

OPTIMIZACIÓN DEL PORTAFOLIO DE GENERACIÓN HIDRO-TÉRMICO EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

HYDRO-THERMAL GENERATION PORTFOLIO OPTIMIZATION AT THE COLOMBIAN POWER MARKET

SANTIAGO LEMOS CANO

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, slemos@unal.edu.co

SERGIO BOTERO BOTERO

Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín, sbotero@unal.edu.co

Recibido para revisar Julio 8 de 2011, aceptado Marzo 6 de 2012, versión final Mayo 28 de 2012

RESUMEN: Este artículo propone un análisis de la diversificación de fuentes de generación de electricidad en Colombia bajo el constructo de la Teoría de Portafolios, el cual se ha aplicado tradicionalmente al sector financiero. Se propone una metodología para identificar las series de tiempo a partir de datos del mercado y se presentan las Fronteras Eficientes calculadas para dos portafolios de generación al interior del mercado eléctrico colombiano considerando fuentes de energía hidráulicas y térmicas (a carbón y gas natural).

PALABRAS CLAVE: Teoría de Portafolios, Frontera Eficiente, Mercados de energía, Mercado eléctrico colombiano

ABSTRACT: This paper proposes a diversification analysis of power generation sources in Colombia, based on Portfolio Theory, which has been traditionally used at the financial sector. A methodology is proposed to identify time series from market data and the Efficient Frontiers are calculated for two different generation portfolios at the Colombian Electricity Market, using hydro and thermal (coal and natural gas) generation sources.

KEYWORDS: Portfolio Theory, Efficient Frontier, Energy Markets, Colombian Power Market.

1. INTRODUCCIÓN

La realización de estudios con el fin de determinar portafolios óptimos de generación que permitieran atender la demanda eléctrica de manera eficiente no tenía ninguna relevancia un par de décadas atrás. En ese entonces las actividades del sector eléctrico se encontraban agrupadas y eran prestadas por monopolios mayoritariamente públicos con un capital sobredimensionado.

El ámbito externo también era bastante diferente al actual, caracterizado por un mercado de combustibles fósiles con precios relativamente bajos y excesos en la oferta, y despreocupado de las consecuencias ambientales futuras.

Adicionalmente se realizaba una planeación y toma de decisiones centralizada, donde el criterio de mínimo costo era la base para decidir la expansión de la capacidad de generación, fundamentados en el hecho

de que adicionando estas las plantas se conseguía la expansión futura más económica.

La situación actual y futura son totalmente diferentes, basadas en un mercado que genera grandes retos tanto en la demanda como en la oferta. La demanda se presenta en aumento estimulada por el crecimiento de las regiones y del país, y con requerimientos mayores en términos de calidad, seguridad y confiabilidad. La oferta manifiesta costos incrementales y alta volatilidad: incertidumbre sobre el abastecimiento futuro de los combustibles y variaciones de los precios de los mercados internacionales para las unidades termoeléctricas y variaciones climáticas extremas para las hidroeléctricas.

A su vez el proceso de reestructuración del sector ha permitido la entrada de capital privado, en un intento por aumentar la competencia en sus diferentes actividades. En particular, para el caso de la expansión

de la generación en Colombia, las decisiones se hacen de forma descentralizada, empresas públicas y privadas participan en subastas de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) remuneradas bajo un mecanismo conocido como Cargo por Confiabilidad, con el fin de suplir los requerimientos de generación adicional estimados dentro de los estudios desarrollados por el ente central de planeamiento indicativo.

En este orden de ideas, actualmente para las decisiones de expansión del sistema no es suficiente tener como único criterio el menor costo, es necesario incluir nuevos criterios como riesgo, la rentabilidad y otros (ej, ambientales, etc), de esta forma se requieren metodologías de análisis más profundas que permitan desarrollar estrategias robustas de expansión que sigan siendo económicamente aceptables dentro de un horizonte incierto de eventos futuros.

En esta dirección, la Teoría de Portafolios permite encontrar fronteras eficientes de inversión en generación, mediante la solución repetitiva de un problema de optimización no lineal que permite minimizar la volatilidad (o riesgo) esperada del portafolio, para un nivel de rentabilidad dado.

2. MARCO TEÓRICO

La Teoría de Portafolios fue desarrollada inicialmente por Markowitz [10] alrededor de la constitución y definición de portafolios de inversión, con el fin de reevaluar el método del menor costo, analizando el impacto que tiene la volatilidad dentro de los proyectos e identificando un grupo de portafolios óptimos que se ubican en la denominada frontera eficiente de rentabilidad y riesgo. Los fundamentos de esta teoría son:

Sea R_i la rentabilidad del i -ésimo bien en un instante dado de tiempo, μ_i el valor esperado de R_i , σ_j la covarianza entre R_i y R_j , y X_i el porcentaje invertido en dicho bien.

El rendimiento del portafolio como un todo para un momento determinado se puede calcular como:

$$R = \sum R_i X_i, \text{ donde:}$$

$$\sum X_i = 1, \text{ para todo } X_i \geq 0$$

De igual manera el rendimiento que otorga un portafolio de N bienes en un instante de tiempo cualquiera y su varianza asociada puede calcularse como:

$$E = \sum_{i=1}^N \mu_i X_i \quad V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sigma_{ij} X_i X_j$$

Por lo tanto, para el par ordenado (μ_i, σ_{ij}) con valores claramente establecidos, el inversionista deberá tener una serie de alternativas dependientes del portafolio seleccionado (X_1, \dots, X_N) y su portafolio eficiente deberá ser aquel con el menor valor de volatilidad para un nivel de rentabilidad dado o viceversa.

Históricamente, la Teoría de Portafolios ha tenido una amplia utilización dentro del sector financiero. Sin embargo recientemente han venido incrementándose sus aplicaciones dentro de los estudios de planeamiento energético para la obtención de esquemas de expansión, la cuantificación de riesgos asociados a las energías alternativas [1] y su impacto en el cambio climático, y la optimización de opciones de energía eléctrica. En especial se ha utilizado para analizar temas de seguridad energética y riesgos de portafolios [8] [12] [13] en diferentes países y regiones del mundo, siendo los trabajos más referenciados los hechos en la unión europea [2] [3] [7] [11] y China [6] [9] [17].

3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano tenía una capacidad de generación efectiva neta instalada de 13.495,8 MW a 31 de diciembre de 2009 para atender la demanda de energía del país (54.679,1 GWh) y sus interconexiones internacionales. La composición detallada de esta capacidad se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 1. Capacidad efectiva neta del SIN a Diciembre de 2009 [15]

| Tipo de Generación | Capacidad (MW) | Participación (%) |
|--------------------|----------------|-------------------|
| Hidráulica | 8525,0 | 63,2 |
| Térmica | 4362,0 | 32,3 |
| Gas | 2757,0 | |
| Carbón | 984,0 | |
| Fuel Oil | 434,0 | |
| Combustóleo | 187,0 | |

| Tipo de Generación | Capacidad (MW) | Participación (%) |
|--------------------|----------------|-------------------|
| ACPM | 0,0 | |
| Menores | 573,8 | 4,3 |
| Hidráulica | 472,0 | |
| Térmica | 83,4 | |
| Eólica | 18,4 | |
| Cogenerador | 35,0 | 0,3 |
| Total SIN | 13495,8 | |

Como puede observarse, se trata de un sistema prácticamente hidrotérmico, altamente influenciado al valor de los aportes que alimentan los embalses y a la disponibilidad y precio de los diferentes combustibles fósiles. Por tal motivo, el organismo regulador colombiano implementó un esquema de remuneración que permitiera hacer viable la inversión en los recursos de generación necesarios para atender la demanda en condiciones críticas de abastecimiento hídrico. A este mecanismo se le denomina cargo por confiabilidad y se basa en la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a través de subastas.

Durante el año 2008 se celebraron la primera subasta de obligaciones de energía firme y la primera subasta de asignación de proyectos con periodo de construcción superior al periodo de planeación. Las nuevas plantas asignadas durante las subastas realizadas se presentan en la tabla 2. Para el año 2019 el sistema eléctrico colombiano contará con una capacidad efectiva neta adicional de 3.423 MW, de los cuales el 89,7% corresponde a generación hidráulica y el restante a generación térmica.

Tabla 2. Plantas de generación asignadas en la subasta del año 2008 [15]

| Nombre | Fecha inicio vigencia | Tipo de generación | Capacidad (MW) |
|-------------------|-----------------------|--------------------|----------------|
| Amoyá | 2012-12 | Hidráulica | 78,0 |
| Gecelca 3 | 2012-12 | Carbón | 150,0 |
| Termocol | 2012-12 | Fuel Oil | 204,0 |
| El Quimbo | 2014-12 | Hidráulica | 396,0 |
| Cucuana | 2014-12 | Hidráulica | 60,0 |
| Miel II | 2014-12 | Hidráulica | 135,2 |
| Sogamoso | 2014-12 | Hidráulica | 800,0 |
| Porce IV | 2015-12 | Hidráulica | 400,0 |
| Pescadero Ituango | 2018-12 | Hidráulica | 1200,0 |

4. MODELAMIENTO DE PORTAFOLIOS DE

GENERACIÓN EN EL SIN

La construcción de la Frontera Eficiente de cualquier portafolio se realiza a través de un proceso de optimización que toma en cuenta los rendimientos esperados de cada uno de los recursos bajo estudio, así como sus niveles de riesgo individuales y conjuntos.

Por lo tanto, los insumos básicos para analizar un portafolio son las series de precios de los diferentes tipos de recursos de generación.

4.1. Particularidades del Mercado de Energía Mayorista (MEM) de Colombia

El MEM de Colombia se rige por la determinación de un precio obtenido de combinar la oferta y la demanda, intentando obtener el costo marginal de la electricidad y proveerla al menor costo económico posible para los requerimientos del mercado.

Los precios de oferta de las plantas de generación son determinados diariamente por los agentes quienes tratan de maximizar sus utilidades con base en las señales del mercado y del sistema. Por lo tanto las ofertas pueden verse influenciadas ante situaciones tales como: a) Requerimientos de seguridad por condiciones eléctricas o energéticas en el Sistema Interconectado Nacional. b) Competencia entre agentes con plantas de generación de similares características., y c) Solicitud de pruebas autorizadas y mantenimientos en las unidades de generación.

Como primer paso se debió desarrollar una metodología para valorar los recursos de generación hidráulica y térmica, con el fin de obtener unas series de tiempo de los precios con las cuales desarrollar la metodología de portafolios.

Una primera opción consistió en analizar los precios diarios de oferta de los diferentes generadores al sistema con el fin de determinar un posible precio común para cada uno de los recursos (hidráulico, térmico, etc.); no obstante los resultados de esta primera aproximación condujeron a valores muy distanciados de los posibles costos reconocidos en la literatura, causados en parte debido a las características del mercado descritas anteriormente y al hecho de que los precios reales de oferta a la bolsa no siempre reflejan

los costos verdaderos de generación, sino que pueden responder a estrategias de cada generador asociadas a la gran cantidad de distorsiones presentes en el mercado, siendo éstas bien de tipo estructural (por ejemplo, oligopolios, etc.) o regulatorio y por supuesto a la estrategia particular del agente.

Por los motivos anteriormente expuestos, se descartó la obtención de la serie de tiempos a partir de los precios de oferta de los recursos. Se determinó entonces la necesidad de desarrollar una metodología propia que permitiera una aproximación de las series de precio requeridas.

4.2. Supuestos de la metodología utilizada

Aunque existen una gran cantidad de distorsiones en el mercado, también es cierto que la señal de precio obtenida refleja las condiciones del mercado y la volatilidad de la valoración de los recursos. Por lo tanto se utilizó una metodología que partiera de esta información con el fin de proveer una señal adecuada que reflejara el comportamiento de los precios de los recursos bajo análisis. En este orden de ideas se planteó la realización de un modelo a partir de datos históricos con los siguientes supuestos:

- Los precios de la generación termoeléctrica se pueden estimar bajo un modelo de costos de generación fijos y variables, en el cual se incluyen los cambios en los costos de los combustibles que las alimentan, y otras variables económicas como el valor del dólar y una rentabilidad esperada del negocio. Este supuesto se puede sustentar en el hecho de que todos los valores de la contabilidad de las plantas termoeléctricas deben ser sustentados antes los entes de control; además varios autores han seguido este supuesto para el cálculo de termoeléctricas [1] [2].
- Se desprecia el efecto de la redistribución del ingreso generado dado por cuenta del cargo por confiabilidad.
- Utilizar como precio de bolsa el promedio aritmético diario obtenido a partir de los precios horarios calculados en una liquidación preliminar..
- El precio de bolsa utilizado en este modelo refleja

el promedio ponderado de los diferentes recursos de acuerdo a su participación en la generación real. Este supuesto se aleja del concepto del costo marginal, sin embargo supone que el precio corresponde a una combinación de recursos que intentan reflejar las señales del mercado en las ofertas por tipos de generación en distintos escenarios.

Bajo estos supuestos, la gran mayoría de las variaciones en el precio de bolsa son producto de los cambios en las ofertas de la generación hidráulica. Este hecho se justifica teniendo en cuenta que normalmente este tipo de generación representa un alto porcentaje de la generación real diaria del sistema, y que los cambios significativos y duraderos en los precios del mercado de energía mayorista se evidencian ante condiciones severas de hidrología.

4.3. Construcción de la serie de precios de los recursos térmicos

Se calcularon los costos de inversión, operación y mantenimiento para las unidades de generación térmicas actualizando los valores presentados en el estudio contratado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) de Colombia [14]. Este supuesto permite adaptar estos valores al escenario particular colombiano, y eliminar la dependencia con las referencias internacionales.

Bajo la metodología planteada, la serie de precios de los recursos térmicos de generación se construyó utilizando la siguiente fórmula:

$$P_i = VI_i + OMF_i + OMV_i + Comb_i, \text{ donde:}$$

P_i : precio del recurso de generación en el i -ésimo periodo (\$/kWh).

VI_i : valor de la inversión del recurso de generación en el i -ésimo periodo (\$/kWh).

OMF_i : costos fijos de operación y mantenimiento del recurso de generación en el i -ésimo periodo (\$/kWh).

OMV_i : costos variables de operación y mantenimiento (sin incluir el combustible) del recurso de generación en el i -ésimo periodo (\$/kWh).

$Comb_i$: costo del combustible del recurso de generación en el i -ésimo periodo (\$/kWh).

Los valores de cada uno de estos costos se obtuvieron tomando como base estudios del MME [14] y del Banco Mundial [4], y se resumen en las siguientes tablas.

4.4. Construcción de la serie de precios de los recursos hidráulicos

Debido a la dificultad existente para valorar el agua como un recurso energético, pero siendo coherentes con las señales de mercado que reflejan los diferentes agentes generadores durante las temporadas de invierno

y verano que se presentan en el mercado, se utilizó la siguiente metodología para obtener la serie de precios de este tipo de plantas.

Se consideró que el precio de bolsa del mercado puede desagregarse en función de las participaciones y los precios de los diferentes recursos de generación utilizando la siguiente expresión matemática:

$$P_B = \sum P_i * Part_i$$

Tabla 3. Costos de inversión y operativos modelados para la térmica a gas natural

| Parametros | Unidades | Carbón | Gas Natural |
|---|----------|-------------|-------------|
| Potencia nominal | MW | 150 | 200 |
| Factor de Planta | % | 83.4% | 83.4% |
| Horas al Año de operación | Hr | 7306 | 7306 |
| Energía Generada | MWh/año | 1,095,876 | 1,461,168 |
| Costo de Instalación | US\$ | 139,806,856 | 146,154,144 |
| Costo de Financiación | US\$ | 18,717,171 | 19,566,938 |
| Costos Fijos O&M | US\$ | 7,270,241 | 3,583,885 |
| Costo Variable O&M (sin combustible) | US\$ | 988,457 | 3,068,453 |
| Costo Total de Generación (sin combustible) | US\$ | 26,975,869 | 26,219,276 |
| Overnight Costo de Inversión | US\$/kW | 932 | 731 |
| Costos Fijos O&M | US\$/kW | 48.47 | 17.92 |
| Costo Variable O&M (sin combustible) | US\$/kW | 6.59 | 15.34 |
| Costo Total de Generación (sin combustible) | US\$/kW | 987 | 764 |
| Costo de Financiación | cent/kWh | 1.71 | 1.34 |
| Costos Fijos O&M | cent/kWh | 0.66 | 0.25 |
| Costo Variable O&M (sin combustible) | cent/kWh | 0.09 | 0.21 |
| Costo Total de Generación (sin combustible) | US/kWh | 0.025 | 0.018 |

Y por lo tanto, el precio diario de los recursos hidráulicos de generación se obtuvo a partir de la siguiente fórmula:

$$P_H = \frac{(P_B - P_j * Part_j)}{Part_H}, \text{ donde:}$$

P_B : promedio aritmético del precio de bolsa obtenido para cada día a partir de la liquidación tx1 realizada por el Administrador del Mercado de

Energía Mayorista [16].

P_i : precio de cada uno de los diferentes tipos de generación.

$Part_i$: participación diaria de cada uno de los recursos de generación en el despacho, calculada a partir de la generación real [16].

P_H : precio del recurso de generación hidráulico.

$Part_H$: participación diaria del recurso de generación hidráulico en el despacho.

P_j : precio de cada uno de los diferentes tipos de generación, excluyendo el recurso hidráulico.

$Part_j$: participación diaria de cada uno de los recursos de generación en el despacho, excluyendo el recurso hidráulico.

4.5. Planteamiento del modelo de optimización

La Figura 1 presenta las series de precios consolidadas obtenidas para los recursos de generación de tipo hidráulico, térmico con gas natural y térmico con carbón. A partir de éstas, se formuló el problema de optimización que permitió obtener las fronteras eficientes de los portafolios propuestos.

Una vez obtenidas las series de precios para los diferentes recursos de generación al interior del mercado eléctrico colombiano, es posible caracterizar estadísticamente su comportamiento y así mismo encontrar sus rentabilidades.

De igual manera, se pueden reflejar las interacciones entre éstas mediante el cálculo de las correlaciones y

covarianzas. El rendimiento esperado de los recursos de generación se calculó como el inverso del promedio de la serie de precios para cada uno de los recursos [2].

Así mismo, el riesgo asociado a cada uno de los recursos se obtuvo calculando la varianza de su respectiva serie de precios, mientras las interacciones conjuntas se obtuvieron haciendo uso de la covarianza entre las diferentes series.

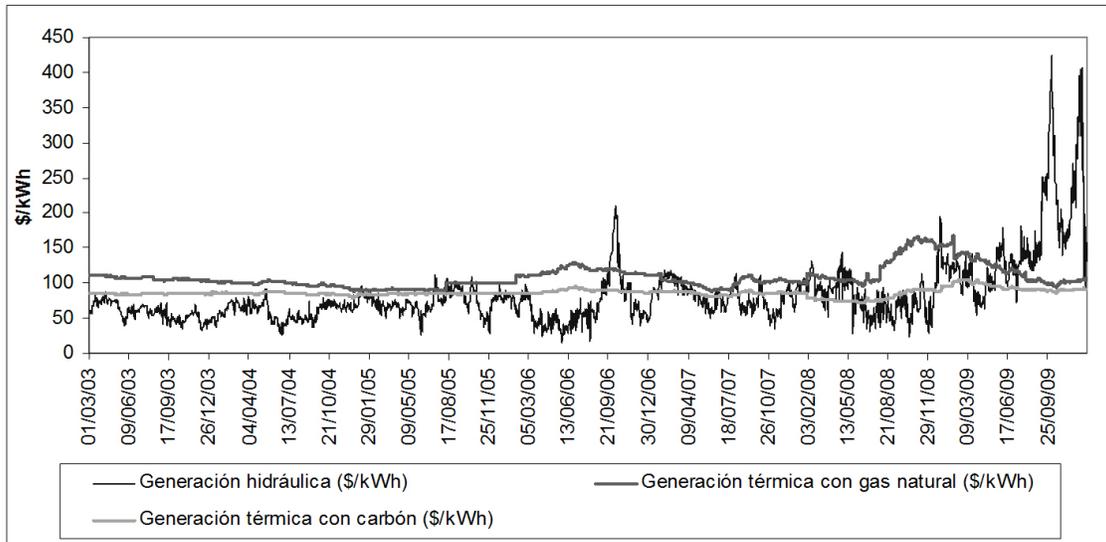


Figura 1. Series de precios calculadas

A continuación se presentan la rentabilidad y la tabla varianza – covarianza calculadas a partir de las series de precios obtenidas para cada uno de los recursos de generación (H: hidráulica; TG: térmica a gas natural; TC: térmica a carbón).

Tabla 4. Retornos calculados

| Retornos (kWh/pesos) | |
|----------------------|--------|
| H | 0,0120 |
| TG | 0,0092 |
| TC | 0,0116 |

Tabla 5. Varianzas y covarianzas para el portafolio H – TG - TC

| Varianza y covarianza | | | |
|-----------------------|----------|--------|-------|
| | H | TG | TC |
| H | 2.151,79 | 26,58 | 66,24 |
| TG | 26,58 | 251,89 | 45,04 |
| TC | 66,24 | 45,04 | 28,35 |

Como ya se mencionó anteriormente, las rentabilidades se calcularon como el inverso del promedio de la serie de precios para cada uno de los recursos de generación, lo cual explica el hecho de que la generación hidráulica tenga el valor más alto mientras la térmica con gas natural presente el valor más bajo. En cuanto al riesgo, la serie de precios de la generación hidráulica presenta la mayor volatilidad (aproximadamente 10 veces el valor calculado para la térmica con gas natural y 100 veces para la térmica con carbón). Este fenómeno se explica debido a las grandes variaciones que experimenta la serie de precios durante los periodos de verano pronunciado.

Tabla 6. Coeficientes de correlación calculados

| Coeficientes de correlación | | | |
|-----------------------------|------|------|------|
| | H | TG | TC |
| H | 1,00 | | |
| TG | 0,04 | 1,00 | |
| TC | 0,27 | 0,53 | 1,00 |

La covarianza calculada entre las diferentes series de precios aunque no registra resultados negativos si reporta valores relativamente pequeños, esto debido a la magnitud de los coeficientes de correlación encontrados, los cuales se presentan a continuación. Como puede observarse, la serie hidráulica es prácticamente independiente de los valores reportados para la generación térmica (especialmente para el caso del gas natural).

Por el contrario, los recursos térmicos presentan un coeficiente de correlación de 0,53 entre ellos, por lo tanto los cambios en el rendimiento y en el riesgo asociados a un portafolio conformado por este par de recursos de generación, mostrarían un comportamiento prácticamente lineal.

Basado en la Teoría de Portafolios de Markowitz [10] y haciendo uso de algoritmos matemáticos se resuelve repetidamente el siguiente problema de optimización no lineal para obtener la frontera eficiente del portafolio.

$$\text{Min } \sigma^2 = X \Omega X^T$$

$$\sum R X = R_E$$

$$\sum X = 1, \text{ para todo } 0 \leq X \leq 1, \text{ donde:}$$

X : vector de participaciones de los recursos de generación dentro del portafolio.

R : vector de rendimiento esperado de los recursos de generación.

R_E : rendimiento esperado del portafolio.

Ω : matriz de covarianza.

σ^2 : varianza del portafolio.

El código desarrollado para resolver el problema de optimización propuesto se programó en el software Visual Basic. Sin embargo, es posible utilizar otros paquetes, aún algunos de software libre [18], para resolver este tipo de problemas de optimización no lineales.

5. RESULTADOS OBTENIDOS

Las figuras 2 y 3 muestran las fronteras eficientes calculadas para los portafolios H-TG y H-TG-TC respectivamente. A partir de las gráficas es posible concluir que:

- El desempeño de los portafolios está modulado y controlado en gran medida por la participación hidráulica, debido a la alta volatilidad asociada a su serie de precios. El aumento en la participación de la generación hidráulica aumenta tanto la rentabilidad como la variabilidad de portafolio.
- El punto en el cual se minimiza el riesgo asociado al portafolio H-TG se encuentra para una composición aproximada de 10% en la generación hidráulica y 90% en la térmica. En este punto se obtiene una rentabilidad aproximada de 0,00950 kWh/pesos.
- El portafolio de generación H-TG-TC alcanza su valor mínimo de riesgo para una composición del 100% en el recurso térmico con carbón. En este punto se obtiene una rentabilidad aproximada de 0,0116 kWh/pesos.

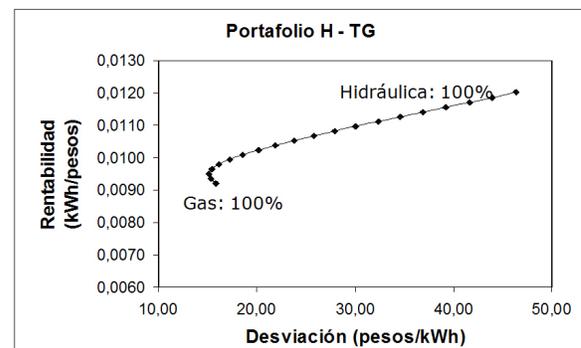


Figura 2. Frontera eficiente del portafolio H- TG

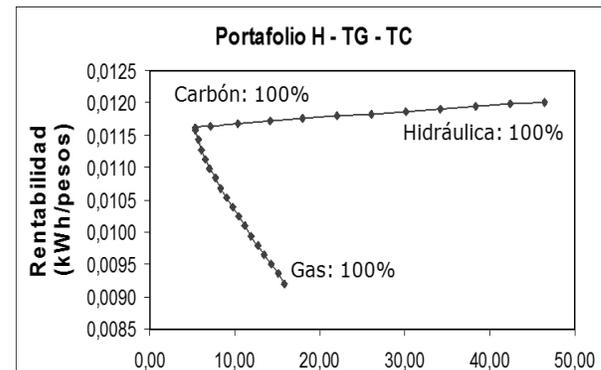


Figura 3. Frontera eficiente del portafolio H - TG – TC

- En la frontera eficiente del portafolio H-TG-TC nunca se encuentran presentes los tres recursos de generación simultáneamente. Las secciones inferior y superior del gráfico representan combinaciones

TG-TC y H-TC respectivamente. Esta particularidad se debe a que los precios de las unidades térmicas a carbón son menores y tienen menor volatilidad que los recursos a gas natural. Por lo tanto, para este portafolio la presencia de generación térmica con gas natural desoptimiza su desempeño.

Teniendo en cuenta que la serie de precios de la generación térmica a carbón presenta una volatilidad baja comparada con los demás recursos, se analizó un portafolio H-TG-TC incluyendo éste recurso como activo libre de riesgo. En teoría un decisor conservador tomaría el modelo de cero riesgo, en vez de optar por escenarios optimistas o pesimistas, puesto que en estos habría un riesgo inherente. Sin embargo al tomar el punto se cero riesgo la rentabilidad sería menor, Otro tipo de decisor buscaría aumentar su rentabilidad aunque con mayor riesgo, ubicando puntos siempre en la frontera eficiente.

Partiendo del supuesto que la serie de precios de la generación térmica a carbón tiene una volatilidad nula, y que por lo tanto no está correlacionada con ninguna de las otras series, se puede demostrar que la frontera eficiente del nuevo portafolio de generación se convierte en una línea recta (conocida como la Línea de Mercado de Capitales), la cual puede ser calculada determinando su punto de tangencia con la frontera inicial. Por lo tanto, el problema se resume a optimizar la pendiente de la línea recta mencionada. Para ello, se plantea el siguiente modelo de optimización:

$$Max\ m = \frac{\sum R\ X - R_{TC}}{\sigma}$$

$$\sum X = 1, \text{ para todo } 0 \leq X \leq 1, \text{ donde:}$$

m : valor de la tangente de la nueva frontera eficiente.

X : vector de participaciones de los recursos de generación hidráulicos y térmicos con gas natural dentro del portafolio inicial.

R : vector de rendimiento esperado de los recursos de generación hidráulicos y térmicos con gas natural.

R_{TC} : rendimiento esperado del recurso de generación térmico con carbón

σ : desviación estándar del portafolio inicial.

De este tipo de estudios se obtiene información importante, ya que la pendiente de la recta encontrada permite estimar el incremento esperado en el retorno del portafolio debido a un aumento de la volatilidad para cualquier composición del mismo.

La figura 4 presenta la frontera eficiente calculada para este nuevo portafolio. Se puede observar que la línea recta encontrada es tangente a la frontera eficiente del portafolio H-TG en el punto donde la composición es totalmente hidráulica, reiterando la conclusión encontrada de que para los datos disponibles los portafolios que incluyen recursos a gas natural parecen ser subóptimos.

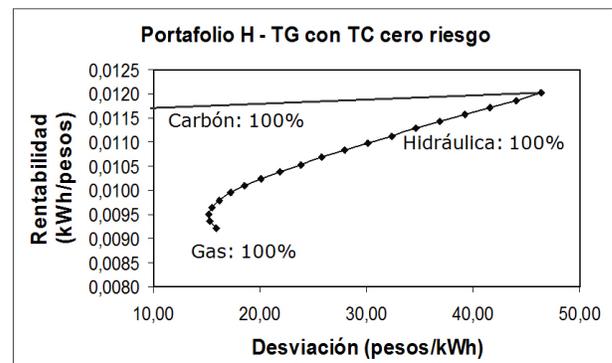


Figura 4. Frontera eficiente del portafolio H - TG con TC cero riesgo

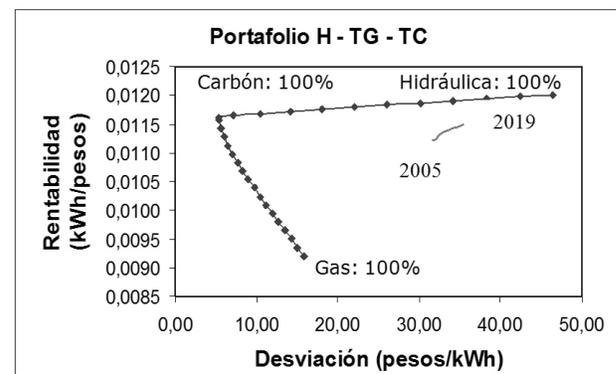


Figura 5. Evolución real del portafolio de generación en la curva de frontera eficiente

La figura 5 presenta una comparación entre la frontera eficiente calculada para el portafolio H-TG-TC contra la curva de tendencia pasada, actual y futura 2005 - 2019 (de acuerdo a las subastas de asignación de las Obligaciones de Energía Firme) del portafolio de generación del mercado eléctrico.

En ella se puede observar un comportamiento relativamente estable en la composición del portafolio real de generación del sistema eléctrico durante los últimos años, pero ubicándose siempre por debajo de la frontera eficiente.

Finalmente se observa que la expansión proyectada de la generación para el año 2019 aumenta el porcentaje de participación de la generación hidráulica, haciendo que la línea de tendencia futura se acerque a la frontera eficiente del portafolio pero en una dirección que aumenta tanto la rentabilidad como el riesgo esperado.

6. CONCLUSIONES

- La serie de precios obtenida para la generación hidráulica del mercado eléctrico colombiano presenta un comportamiento bastante volátil (influenciado principalmente por las variaciones hidroclimáticas características del país) comparada con las series calculadas para las unidades térmicas.
- La diversificación del portafolio de generación en Colombia permite controlar la volatilidad en el mercado eléctrico, mediante la inclusión de recursos térmicos a través de los cuales se puede aminorar el impacto que tienen los eventos climáticos.
- La generación termoeléctrica a carbón presenta un excelente desempeño al interior de los portafolios estudiados, regulando la reducción en la volatilidad y el aumento en la rentabilidad cuando se combina con recursos hidráulicos y térmicos a gas natural respectivamente. Sin embargo en este modelo no se consideraron restricciones de abastecimiento de carbón ni efectos ambientales debido a su consumo.
- El portafolio actual en el mercado eléctrico colombiano se encuentra por debajo de la frontera eficiente calculada. El portafolio futuro tenderá a acercarse a ésta mediante el aumento de la rentabilidad y el riesgo, debido principalmente a una recomposición donde la energía hidroeléctrica, más económica pero a la vez más volátil, incrementará su participación.
- El aumento de la participación de los recursos de generación térmicos a gas natural (bajo los supuestos propuestos en este modelo) parece suboptimizar el

desempeño del portafolio de generación (señal coherente con los resultados obtenidos en la primera subasta de OEF).

REFERENCIAS

- [1] Awerbuch, S., Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications for Renewables and Energy Security. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, 2006
- [2] Awerbuch, S., Berger, M., Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy – Making. IEA/EET Working Paper. Report number EET/2003/03, 2003.
- [3] Cabero, J., Baíllo, A., Cerisola, S., Ventosa, M., García, A., Perán, F., Relaño, G., A Medium Term Integrated Risk Management Model for a Hydrothermal Generation Company. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 20, No. 3, 2005.
- [4] ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP). World Bank. Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies, 2007.
- [5] Gomez, C.E., Moreno, R.L., Teoría de portafolio en mercados eléctricos y análisis de series de tiempo de activos de generación de energía en el mercado colombiano. TDG. Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [6] Huang, Y. and Wu, J., A Portfolio Risk Analysis on Electricity Supply Planning. Energy Policy 36 pp.627-641, 2008.
- [7] Kienzle, F., Koepfel, G., Stricker, P., Andersson, G., Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries. Swiss Federal Institute of Technology ETH Zurich, Switzerland, 2007.
- [8] Kleindorfer, P., Li, L., Multi-Period VaR-Constrained Portfolio Optimization with Applications to the Electric Sector Power. University of Pennsylvania, 2004.
- [9] Liu, M. and Wu, F., Portfolio optimization in electricity markets. Electric Power Systems Research 77, pp. 1000-1009, 2007.
- [10] Markowitz, H., Portfolio Selection. The Journal of Finance, Vol. 7(1), pp. 77-91, 1952.

- [11] Muñoz, J., Sánchez, A., Contreras, J., Bernal, J., Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. *Energy Policy*, Vol. 37, Issue 12, December 2009, pp. 5273–5284.
- [12] Ralston, F., Granville, S., Pereira, M., Barroso, L., Veiga, A., Risk Constrained Contracting Strategies of Renewable Portfolios. IAEE's Rio 2010 International Conference, 2010.
- [13] Street, A., Barroso, L., Flach, B., Pereira, M., Granville, S., Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Resources in Hydrothermal Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24 (3), 2009.
- [14] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO – ENERGÉTICA (UPME). Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. C-I-1759-00-01, 2005.
- [15] XM – LOS EXPERTOS EN MERCADOS. Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano. Disponible: <http://www.xm.com.co> [2008, 2009].
- [16] XM – LOS EXPERTOS EN MERCADOS. NEÓN – Información Inteligente. Disponible: <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>
- [17] Zhu, L. and Fan, Y., Optimization of China's generation portfolio and policy implications based on portfolio theory. *Energy* 35, pp. 1391 – 1402, 2010.
- [18] Velásquez, J.D., Franco, C.J. and Olaya, I., Análisis y predicción de series de tiempo en mercados de energía usando el lenguaje R. *Revista Dyna*, Año 78, Nro. 165, pp. 287 – 296, Medellín, Febrero de 2011.