de d variables deterministas, y ε_t es un vector de innovaciones. En forma condensada, se puede describir el modelo VAR como un VEC, el cual es representado en forma general por la ecuación (1):

$$\Delta Y_t = \Pi Y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i} + \beta x_t + \varepsilon_t \quad (1)$$

donde: $\Pi = \sum_{i=1}^p A_i - I$, $\Gamma = -\sum_{j=i+1}^p A_j$. El teorema de representación de Granger permite encontrar matrices tal que $\Pi = \alpha \beta'$ y $\beta' y_t$ sean estacionarios. $\alpha \beta' y_{t-1}$ es el mecanismo de corrección del error, β es el vector de cointegración y α es el vector de velocidad de ajuste.

La prueba de cointegración de Johansen no tiene una distribución chi-cuadrado usual, el contraste de estos estadísticos debe realizarse por medio de las tablas de Johansen y Juselius (1990). La prueba busca asegurar que tanto los signos y los valores de los parámetros estén acorde con la teoría económica y que la ecuación probada se aproxime a

su correcta especificación dinámica de largo plazo. Estimado el VEC, se hacen los análisis de los residuales en cuanto a homocedasticidad, normalidad y autocorrelación.

3.2. Variables

Las variables utilizadas en el modelo VEC propuesto son: El precio Spot de producción de energía en Panamá, dos (2) variables dummy para controlar efectos climáticos de niña fuerte y niño fuerte, ocho (8) variables más que incluyen precio de combustible para las plantas térmicas (Bunker C), información hidrológica de los principales embalses (Lago Bayano y Lago Fortuna, generación total hidráulica y térmica e intercambios de energía (Importación, Exportación). Debido a la complementariedad hidrológica con Colombia, se incluye una serie relativa al agregado de los embalses del mercado colombiano. Se tiene información desde enero de 2000 a julio de 2012. La ecuación (2) representa la función a estimar:

$$\text{SPOT}_t = \text{función} (\text{BUNKER}_C_t, \text{GEN_HIDRO}_t, \text{GEN_TERMICA}_t, \text{IMPORTACION}_t, \text{EXPORTACION}_t, \text{EMB_TOT_COLOMBIA}_t, \text{LAGO_FORTUNA}_t, \text{LAGO_BAYANO}_t, \text{DUMMY_NIÑO}_t, \text{DUMMY_NIÑA}_t) \quad (2)$$

Las variables Lago_Fortuna, Lago_Bayano, Dummy_Niño y Dummy_Niña son consideradas como variables exógenas del modelo VEC. La Tabla 1 muestran las 11 variables mensuales que se usarán en el modelo VEC.

Tabla 1. Descripción de variables utilizadas en el modelo

Tema	Variable	Descripción	Unidad
Precio Energía Spot	SPOT	Es el promedio mensual del Costo Marginal energía en Panamá, en Dólares por Megavatio hora. Esta es la variable que busca estimar.	USD/MWh
Embalses	LAGO_FORTUNA	Nivel promedio mensual del Lago Fortuna de Panamá en metros sobre el nivel del mar.	msnm
	LAGO_BAYANO	Nivel promedio mensual del Lago Bayano de Panamá en metros sobre el nivel del mar.	msnm
	EMB_TOT_COLOMBIA	Volumen total de embalses del sistema colombiano en el último día cada mes, en Giga vatios por hora.	GWh
Precio Combustible	BUNKER_C	Precio promedio mensual de combustible Bunker C (Fuel Oil No. 6) para centrales térmicas de Panamá en Dólares por Barril.	USD/BBL
Generación	GEN_HIDRO	Generación total mensual con centrales hidráulicas, en Megavatios por hora.	MWh
	GEN_TERMICA	Generación total mensual con centrales térmicas, en Megavatios por hora.	MWh
Intercambios de Energía	IMPORTACION	Recibe energía Panamá de Centroamérica, en Megavatios por hora.	MWh
	EXPORTACION	Entrega energía Panamá hacia Centroamérica, en Megavatios por hora.	MWh
Clima	DUMMY_NINA	Expectativa climática de evento Niña, es 1 para Niña y cero en otro caso.	NA
	DUMMY_NINO	Expectativa climática de evento Niño, es 1 para Niño y cero en otro caso.	NA

Fuente: Elaboración propia, 2012.

Los signos esperados de los parámetros de las variables se muestran en la Tabla 2.

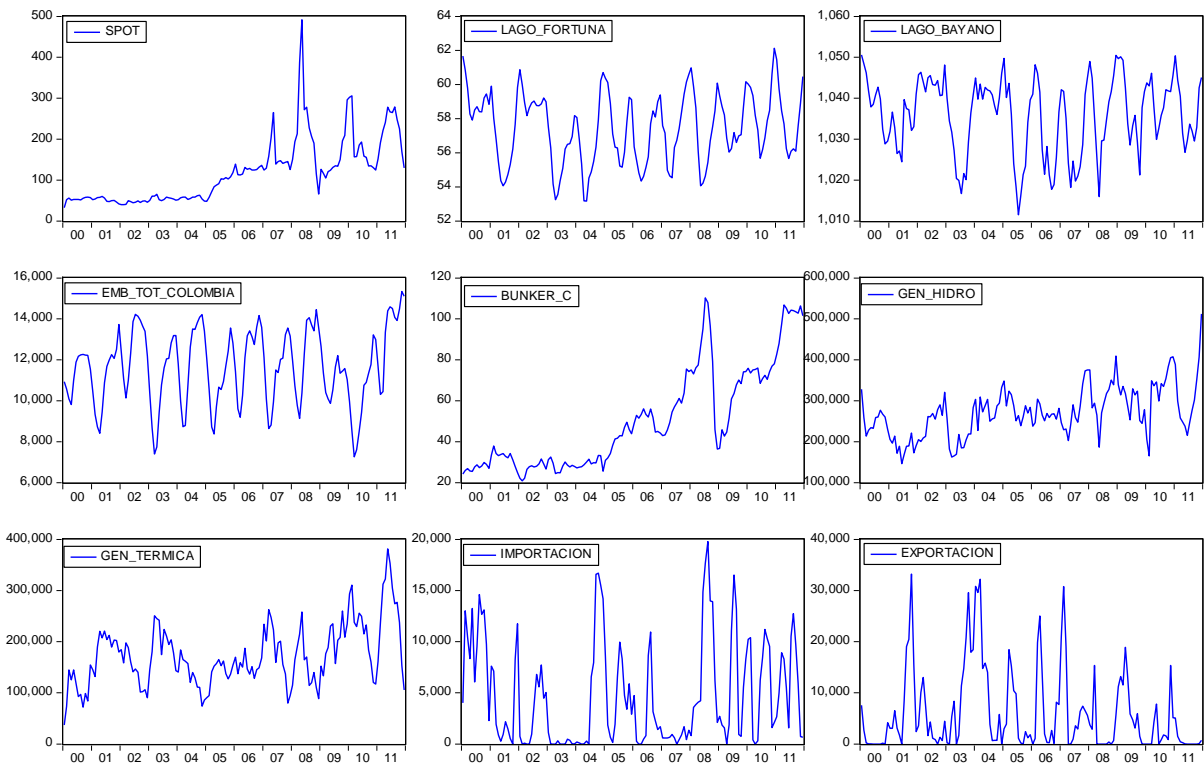
Tabla 2. Signos esperados para los parámetros.

Variable	Signo esperado	Interpretación
LAGO_FORTUNA / LAGO_BAYANO / EMB_TOT_COLOMBIA	-	Si los aportes hídricos son mayores, el precio SPOT debe disminuir.
BUNKER_C	+	Si aumenta el precio del combustible, el precio SPOT debe aumentar.
GEN_HIDRO	-	Si los aportes hídricos son mayores, el precio SPOT debe disminuir.
GEN_TERMICA	-	Si aumenta la generación el precio SPOT debe disminuir.
IMPORTACION	-+	Tiene un signo negativo si las importaciones son procedentes de regiones con precios menores al de Panamá, pero será positivo si las importaciones provienen de un mercado con precios mayores al costo de generación de Panamá.
EXPORTACION	+	Tiene un signo positivo a largo plazo aunque este no incide en la formación del precio Ocasional.
DUMMY_NINO	+	Si existe la expectativa de menores niveles hidrológicos (fenómeno del Niño), el costo marginal tendería a aumentar.
DUMMY_NINA	-?	Si se tienen expectativas de mayores niveles de hidrología (fenómeno de la Niña), el costo marginal podría disminuir o no.

Fuente: Elaboración propia, 2012.

La Figura 7 muestra gráficas de las variables a considerar en niveles. Para el Precio Spot de Panamá y los precios de paridad de Bunker C se observan tendencias similares, en mayo de 2008 se observa el mayor aumento de CM, con un incremento del 85% respecto al mismo mes del año anterior, el cual coincide con el incremento de los hidrocarburos. El Lago Bayano presenta comportamientos similares al sistema de embalses de Colombia y se observa complementariedad con el Lago Fortuna. El Nivel Operativo Superior para Fortuna es de 1,050 metros y el Nivel Operativo Inferior es 1,000 metros. Para Bayano estos valores son de 64 y 51 metros respectivamente. Las series generación hidráulica y térmica refleja los efectos de cuando existen abundancia de agua y el comportamiento inverso cuando se aumenta la generación centrales térmicas cuando hay escasez. Las series de Importaciones y Exportaciones muestran los intercambios de energía con Centroamérica, se observa que las exportaciones para los últimos años del periodo de estudio han disminuido considerablemente.

Figura 7. Gráficas variables en niveles.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ETESA y de XM para embalses Colombia.

3.3.Datos

La fuente principal de datos del mercado eléctrico panameño es el Compendio Estadístico Energético – CEE de la Secretaría Nacional de Energía (2012c). Otra fuente de información, son las estadísticas del CND (ETESA, 2012a y 2012e). Las series de hidrocarburos para 2012, se obtienen del histórico de precios de paridad de importación publicado por la Secretaria Nacional de Energía (2012a, 2012b, 2012c). La series de volumen agregado de embalses de Colombia, se obtiene del sistema de información Neón (XM, 2012b).

La tabla 3, muestra la estadística descriptiva de las variables consideradas en el análisis econométrico. Se puede resaltar que la media de la variable a explicar, el precio Spot en Panamá, es de 122.48 USD/MWh y que presenta alta volatilidad, lo cual se puede evidenciar por medio de la desviación típica que asciende a 80.18 USD/MWh. Según datos

de la Secretaría Nacional de Energía (2012a) los combustibles consumidos por las plantas térmicas en Panamá desde 2000 a 2011, han sido Bunker C, Diesel Liviano y Diesel Marino, pero se encuentra que el consumo de Bunker C representa el 72% del total del consumo, motivo por el cual se utiliza solo el costo del Bunker en la modelación, su costo es el 43% (53 USD/barril) del precio SPOT. Por su parte, el promedio de la generación a través de la tecnología hidráulica y térmica asciende a 453,911 MWh, donde el 45% de la generación térmica corresponde a Panamá.

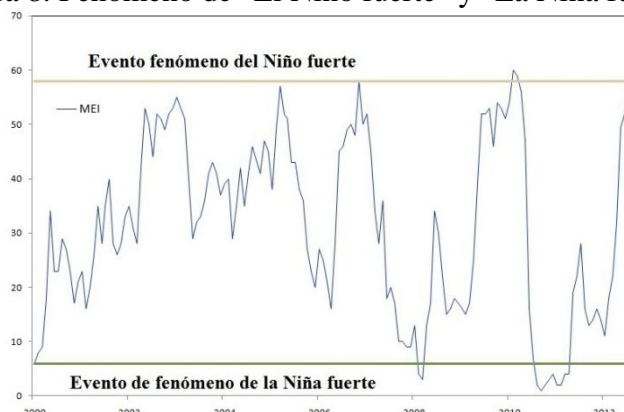
Tabla 3. Estadística descriptiva.

Variable	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desv. Típica
SPOT	122.4709	114.72	491.57	32.46	80.18231
LAGO_FORTUNA	57.49742	57.67	62.13	53.17	2.052912
LAGO_BAYANO	1035.889	1037.88	1050.57	1011.55	9.274801
EMB_TOT_COLOMBIA	11712.21	11990.54	15338.58	7254.83	1835.185
BUNKER_C	53.08205	44.71	116.71	20.88	27.09773
GEN_HIDRO	277148.5	268147.6	512092	146304.1	65867.25
GEN_TERMICA	176762.1	164557	381541.7	37128.85	61753.43
IMPORTACION	4607.98	2267.29	19782.78	0	5006.505
EXPORTACION	5809.163	2405	33216	0	7946.404

Fuente: Elaboración autor a partir de datos de ETESA y de XM para embalses Colombia.

La Figura 8, muestra la información sobre expectativa climática, fenómeno de "El Niño" o "La Niña". Existe una relación bien definida entre la magnitud de los caudales promedios mensuales en Panamá y la ocurrencia de los eventos El Niño y La Niña. Durante el desarrollo de un evento de El Niño, en la vertiente del Pacífico se observa una disminución en los caudales y en la vertiente del mar Caribe, un aumento. Se utilizan variables Dummy del índice de las expectativas *Multivariate ENSO Index* – MEI. Estos fenómenos tienen incidencia en la disponibilidad del recurso hídrico y por tanto, sobre las expectativas de formación de precios de esta tecnología.

Figura 8. Fenómeno de "El Niño fuerte" y "La Niña fuerte".



Fuente: Elaboración propia a partir de datos “*National Oceanic Atmospheric Administration*” NOAA (2012)

La Dummy Niña fuerte es 1 para valores menores o iguales a 6 del factor MEI, y cero para el resto. Para la Dummy Niño fuerte, los valores mayores o iguales a 58 del MEI toman el valor de 1, y cero en otro caso. Con este criterio, el primer evento de Niño fuerte se presenta en noviembre de 2006, y en febrero - marzo de 2010. Eventos de Niña fuerte, se observan en enero de 2000, febrero-marzo de 2008 y entre agosto de 2010 a abril de 2011.

4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Inicialmente se realizaron las pruebas y test previos que exige un modelo de VEC, esto es: Dickey-Fuller aumentado (ADF), Philllips-Perron (PP) y KPSS, con el fin de verificar que las variables endógenas estén cointegradas. También se usa la metodología de Johansen y Juselius (1990) para determinar si existen vectores de cointegración. Analizando las tres pruebas de raíces unitarias, en niveles se observa que las variables IMPORTACION son estacionarias, $I(0)$, en todos los test. Dos de tres contrastes realizados sugieren que son estacionarias $I(0)$ las siguientes variables: EXPORTACION, LAGO_FORTUNA y LAGO_BAYANO. Todos las pruebas aplicadas indican que las siguientes variables son no estacionarias $I(1)$: SPOT, BUNKER_C, GEN_HIDRO, GEN_TERMICA. Dos de tres contrastes realizados sugieren que la variable EMB_TOT_COLOMBIA es no estacionaria, ver anexo 1. En cuanto a las variables en diferencias, las que eran no estacionarias se vuelven estacionarias, por tanto el modelo se puede estimar mediante un modelo VEC.

4.1. Estimación VEC

Verificada la ecuación de cointegración, se estima¹ el modelo de corrección de errores (VEC) con la regresión planteada en la ecuación (2). La Tabla 4 muestra los resultados del modelo VEC, incluye los vectores de cointegración normalizados y los vectores de corrección el error estimado.

Tabla 4. Resultados de la estimación del modelo VEC.

Variables del sistema	Ecuación de cointegración (β)	Corrección de error (α)
	1	-0.108413
SPOT		[-2.26042]
EXPORTACION	-0.085909	1.606351
	[-3.18555]	[1.39004]
BUNKER_C	-2.382535	0.056579
	[-10.4511]	[2.06067]
EMB_TOT_COLOMBIA	2.781036	-0.075234
	[4.31912]	[-3.86276]
GEN_HIDRO	0.997276	-0.055123
	[2.01328]	[-1.31286]
GEN_TERMICA	1.180381	0.050006
	[3.63175]	[0.83733]
IMPORTACION	0.121175	0.156252
	[3.32112]	[0.20343]
Observaciones incluidas: 136 después de ajustes. t-estadísticos en []		

Fuente: Elaboración propia, 2012.

Como se aprecian, todos los coeficientes del vector de cointegración β fueron significativos al 1%. Con respecto al vector α estimado de velocidades de ajuste, se observa que el coeficiente de la variable SPOT resultó también estadísticamente significativo al 1%, con esto se puede concluir que el modelo converge a su posición de equilibrio en el largo plazo a una corrección mensual del 10%. El vector de cointegración estimado ha sido normalizado para que el coeficiente de la variable SPOT sea igual a uno. El equilibrio de largo plazo del sistema puede representarse de la siguiente manera:

$$SPOT_t - 0.085909 EXPORTACION_t - 2.382535 BUNKER_C_t + 2.781036 EMB_TOT_COLOMBIA_t + 0.997276 GEN_HIDRO_t + 1.180381 GEN_TERMICA_t + 0.121175 IMPORTACION_t = 0 \quad (3)$$

¹ Se realizan las pruebas específicas que ayudan a determinar el orden del retardo, en este caso es siete (7).

Reemplazando los valores estimados, se puede reescribir el modelo VEC de forma matricial como se muestra en la ecuación (4)²:

$$\begin{bmatrix} \Delta(\text{SPOT})(t) \\ \Delta(\text{EXPORTACION})(t) \\ \Delta(\text{BUNKER_C})(t) \\ \Delta(\text{EMB_TOT_COLOMBIA})(t) \\ \Delta(\text{GEN_HIDRO})(t) \\ \Delta(\text{GEN_TERMICA})(t) \\ \Delta(\text{IMPORTACION})(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,108413 \\ 1,606351 \\ 0,056579 \\ -0,075234 \\ -0,055123 \\ 0,050006 \\ 0,156252 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -0,085909 & -2,382535 & 2,781036 & 0,997276 & 1,180381 & 0,121175 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \text{SPOT}(t-1) \\ \text{EXPORTACION}(t-1) \\ \text{BUNKER_C}(t-1) \\ \text{EMB_TOT_COLOMBIA}(t-1) \\ \text{GEN_HIDRO}(t-1) \\ \text{GEN_TERMICA}(t-1) \\ \text{IMPORTACION}(t-1) \end{bmatrix} + \sum_{i=1}^7 \Gamma_i \Delta y_{t-i} + \begin{bmatrix} e_{1t} \\ e_{2t} \\ e_{3t} \\ e_{4t} \\ e_{5t} \\ e_{6t} \\ e_{7t} \end{bmatrix} \tag{4}$$

De la ecuación (3) despejando el precio SPOT se tiene:

$$\text{SPOT}_t = 0,085909 \text{ EXPORTACION}_t + 2,382535 \text{ BUNKER_C}_t - 2,781036 \text{ EMB_TOT_COLOMBIA}_t - 0,997276 \text{ GEN_HIDRO}_t - 1,180381 \text{ GEN_TERMICA}_t - 0,121175 \text{ IMPORTACION}_t \tag{5}$$

De esta manera se observan los signos de los coeficientes esperados, los cuales pueden interpretarse como elasticidades, dado que todas las variables se encuentran expresadas en logaritmos. Los parámetros presentan magnitudes razonables y signos esperados de acuerdo con la teoría.

A partir de los resultados obtenidos para el largo plazo, se puede observar que por ejemplo un incremento en el costo de la tecnología térmica (la variable BUNKER_C) tiene un efecto directamente proporcional sobre el costo marginal de Panamá, como era de esperarse en la medida que aumenta el costo de generación de la energía, a través de la generación térmica, esto aumenta el precio SPOT en Panamá.

Asimismo, la variable importaciones presenta un signo negativo, lo que indica que en la medida que aumenta el nivel de importaciones, por ejemplo desde Colombia, se genera a

² Los términos correspondientes al intercepto en la ecuación de cointegración y tendencia en los datos no son considerados, dado que su importancia radica en el ajuste del modelo y no tanto en la interpretación analítica.

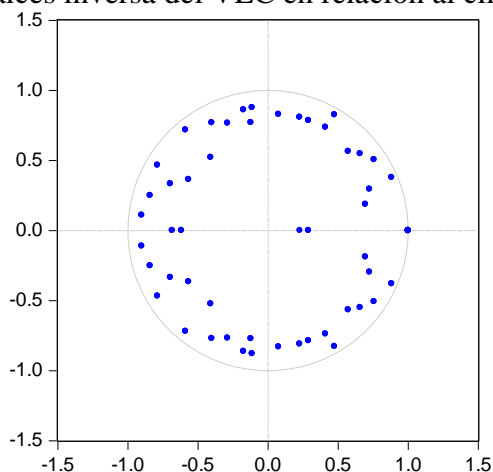
precios más bajos dado su mayor componente de generación hidráulico; esto hace que el costo marginal en Panamá disminuya, por un aumento de un 1% en las importaciones desde Colombia, el costo marginal disminuiría el 12%, efecto que no es para nada despreciable dada la capacidad de la línea de interconexión, inicialmente de 300 MW, con posibilidad de ampliación a 600MW.

Se debe resaltar también que la variable que representa la capacidad de exportación de Colombia hacia Panamá, EMB_TOT_COLOMBIA, como era de esperarse disminuiría el precio del mercado Ocasional en Panamá, lo cual justificaría el enlace previsto entre estos dos mercados, máxime si se tiene en cuenta que una vez implementadas las transacciones entre Colombia y Panamá, estas pueden ser utilizadas para proveer la prestación del servicio de electricidad en otros países centroamericanos, los cuales tienen mayores costos de generación comparativamente con el mercado colombiano.

A pesar de que en el modelo no se considera directamente el fenómeno de El Niño, esta es una variable bastante importante en ambos mercados, pues no puede olvidarse que el componente de generación en los dos mercados depende considerablemente de la fuente hidráulica y en la medida que hay condiciones climáticas más secas esto se refleja en mayores costos de generación y por tanto en un precio spot mayor.

Para chequear los supuestos sobre los residuales, se hacen pruebas de autocorrelación, normalidad y heterocedasticidad (ver Anexo 2, 3 y 4), los cuales indican que los residuos cumplen con los supuestos de Gauss Markov, referente a normalidad y homocedasticidad y ausencia de autocorrelación en los errores. Los residuales del modelo estimado se comportan como un ruido blanco, lo que implica un buen ajuste de las estimaciones obtenidas en el modelo. La estabilidad del modelo se verifica a través de círculo de raíces unitarias, la Figura 9 corresponde a las raíces inversas del polinomio autorregresivo, y muestran que todos los valores se encuentran dentro del círculo unitario, lo que indica que el modelo es estable.

Figura 9. Raíces inversa del VEC en relación al círculo unitario.



Fuente: Elaboración propia, 2012.

Al realizar el resumen comparativo de los cinco (5) modelos alternativos en la prueba de Cointegración de Johansen para determinar el número de Vectores de cointegración, se encuentra que para el modelo que incluye la constante y tendencia en la ecuación de cointegración y término constante en el modelo dinámico (Ver Anexo 5), la Prueba de la Traza indica un (1) vector de cointegración y la prueba del Máximo Valor Propio señala que son dos vectores de cointegración. Se usa el primer valor dado los mejores ajustes del modelo.

4.2. Análisis Impulso Respuesta VEC

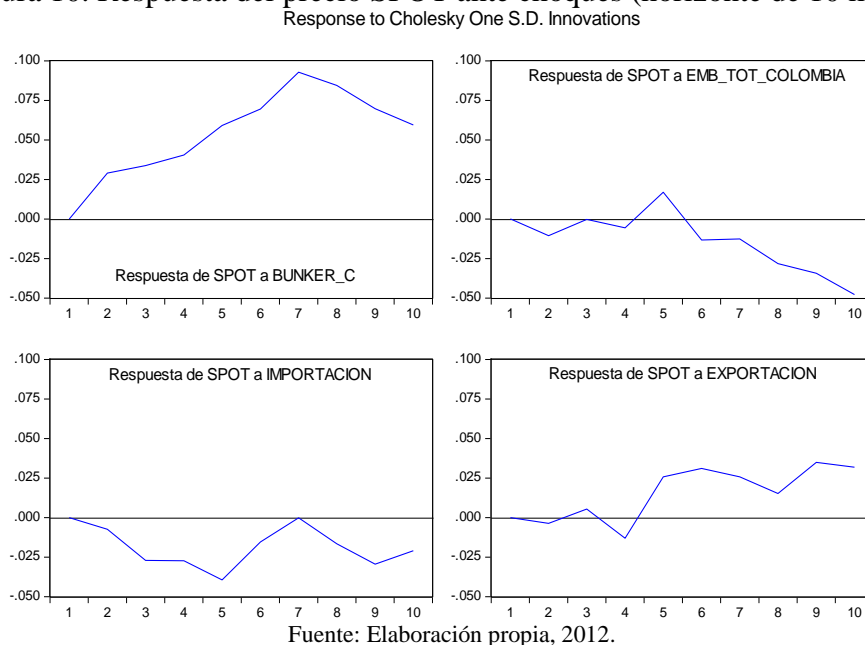
Las funciones de impulso respuesta sirven para visualizar de mejor manera las relaciones entre las variables. En procesos estacionarios las respuestas de las variables ante choques aleatorios deben decaer a lo largo del tiempo, de modo que tienden a cero cuando $t \rightarrow \infty$. En el caso de variables no estacionarias, que es el caso de este modelo, esto no tiene que cumplirse necesariamente. Así, el efecto de un choque sobre una de las variables podrá no decaer asintóticamente, sino que se mantendrá a lo largo del tiempo (Bonilla, 2011).

Las Figuras 10 y 1 muestran el comportamiento de precio SPOT ante choques aleatorios, los choques son ante precios de los combustibles térmicos (BUNKER_C), el sistema de embalses colombianos (EMB_TOT_COLOMBIA) y los intercambios de energía (IMPORTACION y EXPORTACION). Se utilizaron impulsos respuesta contruidos por el

procedimiento de descomposición de Cholesky³ a partir de una innovación de una desviación estándar. El horizonte empleado fue de 10 y 48 meses, respectivamente.

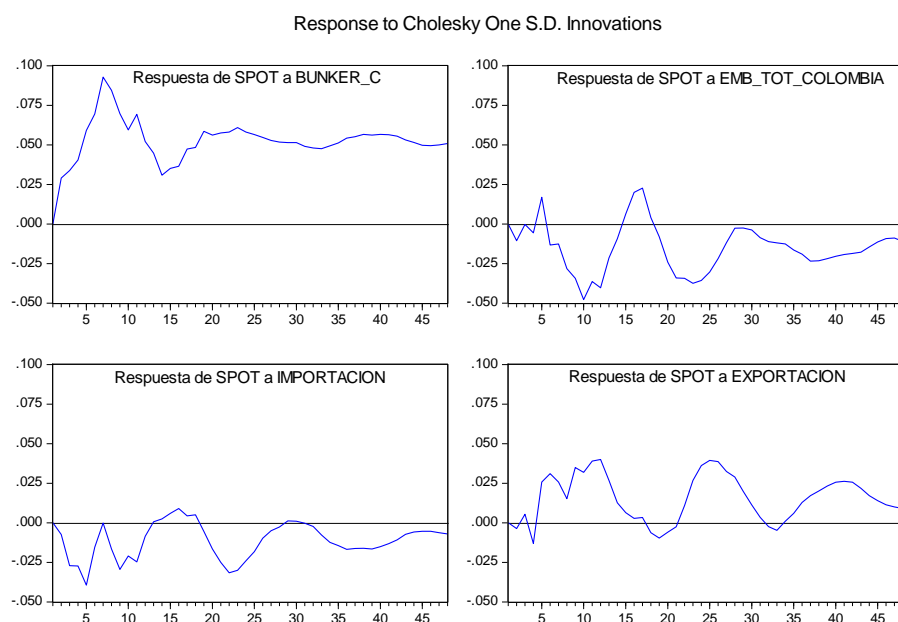
La respuesta más fuerte en el precio SPOT se obtiene para un choque aleatorio sobre los precios de los combustibles térmicos, lo afecta de manera positiva durante todo el horizonte de tiempo. Un choque sobre los embalse colombianos lleva a una reducción del costo marginal en Panamá. Choques en IMPORTACION también impacta el precio SPOT reduciendo su nivel, se esperaría que a medida que aumenten las importaciones desde mercados con menores precios, el impacto tienda a ser mayor. Por su parte, choques de EXPORTACION, impactan positivamente el precio SPOT.

Figura 10. Respuesta del precio SPOT ante choques (horizonte de 10 meses).



³ Ordenamiento de Cholesky fue el siguiente: SPOT, EXPORTACION, BUNKER_C, EMB_TOT_COLOMBIA, GEN_HIDRO, GEN_TERMICA, IMPORTACION.

Figura 1. Respuesta del precio SPOT ante choques (horizonte de 48 meses).



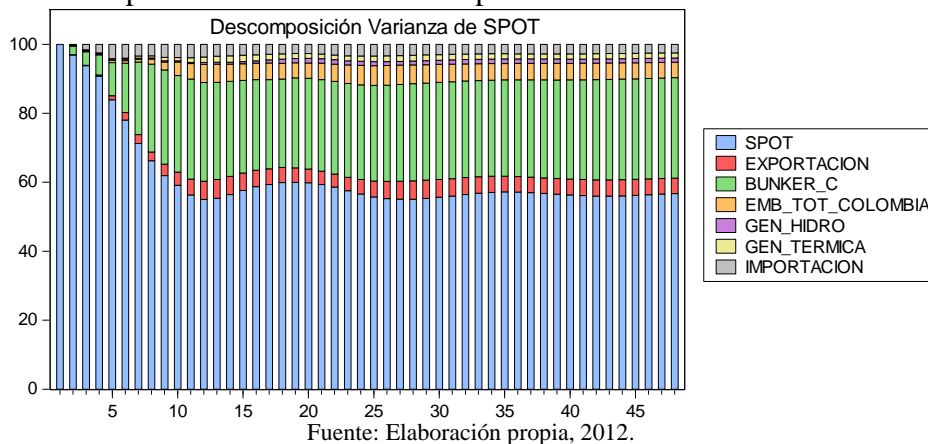
Fuente: Elaboración propia, 2012.

4.3.Descomposición de Varianza

La descomposición de la varianza permite tener una idea de la importancia relativa que tienen los choques en las variables del sistema, separando la variación en el error de pronóstico de esta última entre los distintos componentes de innovaciones. Así, es posible visualizar la evolución a lo largo del tiempo de la importancia de cada variable del sistema para explicar las variaciones del Costo Marginal.

La descomposición de varianza de la variable SPOT se muestra en la Figura 2. Puede observarse que a lo largo del horizonte de 48 meses, en orden de importancia, la mayor parte de la varianza en el Costo Marginal está explicado por innovaciones en la misma variable (precio SPOT). Después del mes 12, el costo del combustible (BUNKER_C) es la segunda más importante, seguida del sistema de embalses colombianos y de las exportaciones como variables explicativas del error de pronóstico del precio SPOT.

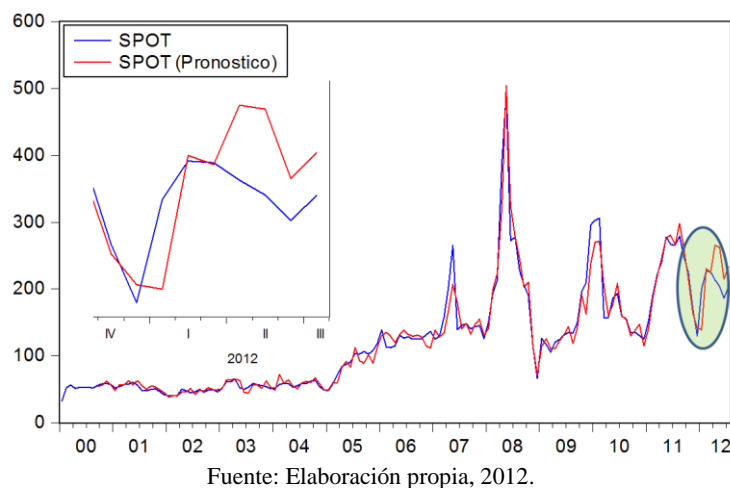
Figura 12. Descomposición de la varianza del precio SPOT.



4.4. Predicciones

La Figura 3 muestra la predicción del Costo Marginal de Panamá (precio SPOT) para el periodo de estudio (septiembre de 2000 a Julio de 2012). El pronóstico fuera de la muestra corresponde al periodo Enero a Julio de 2012 (estos datos no se habían usado en el modelo VEC para poder contrastar la valides del modelo). Como se puede observar el pronóstico del precio SPOT se ajusta bien al precio real. Así mientras que el promedio del precio real para el periodo fuera de la muestra ascendió a 208.38 USD/MWh, el precio SPOT pronosticado promedio fue de 224.01 USD/MWh.

Figura 13. Predicción precio SPOT.



Para evaluar la precisión del pronóstico, se toma como indicadores de desempeño el Error Medio Absoluto Relativo (MARE) y el error absoluto porcentual promedio (MAPE) calculados mediante las ecuaciones 6 y 7.

$$MARE = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{y'_t - y_t}{var(y_t)} \right| \quad (6)$$

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{y'_t - y_t}{y_t} \right| \quad (7)$$

donde n es el número de observaciones consideradas, y_t es el precio real y y'_t es el precio estimado por el modelo VEC. En la Tabla 5 se muestran los resultados de las medidas de error del pronóstico. Los resultados obtenidos mediante el modelo propuesto presentaron un error absoluto relativo promedio (MARE) dentro de la muestra de 0.01% y fuera de la muestra de 7.38%. El MAPE dentro de la muestra presentó un error absoluto porcentual de 7.15% y fuera de la muestra de 16.57%. Los indicadores sugieren una predicción aceptable para la determinación del precio SPOT dado la gran volatilidad de los precios de energía en Panamá. Esto implica que aún pudiera utilizarse este mecanismo para pronosticar el precio y obtener unos resultados robustos en las predicciones.

Tabla 5. Errores del pronóstico.

Dentro de la muestra		Fuera de la muestra	
MARE	MAPE	MARE	MAPE
0.01	7.15	7.38	16.57

Fuente: Elaboración propia, 2012.

5. CONCLUSIONES

Esta investigación utiliza un modelo de Vector de Corrección de Error (VEC), para analizar el impacto sobre el precio del mercado Ocasional de Panamá, a partir de la interconexión entre Colombia y Panamá, considerando información de intercambios de energía, costos de combustibles, generaciones por tecnología térmica e hidráulica y niveles de los embalses en Colombia y Panamá, además de incluir los eventos climáticos relacionados con El Niño y La Niña fuerte, se pueden observar reducciones en el precio spot en Panamá a causa de la interconexión entre estos dos países. El modelo VEC presenta un equilibrio de largo plazo entre las variables utilizadas en la modelación.

A partir de los resultados obtenidos para el largo plazo, como era de esperarse en la medida que aumenta el costo de generación de la energía térmica, aumenta el precio SPOT en Panamá. Asimismo, la variable importaciones presenta un signo negativo, lo que indica que en la medida que aumenta el nivel de importaciones, por ejemplo desde Colombia, el cual genera a precios más bajos, dado su mayor componente de generación hidráulico, esto conlleva a que el costo marginal en Panamá disminuya. Por un aumento de un 1% en las importaciones el precio spot en Panamá se reduciría el 12%.

El análisis impulso respuesta y la descomposición de varianza permitió establecer que un choque en los precios de los combustibles de los generadores térmicos, es un factor que incide positivamente en el costo marginal de la energía en Panamá, con la interconexión con Colombia. Este aumento en el costo marginal podría verse revertido, ya que se podría sustituir parte de la generación térmica por importaciones desde Colombia, a través de tecnología hidráulica, a un precio inferior.

La respuesta del precio spot ante choques en los embalses colombianos presenta un impacto negativo a mediano plazo, lo cual indica que el costo marginal en el mercado spot de Panamá tendría una reducción con la interconexión con Colombia vía aprovechamiento de la complementariedad hidráulica entre los dos mercados.

Un choque vía importaciones reduciría el precio marginal en Panamá, si pudiera importar energía con precios más bajos desde Colombia para su propio consumo y/o enviar a Centroamérica energía recibida desde Colombia, Panamá tendría un doble beneficio. Es importante anotar que el efecto no es solo disminución del precio de generación en Panamá, si no el impacto positivo desde el principal objetivo de la política energética, el cual apunta a una mayor confiabilidad en la prestación del servicio para Panamá y el grupo de países centroamericanos.

A pesar de que el precio del Mercado Ocasional de Panamá presentan gran volatilidad, el pronóstico realizado presenta un buen ajuste dentro y fuera de la muestra. Fuera de la muestra el error medio absoluto relativo fue de 7.38%, y el error absoluto porcentual promedio fue de 16.57%.

De otro lado para futuros trabajos, se propone contrastar los resultados obtenidos en esta investigación, aplicando técnicas de inteligencia artificial como son las redes Neuro-Difusas o las redes bayesianas, que en principio deberían conllevar a resultados muy similares.

REFERENCIAS

ANEL. (2010). Resolución AN N° 3873-Elec. “Por la cual se aprueban modificaciones a la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua”. Panamá.

ASEP. (2011). Mercado Mayorista. Panamá.

ASEP. (2007). *El Mercado Eléctrico Panameño*. Panamá.

BID. (2007). Interconexión Eléctrica Colombia Panamá S.A. -ICP- : Beneficios.

Bonilla, S. (2011). "Estructura económica y desempleo en Colombia: un análisis VEC". *Revista Sociedad y Economía*, Vol. 20, 99–124.

Cano, J., y Botero, S. (2008). "Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia". *Cuadernos de Economía*, Vol. 48, 173–208.

CIER. (2011). Señales Regulatorias para la rentabilidad de la Inversión en el Sector Eléctrico. Uruguay.

Duque, F. (2005). *Avances en el proceso de integración energética del MERCOSUR y Chile*. EAFIT, Medellín.

Echaíz, C. O. (2004). *Larga Memoria en Retornos de Activos: Alguna Evidencia Internacional*. Universidad de Santiago de Chile, Santiago de Chile.

El Espectador. (2012). "Aplazan Subasta del proyecto de interconexión eléctrica Colombia Panamá". *El Espectador*. Bogotá, D. C.

Engle, R., y Granger, W. J. (1987). "Co-Integration and Error Correction : Representation, Estimation and Testing". *Econometrica*, Vol. 55(2), 251–276.

Espinasa, R. (2011). *El Sector Energético en Centroamérica. Una Visión Institucional*. Inter-American Development Bank.

ETESA. (2012a). Estadísticas del CND. Panamá.

ETESA. (2012b). Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025 Tomo I: Estudios Básicos. Panamá.

ETESA. (2012c). Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025 Tomo II: Plan Indicativo de Generación de Planeamiento. Panamá.

ETESA. (2012d). Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025 Tomo III: Plan de Expansión de Transmisión. Panamá.

ETESA. (2012e). Régimen Hidrológico de Panamá. Panamá.

ETESA (2011). *Metodologías de detalle desarrolladas para la correcta operación del sistema y administración del mercado mayorista*. Panamá.

Granger, W. J. (1981). "Some properties of time series data and their use in econometric model specification". *Journal of Econometrics*, Vol. 16, 121–130.

ISA / ETESA. (2007). *Interconexión Panamá - Colombia. El enlace entre los mercados de la Región Andina y América Central*. Panamá.

ISA / ETESA. (2009). *Proyecto Interconexión Eléctrica. Seminario Internacional de Interconexiones y Negocios de Generación y Transmisión*.

ISA / ETESA. (2011). Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá. La puerta de acceso al mercado regional de América Central ... una realidad! *5 Jornada Jurídica del Sector Eléctrico*. 5ta Jornada Jurídica del Sector Eléctrico.

ISA / ETESA. (2012a). Avances del proyecto y esquema de subasta. Información Julio de 2012.

ISA / ETESA. (2012b). Reglamento de Subasta: Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de Interconexión del Enlace Internacional Colombia-Panamá.

Jaramillo, A., y Sierra, J. (2007). "Aproximación a un análisis económico del comportamiento de los agentes en el modelo de Market Splitting para las Transacciones Internacionales de Electricidad mediante teoría de juegos y el uso de la conjetura Bertrand – Edgeworth". *Ensayos de Economía*, Vol. 17, 91-104.

Johansen, S. (1988). "Statistical analysis of cointegration vectors". *Journal of Economic Dynamics and Control*, Vol. 12, 231–254.

Johansen, S., y Juselius, K. (1990). "Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration - with applications to the Demand for Money". *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, Vol. 52(2), 169–210.

La Estrella. (2012). "Se atrasa una vez más la interconexión. Panamá". En: <http://laestrella.com.pa/online/impreso/2012/08/22/se-atrasa-una-vez-mas-la-interconexion.asp#>

Li, C., y Zhang, M. (2007). Application of GARCH Model in the Forecasting of Day-Ahead Electricity Prices. *Third International Conference on Natural Computation (ICNC 2007)* 99–103.

Martínez, F., Troncoso, A., Riquelme, J., y Aguila, J. (2008). LBF: A Labeled-Based Forecasting Algorithm and Its Application to Electricity Price Time Series. *2008 Eighth IEEE International Conference on Data Mining* (pp.453–461).

Muñiz, J. (2010). *Predicción del precio de la electricidad mediante redes neuronales* (No. 0). Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

NOAA. (2012). NOAA Earth System Research Laboratory. <http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/rank.html>

Proyecto ARECA. (2009). *Análisis del Mercado Panameña de Energía Renovable* (pp. 1–145).

Riquelme, J., Martínez, F., Troncoso, A., y Aguilar, S. (2011). "Energy Time Series Forecasting Based on Pattern Sequence Similarity". *IEEE Transactions on knowledge and data engineering*, Vol. 23(8), 1230–1243.

Secretaría Nacional de Energía. (2012a). Compendio Estadístico Energético (CEE). Panamá. <http://www.energia.gob.pa/CompendioEstadistico-Energia.html>

Secretaría Nacional de Energía. (2012b). Interconexiones. Panamá. <http://www.energia.gob.pa/Interconexiones.html>

Secretaría Nacional de Energía. (2012c). Compendio Estadístico Energético. Panamá. <http://www.energia.gob.pa/CompendioEstadistico-Energia.html>

Secretaría Nacional de Energía. (2012d). Histórico de Precios de Paridad de Importación de Combustibles. Panamá. <http://www.energia.gob.pa/Precios-Paridad-Importacion.html>

UPME. (2004). Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano. Bogotá, D. C.

Velásquez Henao, J. D. (2008). *Construcción de Escenarios de Pronóstico del Precio de Electricidad en Mercados de Corto Plazo*. 2008. Universidad Nacional, Medellín.

XM. (2009). Proyecto CIER 15: “Estudio de transacciones de energía entre las regiones Andina, América Central y Cono sur”. Bogotá, D. C.

XM. (2011a). El Mercado de Energía Mayorista y su Administración. Medellín.

XM. (2011b). Informe Consolidado del Mercado - Diciembre de 2011.

XM. (2011c). Informe de Administración y Operación del mercado 2010.

XM. (2012a). Informe de Administración y Operación del mercado 2011.

XM. (2012b). Neón: Sistema de Información de XM. Medellín.
<http://sv04.xm.com.co/neonweb/>

Zapata, G., María, M., y Ochoa, M. (2008). Modelación de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia. *Revista Ingeniería*, Vol. 7(12), 87-114.

Zeng, M., Shi, L., Tian, K., y Zheng, L. (2008). "Time-Sharing Based ARMA-GARCH Hourly Electricity Price Forecasting Approach". *2008 International Conference on Risk Management and Engineering Management* (pp. 299–304).

ANEXO 1 – Test para raíces unitarias

Los test ADF y KPSS son considerados como complementarios debido a que formulan distintas hipótesis nulas, pues el test ADF utiliza una hipótesis nula de raíz unitaria versus una alternativa de estacionariedad, y el test KPSS opera bajo una hipótesis nula de estacionariedad versus una alternativa de integración fraccional (Echaíz, 2004). La prueba PP a diferencia de la prueba ADF, no existen términos de diferencias retardados. La hipótesis nula es la trayectoria de raíz unitaria con tendencia y la alternativa la estacionariedad con tendencia. En este Anexo se muestran los resultados en Niveles y en Diferencias de las tres pruebas. Test ADF: Sin constante y sin tendencia, con constante, con constante y tendencia. Test de PP: Incluye contraste sin tendencia y sin intercepto, con intercepto, con tendencia e intercepto. Test KPSS: Incluye contraste sin tendencia y contraste con tendencia. En todos en la columna final se coloca el orden de integración cuando aplica, en caso de que no aplica, se indica con NA.

Variable ⁴	Niveles				Diferencias			
	ADF	Phillips-Perron	KPSS	Diagnóstico	ADF	Phillips-Perron	KPSS	Diagnóstico
SPOT	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(0)	I(0)	I(0)	I(0)
LAGO_FORTUNA	I(0)	I(1)	I(0)	I(0)	NA	I(0)	NA	NA
LAGO_BAYANO	I(0)	I(1)	I(0)	I(0)	NA	I(0)	NA	NA
EMB_TOT_COLOMBIA	I(1)	I(1)	I(0)	I(1)	I(0)	I(0)	NA	I(0)
BUNKER_C	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(0)	I(0)	I(0)	I(0)
GEN_HIDRO	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(0)	I(0)	I(0)	I(0)
GEN_TERMICA	I(1)	I(1)	I(1)	I(1)	I(0)	I(0)	I(0)	I(0)
IMPORTACION	I(0)	I(0)	I(0)	I(0)	NA	NA	NA	NA
EXPORTACION	I(0)	I(0)	I(1)	I(0)	NA	NA	I(0)	NA

Resumen estacionariedad de variables en Niveles y en Diferencias.

Fuente: Elaboración propia.

⁴ El análisis de variables se realiza sin incluir logaritmos a las series.

ANEXO 2 - Prueba de correlación serial

VEC Residual Serial Correlation LM Tests
Null Hypothesis: no serial correlation at lag order h

Lags	LM-Stat	Prob
1	40.64259	0.7965
2	64.07746	0.0727
3	51.16196	0.3888
4	39.22942	0.8396
5	39.05054	0.8447
6	36.45471	0.9076
7	44.36118	0.6614
8	47.87966	0.5185
9	52.59562	0.3366
10	46.20817	0.5870

Probs from chi-square with 49 df.
Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 3 - Prueba de normalidad

VEC Residual Normality Tests
Orthogonalization: Cholesky (Lutkepohl)
Null Hypothesis: residuals are multivariate normal

Component	Jarque-Bera	df	Prob.
1	2.898919	2	0.2347
2	9.680491	2	0.0079
3	1.024503	2	0.5991
4	4.419845	2	0.1097
5	0.895920	2	0.6389
6	0.412329	2	0.8137
7	3.362354	2	0.1862
Joint	22.69436	14	0.0654

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 4 - Prueba de Heterocedasticidad

VEC Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)

Joint test:		
Chi-sq	df	Prob.
3029.019	3080	0.7404

Fuente: Elaboración propia .

ANEXO 5 – Prueba Cointegración de Johansen

Selected (0.05 level*) Number of Cointegrating Relations by Model

Data Trend:	None	None	Linear	Linear	Quadratic
Test Type	No Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept No Trend	Intercept Trend	Intercept Trend
Trace	1	2	1	2	2
Max-Eig	1	2	2	3	2

Fuente: Elaboración propia.