



Análisis de combustibles fósiles en el mercado de generación de energía eléctrica en Colombia: un contraste entre modelos de volatilidad

ARANGO A., MÓNICA ANDREA

Universidad de Medellín (Colombia)

Universidad Nacional de Colombia (Colombia)

Correo electrónico: moarango@udem.edu.co

ARROYAVE O., SANTIAGO

Universidad Medellín (Colombia)

Global Securities (Colombia)

Correo electrónico: sarroyave51@gmail.com

RESUMEN

La importancia del sector eléctrico en el crecimiento de las economías incentiva el estudio sobre las variables que determinan la ejecución de nuevos proyectos de inversión en el sector. Las barreras en la disponibilidad de los combustibles se traducen en un incremento de la incertidumbre, convirtiéndose en un aspecto fundamental en la toma de decisiones en los mercados de generación de energía. Ante esto, se realiza un contraste entre un modelo de volatilidad determinística y dos modelos de volatilidad estocástica paramétrica GARCH y EWMA, aplicados en el precio de los combustibles fósiles, con el fin de identificar *trade off*, entre costos y riesgo, enfrentado por los generadores en una matriz energética conformada por tecnologías basadas en carbón, gas y petróleo. Los tres modelos permiten contrastar los resultados empíricos de las covarianzas obtenidas a través de la metodología de Pearson, EWMA y Vech. La evidencia sugiere que en un contexto en el que sea necesario seleccionar uno de los combustibles, el carbón presenta menor exposición al riesgo y menor variación en su precio, implicando un menor egreso en los mercados de generación. Sin embargo, contar con la matriz energética conformada por los tres combustibles fósiles permite una menor exposición al riesgo para el mercado global.

Palabras claves: mercado energético; modelos econométricos.

Clasificación JEL: N70; C53; C58; P28.

MSC2010: 91G70; 91G10; 62PH20.

Analysis of Fossil Fuels in the Market for Electricity Generation in Colombia: A Contrast between Models of Volatility

ABSTRACT

The importance of the electricity sector in the growth of economies encourages the study of the variables that determine the implementation of new investment projects in the sector. The barriers in the availability of fuels result in increased uncertainty, becoming a key issue in making decisions in the markets for power generation. Regarding this, a contrast is performed between a deterministic volatility model and two parametric stochastic volatility models, GARCH and EWMA, applied to the price of fossil fuels, in order to identify trade off between cost and risk faced by generators in an energy matrix comprised of technologies based on coal, gas and oil. The three models allow to compare the empirical results for covariances obtained through Pearson's methodology, EWMA and Vech. Evidence suggests that, in a context where it is necessary to select one of the fuels, coal has less exposure and less variation in price, implying a lower discharge in generation markets. However, having the energy matrix formed by the three fossil fuels allows a lower risk exposure to the global market.

Keywords: energy markets; econometric modeling.

JEL classification: N70; C53; C58; P28.

MSC2010: 91G70; 91G10; 62PH20.



1. Introducción

Dada la importancia del sector energético para el crecimiento de la economía colombiana, especialmente con el aumento de nuevas centrales, la interconexión con otros países y la implementación de nuevas modalidades de generación, el sector ha venido implementando proyectos que aumentarán la oferta de energía en aproximadamente 3.585,4 MW [1]. Por lo anterior, es necesario realizar una revisión del contexto en el que se desarrollan dichos proyectos con relación a las características del mercado, la disponibilidad de los recursos energéticos, los principales factores que influyen en los costos e ingresos de las centrales eléctricas, y las diferentes herramientas usadas para la medición, modelación y estimación de los riesgos inherentes a la operación en el sector.

En este sentido, analizar las posibilidades de inversión en nuevas centrales energéticas implica asumir la generación de un bien que presenta una demanda inelástica con relación al precio debido a que es indispensable para el funcionamiento de la economía. Conjuntamente, al propiciar altos niveles de generación, el sector se expone al riesgo de generar más energía de la que el mercado estaría dispuesto a consumir y por lo tanto, teniendo en cuenta que no es posible almacenar los excesos de producción, se debe considerar que el nivel óptimo de generación es igual a la demanda que hay disponible en el mercado.

Adicionalmente, el sector está expuesto a las altas volatilidades en los precios de sus insumos y la disponibilidad de los recursos, teniendo en cuenta que el comportamiento de estas variables se ve afectado por condiciones exógenas a la operación de los proyectos, tales como el crecimiento de la economía, las expectativas en los mercados internacionales de materias primas, o los fenómenos climáticos que puedan limitar la generación de energía. Esto implica una mayor incertidumbre en los flujos de caja y del capital de trabajo requerido para cada proyecto.

Por lo anterior, el sector energético requiere que en el mercado existan herramientas y metodologías confiables para la medición y estimación del riesgo al que se exponen los inversionistas de cada proyecto, que contribuyan a establecer un balance justo entre los retornos esperados y el nivel de riesgo asumido. En ausencia de estas herramientas que permitan estandarizar entre los agentes de mercado la estimación del riesgo de generación de energía, se puede llegar a presentar mayores niveles de volatilidad en los precios, pues se verían afectados por las diferentes percepciones de cada uno de los participantes del mercado, y adicionalmente puede afectar los flujos de inversión ante condiciones inciertas.

Ante estas condiciones presentes en el mercado, a lo largo de las últimas décadas la academia ha desarrollado diferentes propuestas para ajustar la estimación de la incertidumbre. Entre estos modelos se encuentran metodologías tales como: media móvil con ponderación exponencial (EWMA) [2], modelos de heterocedasticidad condicional autorregresiva generalizada (GARCH) [3] y volatilidades estimadas tradicionalmente por la varianza histórica.

En este sentido, el presente artículo pretende realizar un contraste entre tres modelos de volatilidad aplicados en el precio de los combustibles fósiles como *input* para proyectos de generación energética. Para lograr dicho objetivo es necesario contextualizar el mercado de generación, desde la regulación y su evolución, comprendiendo sus limitaciones. La alta volatilidad

característica del mercado energético exige a los tomadores de decisiones plantear diferentes escenarios que permitan optimizar la relación riesgo-rentabilidad en los proyectos de inversión.

El artículo está conformado por cuatro secciones, contando con esta introducción. En primer lugar; se desarrollará una descripción general del mercado de generación de energía en Colombia y su evolución. En la tercera sección; se presenta una revisión sobre los aportes realizados desde el estudio del riesgo en los mercados de generación eléctricos. Posteriormente, se presenta un contraste entre modelos de volatilidad aplicados a portafolios energéticos conformados por combustibles fósiles. Por último se presentan las conclusiones y se proponen investigaciones futuras.

2. Generación de energía en Colombia

Para entender el mercado energético colombiano, es necesario realizar una descripción de la institucionalidad y la regulación en medio de la que se desarrolla dicho mercado. En este sentido, como exponen Escudero y Botero (2006), teniendo en cuenta los antecedentes históricos de una economía en la que el recurso hídrico, principal fuente de generación de energía en el país, era de aprovechamiento exclusivo del Estado, las empresas estatales de energía evidenciaron grandes falencias en la eficiencia de la operación generando pérdidas para estas compañías y periodos de racionamiento por escasez [4].

Por lo tanto, en 1994 se reestructuró el sistema eléctrico colombiano a través de las leyes 142 de Servicios Públicos [5] y 143 Ley Eléctrica [6], las cuales establecieron los parámetros para la intervención de agentes privados en el mercado de energía y la segregación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, dejando como única función exclusiva del estado la función de regulación.

Así mismo, con la participación de agentes privados y públicos, se estableció un mercado en el cual entre generadores y comercializadores se establece un precio según la oferta y la demanda de las partes sin la intervención del estado, con el fin de establecer las condiciones necesarias para un mercado más eficiente que se traduzca a los consumidores finales en tarifas más competitivas.

Conjuntamente se crearon instituciones gubernamentales que tienen como función la definición, planeación, supervisión y regulación del sistema de energía colombiano. En este sentido, el Ministerio de Minas y Energía formula; adopta, dirige y coordina la política para el sistema energético, los lineamientos para el aprovechamiento económico de los recursos, procurando un manejo integral y sostenible de los mismos, entre otros. En el desarrollo de estas funciones, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) se encarga particularmente de planear de manera integral el desarrollo minero energético, apoyar la formulación de política pública y coordinar la información sectorial con los agentes y partes interesadas.

Por su parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) fue creada con el objetivo de lograr que los servicios de energía eléctrica se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que

permita garantizar calidad, cobertura y expansión. Simultáneamente, se creó la Superintendencia de Servicios Públicos para delegar en esta institución la función de vigilancia y control, encargándose, entre otros aspectos, de establecer los mecanismos de supervisión con el fin de proteger al consumidor final y evitar los abusos de las empresas en la calidad del servicio y en las tarifas.

Adicionalmente, el sistema energético cuenta con el Centro Nacional de Despacho (CND) y el Centro Nacional de Operaciones (CNO), por medio de los cuales se realiza la planeación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) que comprende la Generación, Interconexión y Trasmisión. Esta función es administrada por XM, al igual que el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y la liquidación de contratos por medio del Administrador del Sistema de Intercambio Comercial (ASIC) y todo lo relacionado con la intermediación de los agente en dicho mercado.

La Gráfica 1 resume la estructura institucional del MEM y la función específica de cada uno de las instituciones descritas.

Gráfica 1. Estructura Institucional del MEM.

Actividad	Institución
Política	Ministerio de Minas y Energía
Planeación	Unidad de Planeación Minero-Energética
Regulación	Comisión de Regulación de Energía y Gas
Control y vigilancia	Superintendencia de Servicios Públicos
Operación del sistema	Los Expertos en Mercados XM (CND)
Administración del mercado	Los Expertos en Mercados XM (ASIC)

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas [7].

En conjunto con la reestructuración del sector eléctrico, este marco institucional y de regulación establecieron las condiciones para garantizar a los clientes un mayor cubrimiento del servicio, regular la evolución de las tarifas, atención a la demanda, implementación de subsidios del servicio y la inclusión de clientes no regulados.

En estas condiciones legales, el sistema eléctrico colombiano se ha venido desarrollando estas últimas dos décadas en el comportamiento de la demanda, la oferta y la generación; el mercado y los precios de transacción y los intercambios internacionales. Así mismo, teniendo en cuenta las limitaciones que se pueden presentar con relación a los recursos necesarios para la generación, y dado que en la energía eléctrica en Colombia proviene principalmente de recursos hídricos, el sistema implementó controles que permitieron garantizar la continuidad de la operación y suministros del sistema en momentos de escases.

De acuerdo con esto, como lo afirma la CREG, “al depender de los aportes hidrológicos, las épocas de sequía que se presentan durante eventos como El Niño hacen indispensable contar con plantas de generación con energía firme, que replacen la energía generada por hidroeléctricas, para atender la demanda. De no contar con estos recursos, los usuarios tendrían que ser sancionados, con los correspondientes costos sobre la economía nacional y el bienestar de la población” [7].

Considerando estas condiciones del mercado, la ley 143 incorporó esquemas de remuneración que permitieran contribuir a la viabilidad de la inversión en los recursos de generación de energía que permitiera, aún en condiciones críticas de abastecimiento hídrico, el abastecimiento de la demanda y la estabilización de ingresos para los generadores. Sin embargo, durante la primera década este esquema funcionó interrumpidamente, dando origen al Cargo por Confiabilidad desde 2006.

Este nuevo esquema incorporó las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), comprometiendo así a los generadores a producir energía en condiciones críticas de abastecimiento, la cual se encuentra respaldada por activos de generación capaces de cumplir con dichas obligaciones. Estas OEF son subastadas y asignadas a los generadores, comprometándose a entregar una cantidad definida de energía cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez; a cambio reciben una remuneración conocida durante un plazo determinado.

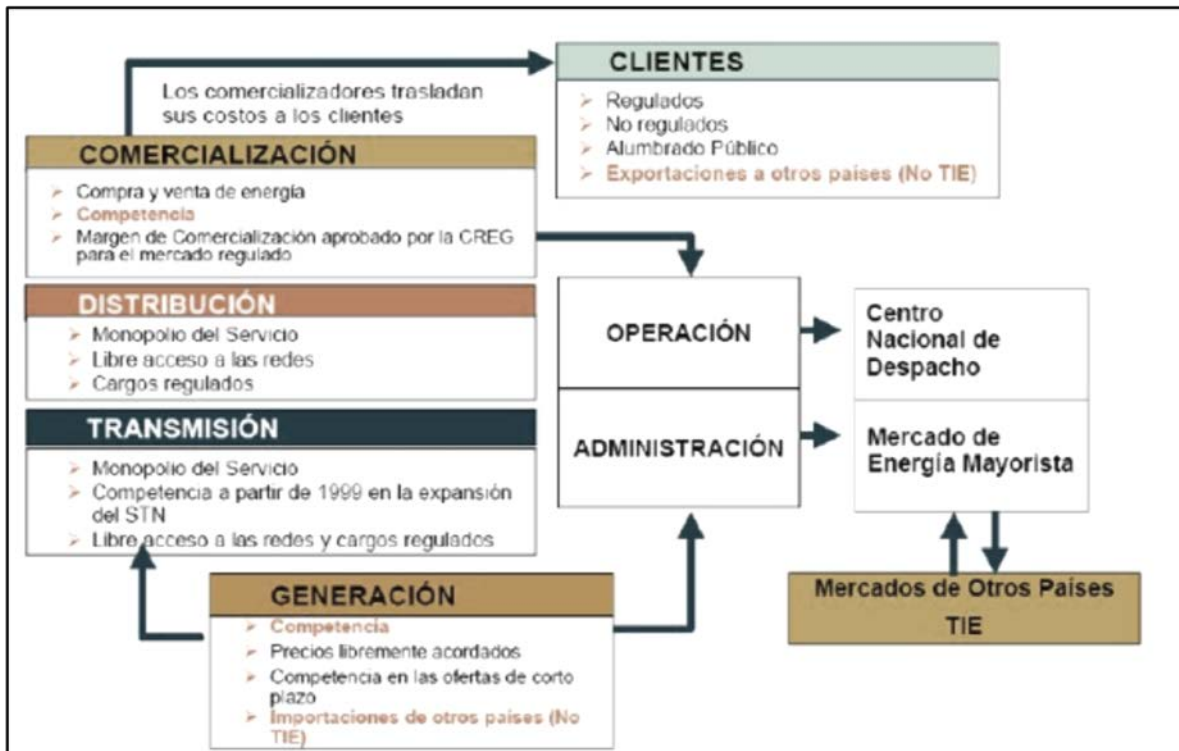
Siguiendo la información disponible en la CREG, las OEF del Cargo por Confiabilidad vinculan jurídicamente la demanda del MEM y los generadores, permitiendo un sistema estable en el largo plazo y la generación de señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica necesaria para el crecimiento del país, entendiendo que la energía es un bien fundamental para el mismo.

En este sentido, siguiendo a Escudero y Botero (2006), teniendo en cuenta que la energía eléctrica es un insumo que no puede almacenarse, la venta y la compra deben ser iguales en el tiempo, y en caso de una mayor oferta generaría mayores gastos a los generadores. Así mismo, dado que en Colombia el consumo de energía es inferior a la capacidad instalada, el CND debe coordinar cómo se distribuirá el cubrimiento de la demanda entre los generadores. Para esto, todos los días el CND hace una proyección de la demanda de energía esperada para el día siguiente. A su vez, los generadores, de acuerdo con el estado técnico de sus plantas, la disponibilidad de recursos y los costos asociados, realizan ofertas en la Bolsa de Energía teniendo en cuenta cantidad de energía (MW) y precio (\$/MWh) hora a hora. Cuando se reciben las ofertas de todos los generadores, el CND asigna la generación de energía comenzando con la planta que

ofertó al menor precio, y así hasta cubrir la demanda esperada. El precio de bolsa lo fija la última planta despachada, ya sea por mérito o por restricciones.

La Gráfica 2 describe la estructura e interacciones entre los agentes del MEM algunas características particulares a cada uno de ellos.

Gráfica 2. Estructura del Mercado de Energía Mayorista.



Fuente: Compañía de Expertos en Mercados (XM) [8].

3. Descripción de la situación actual del mercado colombiano

Al realizar una revisión del comportamiento y las principales características del mercado actual en Colombia podemos encontrar lo siguiente:

Demanda

Con relación al comportamiento de la demanda de energía en el sistema de interconexión nacional, a corte de junio de 2014, fue de 5.218 Gwh, presentando un crecimiento del 5,6% (XM, Junio 2014). Este crecimiento puede ser explicado en parte por la correlación natural con el crecimiento de la economía (véase Gráfica 3). En el corto plazo, la inelasticidad de la demanda ante los cambios en el precio de la energía indica la necesidad del insumo para la producción nacional. Según British Petroleum (BP); la perspectiva sobre el consumo mundial de energía indica un aumento en un 41% desde 2012 hasta 2035, donde el 95% de la demanda será generado por los países emergentes [9].

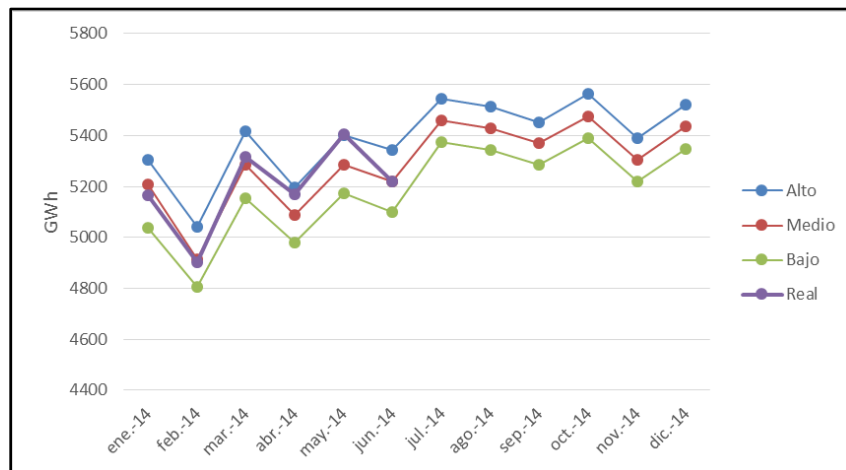
Gráfica 3. Comportamiento trimestral del PIB y la demanda de energía en Colombia.



Fuente: Informe Consolidado del Mercado. Junio 2014 – XM [8].

En este sentido, teniendo en cuenta las expectativas de crecimiento y considerando los factores estacionales de la economía, en la Gráfica 4 se muestra los rangos de estimaciones de la demanda durante el segundo semestre del 2014, las cuales reflejan la expectativa de un buen comportamiento económico para este período. Esta mayor demanda esperada no necesariamente implica un aumento en los precios, pues dicho aumento está respaldado con una mayor capacidad instalada del sistema. A corte de junio de 2014 la demanda tan solo consume un 33% de la capacidad de generación [8].

Gráfica 4. Escenarios Demanda de Energía – UPME.

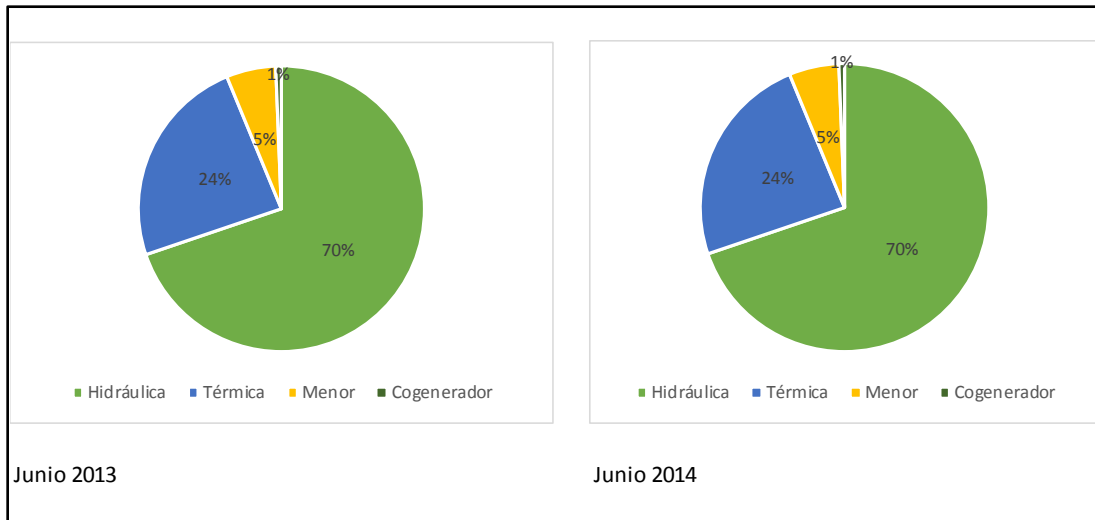


Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Informe Consolidado del Mercado. Junio 2014 – XM [8].

Generación y Oferta

La Capacidad Efectiva Neta (CEN) del sistema es de 14.696,05 MW; sin embargo, según el Informe Consolidado del Mercado [8] y como lo muestra la Gráfica 4, solo se generaron 5.228,6 GWh para atender la demanda del mercado (véase Gráfica 5).

Gráfica 5. Composición de la generación del SIN.



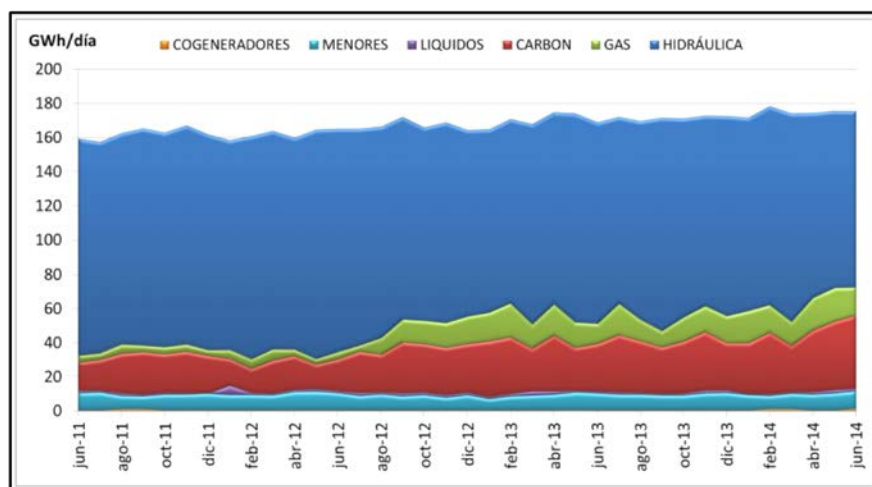
Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Informe Consolidado del Mercado. Junio 2014 – XM [8].

En particular, se observa una disminución de la contribución de la generación hidráulica de un 12,6% con respecto al año anterior, lo cual contrasta con un aumento del 33% de las reservas hídricas almacenadas en los embalses del SIN para el mismo periodo. El comportamiento de los embalses se encuentra explicado por los cambios climáticos y el impacto de los eventos de El Niño y La Niña.

La disminución en la generación de tipo hidráulico fue sustituida principalmente por plantas de generación térmica que con relación al mismo mes del año anterior presentan un crecimiento del 48,1%, lo cual generó un aumento en el consumo de combustibles térmicos, principalmente carbón y gas como se muestra en la Gráfica 6.

En general, el porcentaje de la participación del aporte hidráulico a la generación nacional ha disminuido después de la reforma al sistema eléctrico, dando entrada a más plantas de generación térmicas y más recientemente a las fuentes alternas de energía como la eólica.

Gráfica 6. Consumo de combustibles en el sector eléctrico.

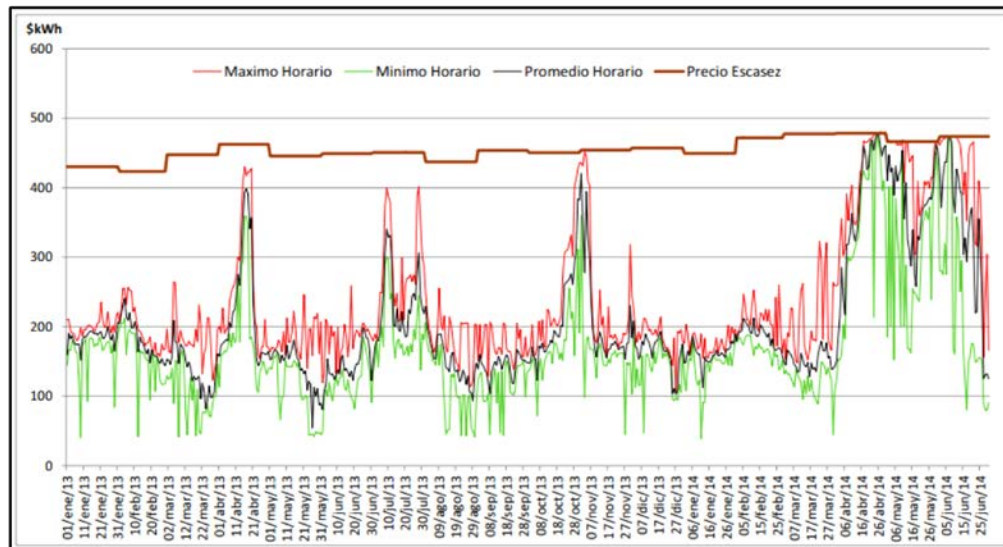


Fuente: Informe Consolidado del Mercado. Junio 2014 – XM [8].

Precios y volatilidad en el Mercado de Energía Mayorista

En la Gráfica 7 el comportamiento del precio de bolsa de la energía evidencia la alta volatilidad de los mismos explicada principalmente por la incertidumbre en las variables de las que depende su formación; es decir, el precio de la energía depende de variables que siguen procesos estocásticos como la disponibilidad de recursos de generación, el costo de los combustibles y variables externas como el clima.

Gráfica 7. Precio promedio diario de bolsa y precios máximos y mínimos por día.

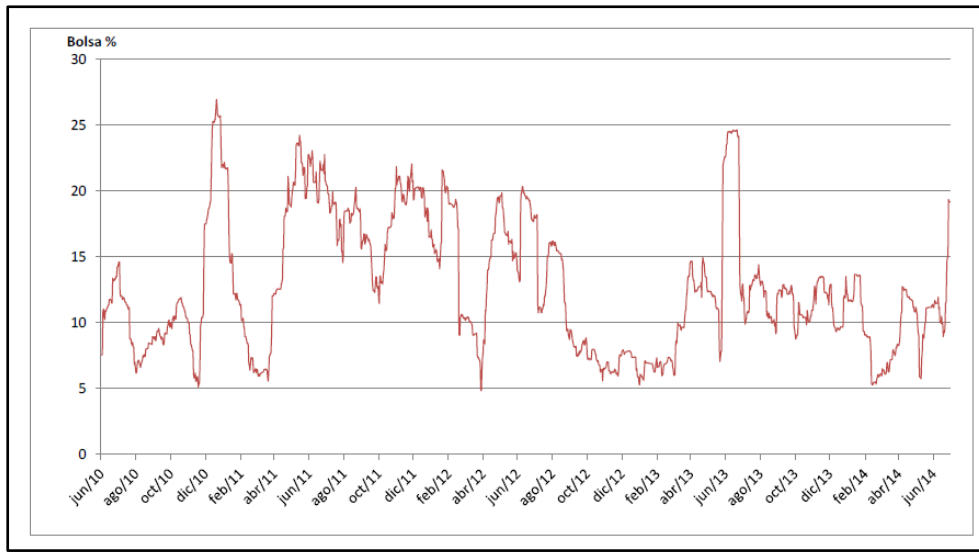


Fuente: Informe Consolidado del Mercado. Junio 2014 – XM [8].

Así mismo, la alta incertidumbre o volatilidad del mercado es evidenciada por los amplios rangos de los precios ofrecidos por los diferentes generadores que hacen parte del mercado, presentando períodos de tiempo en los que los precios mínimos y máximos ofrecidos distan mucho entre sí; lo cual muestra que este mercado, dados los altos niveles de volatilidad y los diferentes factores y costos a los que se expone cada agente, se encuentra expuesto a gran incertidumbre sobre el flujo de ingresos resultantes de la actividad de generación que se traduce en un mayor riesgo para los inversionista de estos proyectos.

En la Gráfica 8 se muestran los niveles históricos de volatilidad de este mercado, presentando en promedio una volatilidad del 12,26% para Junio de 2014 [8]. Sin embargo, es posible identificar períodos de volatilidad superiores al 20%. Esta estimación se calculó como la desviación estándar de los cambios porcentuales $\ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$ del precio de bolsa diario con horizonte temporal de 30 días. No se anualiza multiplicado por otro factor [8].

Gráfica 8. Volatilidad del precio diario en Bolsa.



Fuente: Informe Consolidación del Mercado. Junio 2014 – XM [8].

4. Marco teórico

En el mismo sentido de las necesidades del mercado planteadas en este trabajo para Roques *et al.* [10], fue necesario estudiar la composición de combustibles para un portafolio de generación óptima para los grandes generadores de energía en un mercado abierto, teniendo en cuenta el alto impacto del comportamiento de los combustibles y el costo por generación de dióxido de carbono sobre el precio de la energía. De este modo, encontraron que en la mayoría de los mercados europeos las plantas de energía basadas en gas lograban disminuir considerablemente los riesgos dada la alta correlación entre el precio del gas y la electricidad. Sin embargo, en escenarios con contratos de compra a largo plazo o bajo estructuras más eficientes de los costos de capital, se podría reequilibrar la composición natural del gas, por carteras más diversificadas hacia otras fuentes como el carbón o plantas nucleares.

Por su parte, Mjelde y Bessler [11] realizan una aplicación para analizar los precios de la electricidad y los principales combustibles para su generación como el gas natural, el uranio, el carbón y el petróleo para el mercado de Estados Unidos. Usando modelos multivariados para las series de tiempo a los precios semanales de estas variables, concluyen que para las condiciones de mercado analizadas, los picos en el precio de la energía se reflejan en los precios del gas, y este a su vez en el precio del petróleo. Para los demás combustibles, se encuentra un efecto en el largo plazo según los modelos de regresión para estos precios.

Según los autores, en general, los precios del gas y el petróleo están más expuestos a la volatilidad del precio de la electricidad generada por la demanda de energía. Por su parte, el carbón presenta un comportamiento más independiente posiblemente explicado por los costos de transporte y los contratos a largo plazo presentes en el mercado. Adicionalmente, teniendo en cuenta la aplicación de modelos multivariados, consideran que los precios del gas, el carbón y el

petróleo son formadores permanentes del precio de la energía, y los cambios al precio de la energía exógenos a estas variables y el comportamiento del precio del uranio corresponden a la respuesta de los mercados para restablecer el equilibrio.

Conjuntamente a lo observado por Mjelde y Bessler [11], autores como Matisoff, *et al.* [12] confirman la alta correlación de los precios de la energía con el comportamiento de los precios del gas, el comportamiento inelástico del consumo de carbón con relación a su precio y los aumentos del consumo de petróleo y gas como sustitutos naturales ante altos precios del carbón. En este sentido, logran concluir que la mezcla en los combustibles usados para la generación de energía, dependerá de la capacidad de las plantas para aprovechar la elasticidad entre los precios del gas y el petróleo con relación al precio del carbón como sustituto para temporadas de altos precios en la energía. Así mismo, dichos modelos de generación dependerán del diseño de las generadoras y los factores de regulación de cada mercado que permita a los inversionistas plantear modelos de generación mixta para la optimización de costos en el escenario de alta volatilidad de precios.

Siguiendo parámetros similares en el planteamiento de los problemas y la identificación de las necesidades del mercado actual, Guerrero-Lemus *et al.* [13] realizaron la evaluación por medio de la teoría de varianza media de las mezclas de combustibles usadas para el sector de transporte terrestre en busca de una composición eficiente que permita: la reducción en la emisión de gases y la diversificación de riesgos ante la volatilidad del precio de los combustibles fósiles, principalmente del petróleo. Esta evaluación evidencia la ineficiencia en ambos aspectos para las combinaciones de combustibles actuales; las cuales se encuentran concentradas en más de un 90% en combustibles fósiles. La evaluación de esta problemática bajo las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energía (EIA) y la Comisión Europea, y según los datos arrojados por el modelo indica que la inclusión de por lo menos el 30% de la mezcla con biocombustibles y energía como combustibles en el sector de transporte, es la posible solución para una disminución en la emisión de gases en aproximadamente 58% y menor exposición a la volatilidad de los costos en el corto y largo plazo.

Particularmente para el mercado eléctrico colombiano, diferentes autores han estudiado diversas aplicaciones a las fuentes de generación energética, principalmente en lo que se refiere a posibles fuentes sustitutas o complementarias a las plantas de generación hidroeléctricas para la planeación de la generación de energía en Colombia de forma renovable en el largo plazo. En este sentido, Caspary [14] realiza una comparación de los costos de generación para diferentes fuentes renovables de energía con relación a las fuentes de generación tradicional, concluyendo que para algunas de las nuevas fuentes renovables aún no son competitivas bajo ningún escenario de costos futuros, y adicionalmente dependerá de la oportuna intervención del gobierno para facilitar la implementación de estas nuevas fuentes de generación como la biomasa o la geotérmica.

Así mismo, Ruiz y Rodríguez-Padilla [15] coinciden en afirmar que, sin una adecuada intervención en la regulación vigente que permita generar los mecanismos y las condiciones necesarias para estas nuevas fuentes, no será posible la implementación de éstas como una opción en el caso colombiano. Adicionalmente, sugieren que uno de los cambios a tener en cuenta

con relación a la comparación de los costos con las formas de generación tradicional, será necesario incluir los costos por el impacto al medio ambiente y demás factores sociales.

En conjunto, los autores mencionados anteriormente contextualizan y resaltan la relevancia de este trabajo en la medida que se pretende realizar una aplicación en los combustibles de generación presentes en el mercado energético colombiano, procurando portafolios de generación más eficientes y con menor exposición a los cambios climáticos, a los cuales se encuentra actualmente expuesto la mayor parte del mercado de generación en Colombia. Así mismo, teniendo en cuenta las limitaciones expuestas para los casos del mercado colombiano con relación a la implementación de nuevas fuentes de energía renovable, y la imposibilidad de una ejecución para el corto o mediano plazo como parte de un plan de generación, esta aplicación se desarrolla para combustibles térmicos como el carbón, el gas y el petróleo (WTI) en busca de evidencias que permitan justificar desde un escenario de menor costo y menor riesgo para el sector, una mayor participación de estos combustibles en la generación de energía.

5. Modelo

Según Gökgöz y Atmaca [16] la teoría de portafolios de Markowitz está basada en un proceso de optimización de la varianza para la construcción de portafolios eficientes; es decir, aquel portafolio que cumple con el menor riesgo posible para un nivel de rentabilidad esperado, o con la mayor rentabilidad posible teniendo en cuenta un nivel de volatilidad establecido. Para la construcción de dichos portafolios eficientes, la teoría de Markowitz asume que los activos se encuentran expuestos a un mercado que cumple con los siguientes supuestos:

- Todos los inversionistas tienen aversión al riesgo y por lo tanto siempre prefieren la opción de menor riesgo para un mismo nivel de retorno esperado.
- Todos los agentes poseen la información sobre las expectativas de los retornos, varianzas y covarianzas de todos los activos.
- Los agentes solo requieren conocer la información sobre las expectativas de los retornos, varianzas y covarianzas de los activos para determinar portafolios óptimos.
- En el mercado no existen limitaciones por los costos de transacción o impuestos.

Bajo el cumplimiento de estos supuestos, el modelo requiere como *inputs* los retornos esperados y la varianza de cada uno de los activos, y la covarianza que existe entre dichos activos. La aplicación del modelo de optimización de los retornos esperados y la varianza genera una frontera eficiente en la que se pueden ubicar las combinaciones de riesgo-rentabilidad que cumplen con la condición de ser portafolios eficientes.

La estimación de los retornos esperados para un portafolio con N activos puede ser expresada como:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^N X_i r_i \quad (1)$$

donde N indica el número de activos que forman parte del portafolio, X_i representa la participación de cada activo i en el portafolio y r_i denota el retorno esperado para el activo i . La varianza para un portafolio puede ser expresada así:

$$\sigma_P^2 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N X_i X_j \sigma_{ij} \quad (2)$$

donde, σ_{ij} es la covarianza entre los retornos del activo i y el activo j . La covarianza entre los activos i y j indica cómo es el movimiento de los rendimientos de uno de los activos con respecto al otro.

El modelo básico de optimización implica la minimización de la varianza del portafolio bajo tres restricciones fundamentales: el retorno de la cartera es igual al retorno esperado; la suma de las participaciones de los activos que componen el portafolio debe ser igual a uno; y las participaciones deben cumplir con el principio de no negatividad. Bajo estas condiciones la ecuación básica puede expresarse como:

$$\text{Min} (\sigma_P^2) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N X_i X_j \sigma_{ij} \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^N X_i r_i = r_e \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^N X_i = 1 \quad (5)$$

$$X_i \geq 0, \quad \forall X_i [i = 1, 2, \dots, N] \quad (6)$$

Al solucionar este modelo de optimización se podrán encontrar los portafolios eficientes y la frontera eficiente para N activos de riesgo en el portafolio. Sin embargo, la estimación a través de este modelo ha incentivado propuestas para modelar la volatilidad de los activos, considerando las particularidades de las series financieras. Entre las alternativas ofrecidas se destacan el modelo de promedios móviles con ponderación exponencial (EWMA) y los modelos de heterocedasticidad condicional autorregresivos generalizados (GARCH).

Una forma de capturar las características dinámicas de la volatilidad es a través del modelo EWMA, donde las observaciones más recientes son ponderadas con una mayor participación en la estimación de la volatilidad. Este enfoque tiene dos ventajas importantes sobre el modelo tradicional:

- La volatilidad reacciona más rápido a las crisis en el mercado, dado que datos recientes tienen más peso que los demás datos.
- En momentos de alta volatilidad; esta disminuye exponencialmente a medida que el peso de la observación de dicho momento se aleja. En contraste, para modelos de media móvil simple, se pueden presentar cambios abruptos en la desviación estándar una vez que los momentos de volatilidad salen de la muestra de medición, que, en la mayoría de los casos, puede ser de varios meses después de que ocurra.

El modelo general usado para el cálculo de la volatilidad según el modelo EWMA es el siguiente:

$$\sigma = \sqrt{(1 - \alpha) \sum_{j=1}^T \alpha^{j-1} (r_j - \bar{r})^2} \quad (7)$$

Este modelo depende de α ($0 < \alpha < 1$), que se refiere al factor de decaimiento. Este parámetro determina los pesos relativos que se aplican a las observaciones y la cantidad efectiva de datos utilizados en la estimación de la volatilidad.

Siguiendo el mismo planteamiento para la estimación de las volatilidades de los activos, es posible usar el modelo EWMA para la estimación de la correlación de los activos de la siguiente manera:

$$\sigma_{1,2}^2 = (1 - \alpha) \sum_{j=1}^T \alpha^{j-1} (r_{1j} - \bar{r}_1)(r_{2j} - \bar{r}_2) \quad (8)$$

La estimación de la varianza condicional por el método del EWMA es un caso especial de un modelo de los modelos GARCH. Las revisiones realizadas por otros autores han demostrado que para niveles de confianza altos el EWMA pierde ajuste, por lo que es común encontrar estimaciones de la volatilidad mediante modelos GARCH. Estos modelos pretenden capturar en la estimación de la volatilidad el exceso de curtosis y el agrupamiento de la volatilidad, proporcionando una herramienta adecuada para estimar las varianzas y covarianzas de los retornos de los activos financieros particularmente. Dichos modelos, aunque basados en la historia, permiten realizar estimaciones del comportamiento futuro de las volatilidades en el corto plazo.

Los modelos GARCH (p,q) son modelos que tienen en cuenta para su predicción, no solo el comportamiento de los rendimientos del activo financiero p periodos atrás, sino también el valor de la volatilidad q periodos anteriores. La persistencia de la volatilidad dependerá de la sumatoria del valor de los coeficientes de cada variable del modelo. Mientras más cercano a uno la volatilidad será más persistente.

La forma general del modelo es la siguiente:

$$\sigma_t^2 = \delta_0 + \sum_{i=1}^p \delta_i e_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^q \theta_j \sigma_{t-j}^2 \quad (9)$$

donde $\delta_0 > 0$ $\delta_i, \theta_j \geq 0$ $\sum_{i=1}^{\max(p,q)} (\delta_i + \theta_j) < 1$ $e_t = \sigma_t \alpha_t$

Por otro parte, los pronósticos del modelo GARCH (1,1) tienen el siguiente comportamiento para $L \geq 2$

$$\sigma_{T+L}^2 = V_{LP} + (\delta_1 + \theta_1)^{L-1} (\sigma_{T+1}^2 - V_{LP}) \quad (10)$$

donde

$$\sigma_{T+1}^2 = \delta_0 + \delta_1 e_T^2 + \theta_1 \sigma_T^2 \quad V_{LP} = \frac{\delta_0}{1 - \delta_1 - \theta_1} \quad (11)$$

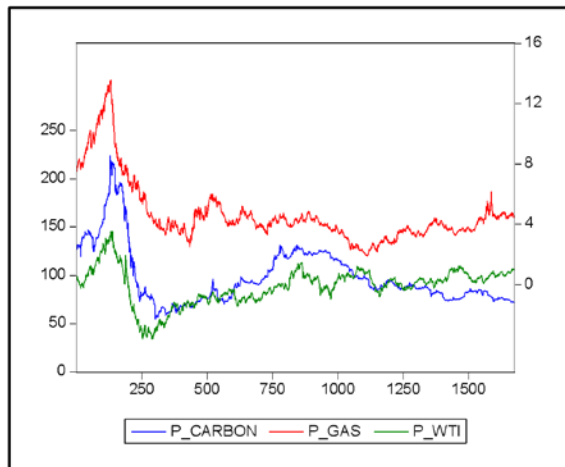
Adicionalmente, vale rescatar que la media incondicional del proceso es cero y la varianza incondicional es igual a la varianza de largo plazo (V_{LP}).

6. Resultados

Para la construcción de carteras eficientes de combustibles de generación de energía, usando diferentes metodologías para la estimación del riesgo y la covarianza de los combustibles, en el presente trabajo se tomó la serie histórica de los precios en bolsa del carbón, el gas y el petróleo (WTI), para el periodo entre enero de 2008 y junio de 2014.

Inicialmente, al revisar la Gráfica 9 de los precios de las series, se puede inferir que los datos no presentan la condición de estacionalidad para la modelación de las series de tiempo.

Gráfica 9. Precio de carbón, gas y petróleo.



Fuente: Elaboración propia.

Conjuntamente, para validar esta condición observada desde el comportamiento histórico de los precios, se realizaron pruebas de raíz unitaria a cada una de las series de los precios usando diferentes test y número de rezagos para validar la estacionalidad en la media y varianza. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 1.

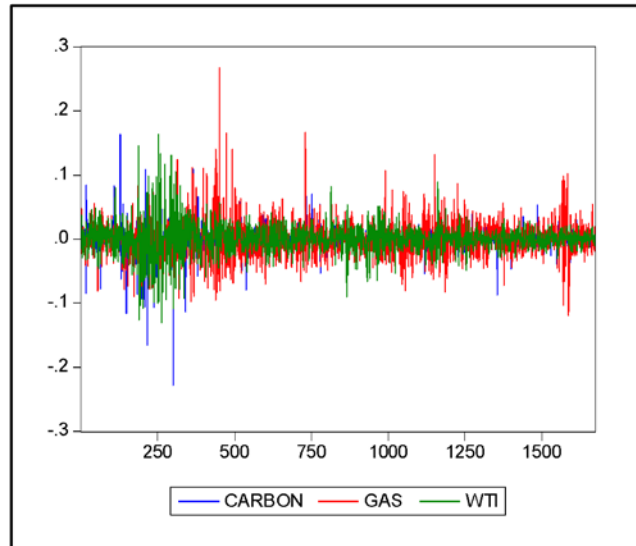
Tabla 1. Pruebas de raíz unitaria precio y retornos del carbón, gas y petróleo WTI.

	Carbón			GAS			WTI		
	ADF	PP	KPSS	ADF	PP	KPSS	ADF	PP	KPSS
PRECIOS									
1	-1,4472	-1,4298	15,0032	-1,6763	-1,6973	35,2121	-1,8841	-1,9270	0,0006
2	-1,3394	-1,4001	10,0134	-1,7947	-1,6974	23,5007	-1,7946	-1,8760	0,0009
3	-1,2248	-1,3521	7,5176	-1,7793	-1,7009	17,6439	-1,8141	-1,8596	0,0013
4	-1,3664	-1,3515	6,0196	-1,8240	-1,7055	14,1296	-1,9233	-1,8766	0,0014
5	-1,5006	-1,3731	5,0208	-1,7750	-1,6976	11,7867	-1,7683	-1,8608	0,0019
RETORNOS									
1	-2,9641	-39,0363	0,1307	-28,8480	-45,4378	0,1228	-31,5000	-42,2981	0,0820
2	-25,3069	-39,0075	0,1337	-24,1965	-45,3655	0,1218	-23,7097	-42,3440	0,0871
3	-20,7428	-38,9916	0,1388	-24,1965	-45,3618	0,1240	-19,7646	-42,3390	0,0872
4	-17,1387	-38,9911	0,1400	-19,7342	-45,3494	0,1239	-19,2234	-42,3202	0,0859
5	-16,4987	-38,9925	0,1369	-17,6870	-45,3910	0,1278	-17,5404	-42,3403	0,0877

Fuente: Elaboración propia.

En el mismo sentido a lo observado inicialmente en la representación gráfica de los precios, los resultados de las pruebas para las series de precios evidencia, teniendo en cuenta el valor-p, que las series no son estacionarias y, por lo tanto, para corregir esta condición se realiza la transformación de la serie para la primera diferencia logarítmica, las cuales se interpretarán como los retornos de los activos. Adicionalmente, se aplican las pruebas a las series de los retornos, en las cuales se puede inferir, según el valor-p, que las series no presentan raíces unitarias. Por lo tanto, dicha transformación de las series se corrige la no estacionalidad de los datos (véase Gráfica 10).

Gráfica 10. Retornos históricos sobre el precio de carbón, gas y petróleo.



Fuente: Elaboración propia.

Con el análisis descriptivo a los retornos diarios de cada una de las series, se evidencia que los combustibles fósiles han presentado históricamente rendimientos muy bajos para el caso del petróleo, e incluso negativos para el gas y el carbón. Sin embargo, las series presentan desviaciones muy altas, lo cual implica que los inversionistas se encuentran expuestos a la alta volatilidad de los precios, agregando mayor incertidumbre a los proyectos de inversión sin poder establecer un escenario claro sobre el valor esperado de los combustibles (véase Tabla 2)

Tabla 2. Medidas de tendencia central.

	CARBÓN	GAS	WTI
Media	-0,00033923	-0,0002877	6,2061E-05
Desviación estándar	0,01734158	0,0310871	0,02434632
Varianza de la muestra	0,00030073	0,00096641	0,00059274
Curtosis	36,5245015	5,56318688	6,43493491
Coefficiente de asimetría	-1,98541176	0,85714095	0,14574757

Fuente: Elaboración propia.

En general, con las medidas de tendencia central se identifica que las distribuciones de los retornos de los combustibles analizados cumplen con las características comunes de las series financieras, presentando presentando distribuciones leptocurticas y asimétricas.

En particular, el carbón presenta el menor valor de la media afectado principalmente por la clara tendencia a la baja que presentó este combustible al inicio del periodo. Adicionalmente se debe tener en cuenta que dicho combustible, además de tener la menor media, representa el menor riesgo individual, el cual puede ser explicado por sus condiciones de extracción y la cadena de comercialización, teniendo en cuenta que el comportamiento de su oferta y demanda es mucho más estable con relación a las noticias o cambios momentáneos del mercado.

Por su parte, la media de los retornos históricos del gas es negativa para el periodo analizado y presenta una mayor volatilidad. Esta puede ser una condición que puede llegar a excluir este activo de los portafolios eficientes, sin embargo se deben tener en cuenta los posibles efectos por diversificación en el portafolio de combustibles de generación.

Conjuntamente a las medidas de tendencia central, la matriz de correlación entre las series de los retornos, calculada con base a las volatilidades determinísticas, indica que no existe una relación en sentido fuerte entre los combustibles analizados (véase Tabla 3). Sin embargo, el comportamiento del petróleo (WTI) presenta la mayor correlación con el gas y el carbón, lo cual podría sugerir que el gas y el carbón podrían ser combustibles complementarios en una cartera de generación de energía, de tal forma que se logre generar una disminución en el riesgo por exposición a los precios del petróleo.

Tabla 3. Correlación de Pearson entre los retornos de Carbón, Gas y Petróleo WTI.

	CARBÓN	GAS	WTI
CARBÓN	1	0,070004885	0,215653742
GAS	0,070004885	1	0,20520389
WTI	0,215653742	0,20520389	1

Fuente: Elaboración propia.

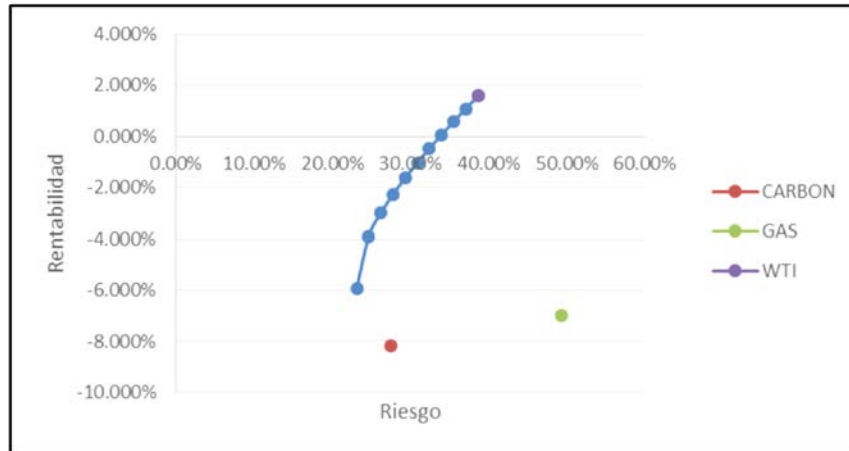
6.1. Estimación de portafolios eficientes considerando volatilidades determinísticas

Posteriormente, y teniendo en cuenta las medidas de tendencia central y la matriz de correlación determinística para las tres series, se construyó la frontera eficiente para una cartera de combustibles de generación térmica que considera como posibles activos el gas, el carbón y el petróleo (véase Gráfica 11). Todas las posibles combinaciones para la composición de la cartera mencionada pueden ser representadas en la gráfica; sin embargo, siguiendo la teoría de Markowitz el problema de selección puede reducirse a los portafolios que se encuentran en la frontera eficiente, dado que dichos portafolios ofrecen el mayor retorno esperado para un nivel de riesgo dado, o el menor riesgo posible para un nivel de rentabilidad o costos establecido.

Para la aplicación del presente trabajo, el petróleo representa un combustible con el mayor retorno esperado y un riesgo medio con relación a los demás activos. Por su parte, el carbón se muestra como el combustible con menor retorno y riesgo estimado según los datos

históricos, y por último el gas se constituye como la fuente de generación de energía más volátil y con una disminución anual esperada del 7%.

Gráfica 11. Combinación de portafolios eficientes considerando volatilidades determinísticas.



Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, como consecuencia del efecto de diversificación por la correlación entre los tres combustibles de generación, es posible encontrar una combinación óptima que permita asumir menores niveles de riesgo al menor costo esperado posible. En este sentido, si tomamos un portafolio conformado 100% por petróleo y se disminuye gradualmente esta concentración implementando alguno de los demás combustibles, se obtienen carteras de generación con un menor riesgo asumido por el inversionista a cambio de una menor rentabilidad.

En la aplicación actual, se encuentra el portafolio que representa el menor riesgo y a su vez el menor costo esperado para una planta de generación que tenga la capacidad de generación con estos combustibles. Dicho portafolio está conformado por un 62% de carbón, un 16% de gas y un 22% de petróleo, lo cual presenta una desviación esperada del 23,12% y una disminución en el costo de los combustibles del 5,922% anualmente (véase Gráfica 11).

6.2. Estimación de varianzas por medio del modelo EWMA

Al realizar la estimación de la volatilidad usando el modelo EWMA, se mantienen las condiciones iniciales con relación al riesgo relativo entre los combustibles, es decir, el carbón continúa presentando el menor riesgo y el gas la mayor volatilidad en el periodo. Sin embargo, se presenta una disminución importante con relación a las volatilidades determinísticas calculadas previamente.

Esta condición obedece principalmente a que los momentos de volatilidad más representativos de las series se presentan al inicio del periodo de estudio y, por lo tanto, según la metodología del modelo EWMA, dichos momentos de volatilidad pierden peso exponencialmente sobre el valor de la volatilidad estimada.

Tabla 4. Retorno y volatilidad anual estimada a través de EWMA.

	RETORNO ANUAL	RIESGO ANUAL
CARBÓN	-8,193%	5,76%
GAS	-6,993%	27,63%
WTI	1,576%	11,65%

Fuente: Elaboración propia.

Conjuntamente, en la matriz de correlaciones calculadas se presentan cambios significativos con relación a la estimación determinística basada en los datos históricos. Bajo la metodología del modelo EWMA se encuentra que la correlación entre los activos es menor, a excepción de la relación entre los retornos del gas y el carbón, los cuales presentan una correlación negativa, lo cual podría sugerir estos combustibles como sustitutos ante alzas en los precios de alguno de los dos combustibles (véase Tabla 5).

Tabla 5. Correlación de con EWMA entre los retornos de Carbón, Gas y Petróleo WTI.

	CARBÓN	GAS	WTI
CARBÓN	1	-0,159931	0,123470511
GAS	-0,159930892	1	0,194196701
WTI	0,123470511	0,194197	1

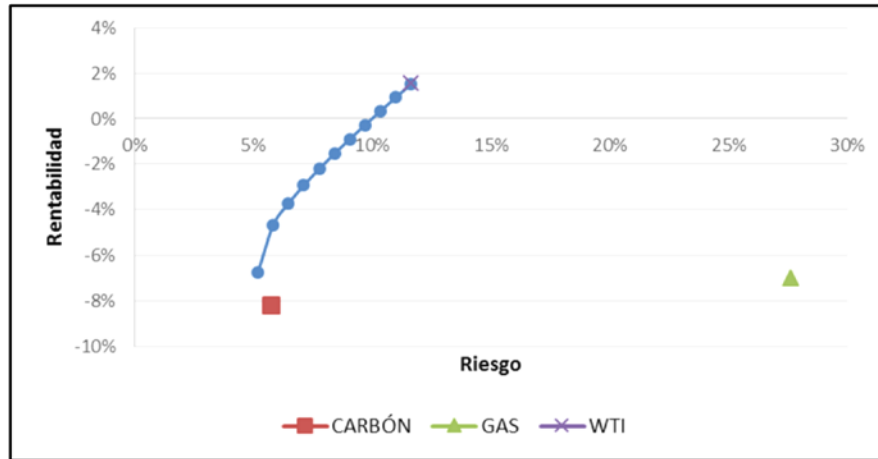
Fuente: Elaboración propia.

En el mismo sentido de la frontera estimada para las volatilidades determinísticas, se realiza nuevamente el ejercicio para la aplicación de que trata el presente trabajo con base en la estimación de las volatilidades a través del EWMA. Para este caso, si bien los parámetros del retorno esperado para cada combustible no varían con relación a la metodología anterior, la desviación y correlación estimada para cada uno de ellos cambia significativamente como se indicó anteriormente.

De acuerdo a lo anterior, para el escenario de volatilidades estimadas con EWMA, la condición relativa de cada activo con relación a los demás teniendo en cuenta la combinación de riesgo-rentabilidad no se modifica; sin embargo, entrega al inversionista menores riesgos individuales para el mismo nivel de riesgo. Conjuntamente, en la construcción de las carteras de generación con el criterio de mínimo riesgo, se identifica nuevamente que a medida que se incorporan nuevos activos a un portafolio compuesto en un 100% por petróleo, se obtiene un menor riesgo producto de la diversificación y a su vez una disminución en el costo promedio esperado.

Por su parte, con relación al portafolio óptimo de mínimo riesgo estimado para esta metodología, se encuentra una mayor participación del carbón con relación a la cartera anterior, la cual puede ser explicada principalmente por presentar la mayor disminución relativa en el riesgo individual entre ambas metodologías, y adicionalmente por el aumento de los coeficientes de correlación con los demás activos. Esta cartera óptima de mínimo riesgo se encuentra conformada por un 82% de carbón, un 5% de gas y un 13% de petróleo, los cuales proporcionan una cartera con una desviación anual del 5,198% y una disminución anual en los costos del 6,75% (véase Gráfica 12)

Gráfica 12. Combinación de portafolios eficientes estimando las volatilidades a través del EWMA.



Fuente: Elaboración propia

6.3. Estimación por modelos GARCH

Con relación a la evaluación de modelos GARCH para la estimación de los retornos y la volatilidad condicional de los combustibles, se realiza teniendo en cuenta las pruebas de raíz unitaria descritas anteriormente, las cuales evidencian la presencia de procesos autorregresivos y heterocedásticos en el comportamiento histórico de las series. La siguiente es la representación y los parámetros de los modelos estimados, a un nivel de confianza del 90% y según la metodología para la representación de los retornos esperados con modelos ARIMA y modelos GARCH para la varianza en la Tabla 6.

Tabla 6. Modelo de media y varianza para los retornos de Carbón, Gas y Petróleo WTI.

CARBÓN						
$C_t = \alpha + \beta * C_{t-1}$						
$\sigma_t^2 = \theta + \gamma_0 * \varepsilon_{t-1}^2 + \gamma_1 * \sigma_{t-1}^2$						
	α	β	θ	γ_0	γ_1	
Coefficiente	-0,000529	0,111225	1,10E-06	0,028248	0,968361	
p - valor	0,0805	0	0	0	0	
GAS						
$G_t = \alpha + \beta * G_{t-1}$						
$\sigma_t^2 = \theta + \gamma_0 * \varepsilon_{t-1}^2 + \gamma_1 * \sigma_{t-1}^2$						
	α	β	θ	γ_0	γ_1	
Coefficiente	0,000108	-0,069379	1,39E-05	0,062715	0,923312	
p - valor	0,8532	0,0138	0,0002	0	0	
PETRÓLEO						
$P_t = \alpha + \beta * P_{t-5}$						
$\sigma_t^2 = \theta + \gamma_0 * \varepsilon_{t-1}^2 + \gamma_1 * \sigma_{t-1}^2 + \gamma_2 * \sigma_{t-2}^2$						
	α	β	θ	γ_0	γ_1	γ_2
Coefficiente	0,000511	-0,048846	2,58E-06	0,087087	5,15E-01	0,394796
p - valor	0,1657	0,0663	0,0376	0	0,015	0,0516

Fuente: Elaboración propia.

donde:

$C_t =$ retorno del carbón para el periodo t ;

$G_t =$ retorno del gas para el periodo t ;

$P_t =$ retorno del petróleo para el periodo t ;

$\sigma_t^2 =$ varianza del activo para el periodo t ;

$\varepsilon_t =$ residual de la estimación para el periodo t .

Según los resultados, los parámetros y el valor-p para cada uno de éstos, se puede inferir que para los combustibles fósiles analizados en el presente trabajo, se presentan procesos autorregresivos; es decir, que el comportamiento del precio futuro tiene relación significativa con el precio de n periodos anteriores (véase Tabla 6). Particularmente, para el carbón y el gas, dicho rezago corresponde al período inmediatamente anterior y para el petróleo es de 5 periodos atrás. Esta condición, que se refleja en las ecuaciones estimadas, se puede ver representada en el comportamiento de los mercados, principalmente en la marcación de tendencias al alza o a la baja que solo serán interrumpidas hasta que los agentes del mercado incorporen información adicional a la oferta y la demanda de los mismos, y por lo tanto a la tendencia o comportamiento de los precios.

En particular para el carbón se encuentra que el parámetro β es positivo, lo que indica que según los datos históricos el carbón presenta comportamientos al alza con relación al precio inmediatamente anterior. Esta relación puede verse influenciada por las características del mercado del carbón con relación a su oferta y su demanda, las cuales presentan mayor estabilidad si se realiza una comparación con el gas y el petróleo; esto posiblemente explicado por la modalidad de los contratos de compra y la planeación de la producción, las cuales en pocas ocasiones se ven modificadas directamente por cambios repentinos en el mercado. En contraste, para el gas y el petróleo es posible gestionar, modificar o reaccionar con mayor agilidad ante cambios en el mercado lo cual produce una mayor exposición a los riesgos del mercado de materias primas.

Para las covarianzas condicionales entre las series, se realizó una estimación a través de la formulación general de los modelos MGARCH(p, q) propuestos por Bollerslev, Engle y Wooldridge [17], la cual se encuentra representada de la siguiente manera:

$$vech(\Omega_t) = \Omega + \sum_{j=1}^q A_j vech(\varepsilon_{t-j} \varepsilon'_{t-j}) + \sum_{i=1}^p B_i vech(\Omega_{t-i}) \quad (12)$$

Para el modelo, $VECH(\Omega)$ representa el operador que hace posible la descomposición de la matriz Ω_t de la covarianza condicional. En este sentido, los resultados obtenidos para la aplicación a la cartera de combustibles fósiles para la generación de energía se presentan en la Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7. Retorno y volatilidad anual estimada a través de GARCH.

	RETORNO ANUAL	RIESGO ANUAL
CARBÓN	-7,24%	12,53%
GAS	-7,72%	33,30%
WTI	7,83%	15,87%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8. Correlación estimada con Vech entre los retornos de carbón, gas y petróleo WTI.

	CARBÓN	GAS	WTI
CARBÓN	1	0,002391	0,207071
GAS	0,002391	1	0,12244
WTI	0,207071	0,12244	1

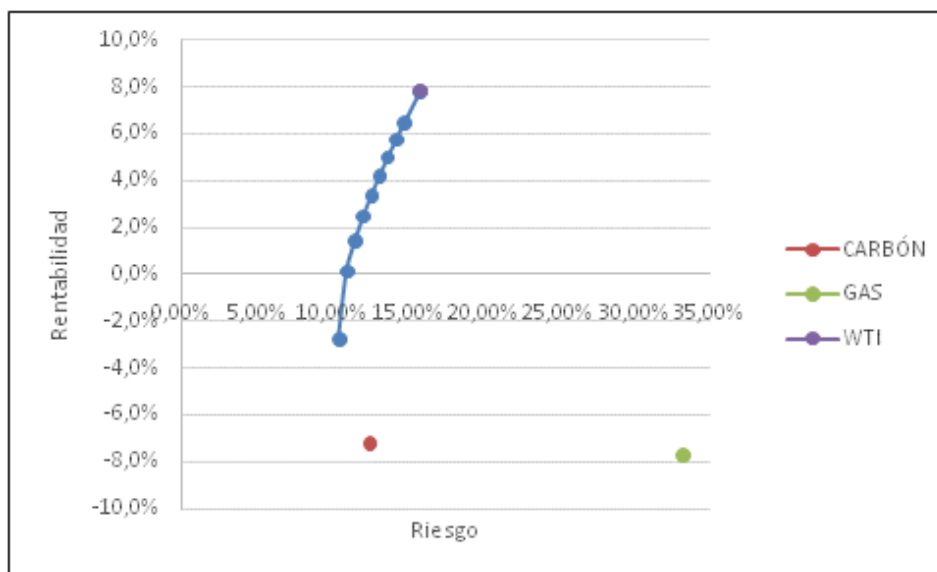
Fuente: Elaboración propia.

Con relación a los resultados obtenidos por esta metodología, es posible identificar que en general las condiciones relativas entre los tres combustibles, con relación a las condiciones de riesgo y rentabilidad, se mantienen entre los tres modelos, donde el carbón continuó presentando el menor riesgo estimado y el gas presenta el mayor riesgo individual. Así mismo, la estimación de los parámetros, tanto de riesgo y rentabilidad como de las correlaciones condicionales por modelos GARCH, representa un punto intermedio entre las metodologías revisadas anteriormente.

La frontera eficiente calculada con base en los parámetros estimados por el modelo GARCH, presenta una mayor pendiente en los puntos, lo cual puede representar que para el modelo se encuentran mayores beneficios esperados por cada unidad de riesgo adicional asumida, sin embargo, esto puede traducirse a una mayor incertidumbre, con relación a las demás metodologías, pues el aumento esperado en los costos puede variar significativamente para una variación en el riesgo asumido. Esta condición o particularidad encontrada puede ser objeto de revisión para futuras investigaciones.

Para esta metodología el portafolio óptimo, es decir el portafolio de mínima varianza se encuentra conformado por un 60,97% de carbón, 7,92% para el gas y un 31,11% de petróleo. Esta composición de la cartera permite esperar una disminución anual de los costos del 2,8% con una desviación, o riesgo, estimada del 10,42% al año (véase Gráfica 13).

Gráfica 13. Combinación de portafolios eficientes estimando las volatilidades a través GARCH.



Fuente: Elaboración propia.

6.4. Estimación del VaR paramétrico para las carteras de mínima varianza.

Con la intención de estandarizar los resultados de la aplicación a un criterio común con relación al riesgo, el cual permita realizar posibles inferencias sobre los resultados individuales y de esta manera concluir la bondad o ventajas entre un modelo y otro, se realiza la estimación del valor en riesgo (VaR) paramétrico para cada uno de los portafolios de mínima varianza estimados para cada una de las metodologías.

Dicha estimación se realiza a un nivel de confianza del 99% para un período de un año. (véase Tabla 9). En particular, teniendo en cuenta los resultados obtenidos, vale la pena resaltar que para el VaR estimado para la cartera que considera las volatilidades a través del EWMA, es considerablemente menor que la desviación estimada para la cartera con volatilidades determinísticas, lo cual puede implicar la sobre-estimación o sub-estimación del riesgo para alguno de los modelos. En el mismo sentido, el resultado de la estimación del VaR para la cartera a través de los modelos GARCH representa un punto intermedio ante las expectativas del riesgo al que se encuentran expuestos tanto productores de combustibles fósiles, como los generadores de energía.

Tabla 9. Contraste del valor en riesgo (VaR) para los portafolios estimados con Pearson, EWMA y GARCH.

METODOLOGÍA	DESVIACIÓN ESTÁNDAR	FACTOR DE CONFIANZA (Z)	VAR
Volatilidades determinísticas	23,12%	2,3263	53,79%
Volatilidades a través de EWMA	5,20%	2,3263	12,09%
Volatilidades con modelos GARCH	10,42%	2,3263	24,24%

Fuente: Elaboración propia.

7. Conclusión

El presente artículo presenta una revisión general a las condiciones en las que se desarrolla el mercado de energía en Colombia, particularmente en lo que se refiere a la actividad de generación y el uso de combustibles fósiles en las carteras de generación como alternativas para ofrecer mayor estabilidad en los costos y la disminución en la volatilidad de los mismos.

En este sentido, por las necesidades propias del mercado colombiano y por los estudios realizados en los demás mercados de energía, se ha podido identificar los esfuerzos coordinados entre el estado y la industria energética, para establecer las condiciones en el mercado y en la regulación, de tal forma que se pueda garantizar la continuidad y la calidad de la energía eléctrica, ante un escenario de altas volatilidades en los insumos y el precio mismo de la energía.

De igual forma es necesario un desarrollo más amplio de las nuevas tecnologías que permitan la implementación de fuentes renovables como posibles componentes de las carteras de generación en el largo plazo, sin que este hecho implique un aumento importante de los costos, ni una desventaja competitiva con relación a las fuentes de generación tradicional. Para lograr este objetivo, es importante la previa implementación de la estimación de los impactos ambientales y sociales en la valoración de los costos por fuente de generación.

Sin embargo, y teniendo conciencia de las necesidades planteadas, actualmente el mercado colombiano no cuenta con las condiciones necesarias en regulación, tecnología y disponibilidad de recursos, para la implementación de estas nuevas fuentes renovables. Por lo tanto, se hace necesaria la consideración de estrategias basadas en la conformación de carteras eficientes con las fuentes de generación tradicionales como los combustibles fósiles, los cuales permiten establecer alternativas a la alta concentración en la generación de energía con recursos hídricos a la que se encuentra expuesto el país.

De esta forma, se hace necesario plantear escenarios de generación basada en combustibles fósiles que permitan analizar la exposición y los efectos, no solo para el cumplimiento de los objetivos de continuidad y calidad en la energía, sino también con relación a la disminución de incertidumbre a los inversionistas, generando así mayor confianza, la cual posteriormente pueda ser canalizada para el aumento de la inversión.

Por su parte, teniendo en cuenta la aplicación y la revisión de los resultados, se evidencia la alta volatilidad en los costos de generación a la que se encuentran expuestos los inversionistas. Sin embargo, particularmente para el caso colombiano es posible mitigar estos riesgos a través de la implementación gradual y controlada de plantas de generación mixta que incluyan en sus combustibles de generación el carbón. La anterior afirmación, se realiza teniendo en cuenta los demás estudios que se han realizado al respecto, el aprovechamiento de la disponibilidad del recurso, y los resultados obtenidos del análisis de los retornos, en los cuales se evidencia que es el combustible fósil menos volátil y que de manera consistente conforma parte de las carteras eficientes calculadas para los diferentes modelos de volatilidad.

Adicionalmente, con relación al contraste de los modelos de volatilidad usados para la estimación de las mismas en la aplicación a los combustibles fósiles, se encuentran ventajas en los modelos EWMA y GARCH con relación a la metodología tradicional de estimación de las volatilidades determinísticas. Lo anterior, toda vez que estos modelos presentan mejores ajustes a las condiciones del mercado y no se afectan significativamente por sucesos o momentos de volatilidad que hayan ocurrido en el pasado.

Finalmente, se encuentra que al realizar el contraste de los modelos de volatilidad en la aplicación a la cartera de generación basada en combustibles térmicos, los resultados obtenidos indican que las estimaciones por volatilidades determinísticas presentan valores muy superiores en cuanto al riesgo estimado, lo cual puede representar un menor ajuste comparado con las otras dos metodologías, que finalmente puede llegar a disminuir el incentivo de los inversionistas para aumentar un mayor nivel de inversión en el sector de generación eléctrica. En contraste, se encuentra que las estimaciones obtenidas por el modelo GARCH, o el modelo EWMA como caso particular de este modelo, presentan un mejor ajuste, con relación a lo observado empíricamente, al estimar escenarios de volatilidad en proyectos de inversión en sector energético.

Referencias

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME (2013). "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014—2028". Bogotá: Ministerio de Minas y Energía. Disponible en http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2014/Plan%20GT%202014%20-%202028_Vpreliminar.pdf.

- [2] J.P.Morgan/Reuters (1996). "RiskMetrics™—Technical Document", 4th edition. Disponible en http://www.phy.pmf.unizg.hr/~bp/TD4ePt_5.pdf.
- [3] C. Grajales y F. Pérez (2008). "Modelos discretos y continuos para estimar la densidad de probabilidad de la volatilidad estocástica de los rendimientos de series financieras". *Cuadernos de Administración*, vol. 21, pp. 113 - 132.
- [4] A. Escudero y S. Botero (2006). "Caracterización del mercado de energía eléctrica para usuarios no regulados en Colombia". *Ensayo de Economía*, vol. 15, p. 55 - 70.
- [5] *Ley 142 de 1994, de 11 de julio, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. Diario Oficial 41.433 del 11 de julio de 1994.
- [6] *Ley 143 de 1994, de 11 de julio, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética*. Diario Oficial 41.434 del 12 de julio de 1994.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2014). *Cargo por Confiabilidad*. Disponible en http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm [25 de agosto 2014].
- [8] XM (2014). "Informe de Demanda de Energía y Fronteras —SIN". Medellín: XM.
- [9] BP. (2014). "BP Energy Outlook 2035 shows global energy demand growth slowing, despite increases driven by emerging economies, Energy Outlook 2035. Disponible en <http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/energy-outlook-2035.html> [3 de diciembre de 2014].
- [10] F. Roques, D. Newbery y W. Nuttall (2008). "Portfolio Optimization and Utilities' Investments in Liberalized Power Markets". En M. Bazilian y F. Roques (eds.). "Analytical Methods for Energy Diversity & Security". Oxford: Elsevier, pp. 219 - 246.
- [11] J.W. Mjelde y D.A. Bessler (2009). "Market integration among electricity markets and their major fuel source markets". *Energy Economics*, vol. 31, pp. 482-491.
- [12] D.C. Matisoff, D.S. Noonan y J. Cui (2014). "Electric utilities, fuel use, and responsiveness to fuel prices". *Energy Economics*, vol. 46, pp. 445 - 542.
- [13] R. Guerrero-Lemus, G.A. Marrero y L.A. Puch (2012). "Costs for conventional and renewable fuels and electricity in the worldwide transport sector: A mean-variance portfolio approach". *Energy*, vol. 44, pp. 178 - 188.
- [14] G. Caspary (2009). "Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia". *Energy Economics*, vol. 31, pp. 443 - 449.
- [15] B.J. Ruiz y V. Rodríguez-Padilla (2006). "Renewable energy sources in the Colombian energy policy, analysis and perspectives". *Energy Policy*, vol. 34, pp. 3684 - 3690.
- [16] F. Gökgöz y M.E. Atmaca (2012). "Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 357 - 368.
- [17] T. Bollerslev, R.F. Engle and J.M. Wooldridge (1988). "A capital asset pricing model with time-varying covariance". *Journal of Political Economy*, vol. 96, pp. 116 - 131.