

**UNIVERSIDAD DE LA SABANA**

**ESCUELA INTERNACIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y**

**ADMINISTRATIVAS**

**ECONOMIA Y FINANZAS INTERNACIONALES**

**ESTRATEGIA DE CUBRIMIENTO SOBRE EL COMMODITY DE GAS  
NATURAL COLOMBIANO: CONTRATOS OPTIMOS**



**Universidad  
de La Sabana**

**KELLY GUISELLE GOMEZ RODRIGUEZ**

**201012981**

**PROYECTO DE GRADO**

**29 DE NOVIEMBRE DE 2013**

## **ESTRATEGIA DE CUBRIMIENTO SOBRE EL COMMODITY DE GAS NATURAL COLOMBIANO: CONTRATOS OPTIMOS**

Durante los últimos años Colombia se ha convertido en un país catalizador de inversión principalmente por su riqueza en materias primas. Tras la reciente crisis financiera en la zona euro y la crisis hipotecaria de 2008, los inversionistas se han trasladado a mercados emergentes que aseguren mayores rentabilidades, siendo así los países latinoamericanos centros atractivos de inversión. A su vez, los commodities representan alternativas de inversión que diversifican el riesgo, y más en economías emergentes que se dedican a la explotación del sector primario.

Los commodities en países desarrollados no representan gran importancia en la canasta de consumo; sin embargo, para países emergentes como los latinoamericanos donde la estructura productiva tiene un importante sustento primario, los commodities poseen gran relevancia por su impacto en la economía. Lanteri (2010) muestra como los bienes primarios y sus manufacturas representan, por lo general, los principales rubros de exportación en países como: Bolivia (minerales, gas y petróleo), Brasil (productos agropecuarios, minerales y petróleo), Chile (minerales y pesca), Colombia (productos agropecuarios, minerales y petróleo), Ecuador (petróleo y productos agrícolas), México (petróleo y productos agropecuarios), Paraguay (productos agropecuarios y madera), Perú (minerales y pesca), Uruguay (productos agropecuarios y madera) y Venezuela (petróleo).

En el caso de Colombia, es un país productor de commodities minero energéticos, entre ellos: petróleo, carbón, electricidad, gas natural y uranio, que suplen necesidades de abastecimiento de grandes economías que no los producen, y que representan una fuente generadora de ingresos para aquellas economías que los producen en forma de regalías, impuestos, entre otros, que implican mayor crecimiento del PIB y del empleo.<sup>1</sup>

A pesar de su importancia, en Colombia no existe un mercado organizado para el Gas Natural y tampoco se han desarrollado instrumentos financieros que permitan gestionar el riesgo de dicho commodity. Este es un mercado poco desarrollado en el país donde existe escasa información lo cual impone una barrera de mercado, al igual que no existe un mercado spot que permita la libre competencia de

---

<sup>1</sup> De acuerdo con International Energy Agency, el petróleo y el gas son recursos pilares de la economía colombiana garantizando el autoabastecimiento energético de la nación.

precios, por lo que dichos limitantes hacen de este mercado un mercado de baja liquidez.

Dada su importancia y a pesar del poco desarrollo financiero resulta valioso poder analizar el número de contratos óptimos como estrategia de cubrimiento sobre el precio del Gas Natural colombiano a través del contrato futuro Henry Hub sobre el subyacente de Gas Natural de EEUU; Este ratio base permitirá un cubrimiento eficiente de este commodity minero energético gestionando el riesgo de tal forma que se adapte un derivado financiero internacional ya existente y bastante exitoso, por ser el contrato de gas natural más líquido del mundo, al mercado local. Es así como se propone una metodología de cubrimiento local a partir de un futuro internacional que impulsara el mercado del gas natural y contrarrestara poco a poco los limitantes existentes, anteriormente nombrados.

En la sección 1 del presente trabajo se pretende dar a conocer al lector la relevancia del gas natural, su participación en el mercado colombiano y en el mercado internacional; en la sección 2 se muestra el estado del arte con algunos modelos ya desarrollados previamente; en la sección 3 se describe la estrategia econométrica a realizar; en la sección 4 se encuentran los resultados y discusión de la estrategia de cubrimiento; y finalmente en la sección 5 conclusiones.

## **1. GAS NATURAL**

El ritmo actual de crecimiento de la demanda energética mundial, en particular en las economías emergentes hará que los hidrocarburos sigan siendo la fuente energética más importante en los próximos 25 años, convirtiendo al gas natural en uno de los commodities minero energéticos de mayor relevancia, como lo presenta la AIE<sup>2</sup>. El gas natural es utilizado como materia prima o como combustible en el sector: industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y transporte terrestre<sup>3</sup>. Este commodity sustituye energéticos como la electricidad, GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados y carbón en el área industrial; y electricidad, GLP, queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina y diesel en el transporte.

Colombia cuenta actualmente con unos doce campos principales de producción de gas, localizados en cuatro regiones: Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en el Huila-Tolima. Según UPME en Colombia existen dos regiones en las cuales se encuentran aproximadamente el 85% de las reservas de Gas Natural, la

---

<sup>2</sup> Agencia Internacional de Energía. <http://www.iea.org/>.

<sup>3</sup> ver tabla anexo

primera es el norte de la Costa Caribe en los campos de Ballena y Chuchupa, la segunda región es la que se encuentra en la región de los Llanos Orientales y Piedemonte llanero en los campos de Apiay, Cusiana y Cupiagua.

Observando la necesidad de introducir el mercado de los energéticos de tal forma que se gestione el riesgo y la eficiencia económica, todos los mercados han realizado reformas internas creando derivados financieros, tal es el caso colombiano con la introducción de Derivex en el año 2010.

EL Mercado de derivados colombiano es un mercado que necesita mayor profundidad y liquidez dadas las necesidades de cobertura que pueden necesitar los diferentes productores de commodities minero energéticos en el país. A pesar de que Colombia posee un mercado que está empezando a desarrollar diferentes instrumentos y productos financieros para incursionar en este mercado, cabe resaltar que somos una economía con un mercado de derivados poco desarrollado frente a mercados Internacionales como NYMEX que nos lleva siglos de experiencia y trayectoria. Por ello se observa la necesidad creciente de la economía por impulsar el mercado de derivados sobre commodities; es un gran inicio proponer diferentes productos financieros para que el mercado local pueda cubrir su exposición al riesgo, y de importancia estratégica a los commodities que producimos para que compitan en mercados internacionales. De este modo, se debe desarrollar un mercado que ofrezca alternativas financieras, como derivados, que permitan gestionar el riesgo en Colombia con mayor facilidad. Este trabajo propone una alternativa financiera a través de una metodología de cobertura que permitirá no solo una estrategia delta Hedge, determinando el número de contratos óptimos (ratio base), sino aprovechar la alta liquidez de un instrumento internacional para cubrir posiciones en Colombia.

Los derivados financieros son necesarios para que minimicen el riesgo y cubran principalmente a los productores y exportadores que se ven afectados por riesgo cambiario, de liquidez, de tasas de interés, entre otros. En la medida que el mercado colombiano desarrolle productos financieros que impulsen su liquidez, la economía colombiana ira creciendo e internacionalizándose. Dicha exposición internacional al riesgo aumentara en mayor proporción conforme la economía se vaya desarrollando. Sin embargo, en Colombia no existen derivados sobre gas natural, se requiere incursionar dicho mercado y de esta forma traer liquidez al mismo. Según Dowd y Tirado (2012) en Colombia el sector gas natural no tiene estructurado un mercado secundario, que se evidencia en las barreras del sector del gas natural, lo cual es una condición necesaria para implementar los derivados sobre el gas.

## 2. ESTADO DEL ARTE

Los mercados de futuros han cobrado en los últimos años una importancia creciente en el mundo de las finanzas y la inversión. Según Hull (2009) un contrato futuro es un acuerdo para comprar o vender un activo en una fecha futura a un precio determinado; se negocian en mercados organizados y los términos del contrato están estandarizados institucionalmente.

Según Abosedra et al (2006) los participantes en el mercado al contado pueden cubrir los cambios inesperados en los precios al contado, participando simultáneamente en los mercados de futuros. Esto requiere calcular el ratio de cobertura óptima y vender una cantidad de contratos de futuros equivalentes a esta relación para cada posición al contado que los hedgers posean. Dado que no existe un mercado organizado para el precio del Gas Natural colombiano, algunos autores muestran su hipótesis de eficiencia de mercados y estrategia de cubrimiento a través de contratos futuros, finalizando con la viabilidad de la implementación de un mercado de futuros para Colombia:

Los primeros estudios como Myers y Thompson (1989) calculan el índice de cobertura óptima de la regresión de los rendimientos dando lugar a instrumentos de cobertura:

$$S_t - S_{t-1} = \alpha + \beta(F_t - F_{t-1}) + e_t$$

Donde  $S_t$  = precio spot y  $F_t$  = precio del instrumento de cobertura.

Walls (1995) trata la hipótesis de la eficiencia de los mercados de futuros de gas natural, relacionando el precio spot y el precio del futuro. Walls concluye que ambos precios están cointegrados, y por tanto el mercado de futuros es eficiente cuando el precio del contrato de futuros contiene información relevante para predecir en el futuro el precio spot del activo.

Abosedra et al. (2006) comparan la capacidad predictiva de los precios de los futuros en relación con los obtenidos a partir de un ingenuo modelo de previsión. Los precios de futuros se consideran ineficaces si son superados por el ingenuo pronóstico. Realizan un análisis de eficiencia del mercado de futuros de gas natural a corto plazo para el mes  $f = 1, 3, 6, 9$  y  $12$  ( $F_{t+f}$ ) realizando una regresión del mes  $f$  del precio al contado ( $S_{t+f}$ ) en el momento  $t$  y por delante el predictor del precio al contado también en el momento  $t$  ( $P_{t+f}$ ):

$$S_{t+f} - S_{t-1} = b_0 + b_1(PF_{t+f} - S_{t-1}) + b_2(PN_{t+f} - S_{t-1}) + v_{t+f}$$

Es así como observan que entre más corto sea el vencimiento del contrato, más cerca es la precisión de la previsión del precio y que los precios del mes f se moverán más real como el mercado spot.

Por lo tanto Dowd y tirado (2012) realizan un análisis de estacionariedad y cointegración entre los contratos futuros de EEUU, Holanda, Bélgica y Reino Unido, observando una alta correlación entre el precio spot y el precio de los contratos futuros de gas natural a 1 mes, evidenciando la fluctuación libre del precio del mercado de gas natural (eficiencia de mercado). Plantean una regresión del precio spot en el periodo t sobre el precio del contrato de futuro en t-j, para un contrato con madurez en t:

$$S_t = \beta_0 + \beta_1 t - jF_t + mut$$

Donde  $t=1$  y  $j=0$ .

Observan una alta correlación entre el precio spot y el precio de los contratos futuros de gas natural a 1 mes. Buscan herramientas de análisis adicionales a las teóricas, y evalúan de esta forma si en la experiencia internacional el precio spot y el precio de los contratos futuros de gas natural están relacionados.

Dowd y tirado (2012) además analizan como en muchos países del mundo el mercado de gas natural es todavía regulado, dicha regulación difiere dependiendo el país y por ello hoy en día no existe un precio de referencia mundial. Sin embargo, muestran experiencias de países como Estados Unidos, Alemania, Reino Unido, Bélgica, Noruega, Dinamarca, Suecia, Finlandia, entre otros, donde el mercado actúa por las fuerzas de la oferta y la demanda, y por tanto, los precios del gas natural son competitivos y permiten no sólo la negociación física del activo sino que además motivan la negociación de instrumentos financieros derivados, siendo estos mercados eficientes.

Lo anterior permite profundizar más en el análisis de cómo las expectativas que hoy se tiene en Colombia sobre el mercado spot de gas natural podría ser un elemento clave a la hora de evaluar que si es factible la implementación de un mercado de futuros.

### 3. ESTRATEGIA ECONOMETRICA

#### 3.1 Datos

El precio spot del gas natural colombiano, como variable dependiente, es proporcionado por uno de los productores de este commodity, Ecopetrol. El precio histórico de referencia (US\$/KPC) es el de Campo Guajira, teniendo en cuenta que este es el campo que concentra la mayor proporción de gas para consumo interno. Esta serie cuenta con la resolución no. 039 de 1975, resolución CREG 023 de 2000, resolución CREG 119 de 2005, resolución CREG 187 de 2010 y la resolución CREG 199 de 2011. Esta variable es tomada a partir del 1 de enero de 1997, su periodicidad es mensual, pero dicho precio es constante cada 5 meses.

Las siguientes variables (explicativas) utilizadas en este analisis econométrico son de periodicidad mensual desde enero de 1997 hasta agosto de 2013:

El precio Spot<sup>4</sup> Mensual Henry Hub Natural Gas Costa del Golfo (US\$ / MMBTU), recurso de la Energy Information Administration, es proporcionado por Thomson Reuters<sup>5</sup>. Los precios se basan en la entrega en el Henry Hub, Louisiana.

Así mismo, existen 4 tipos de contratos Futuros para el Henry Hub: El contrato 1, que es el contrato de futuros con la fecha de expedición más temprana. Y los contratos 2, 3 y 4 que representan los meses sucesivos al mes de entrega del contrato 1.

Para efectos de este trabajo se tendrá en cuenta el precio del contrato futuro 1 (Dólares por millón BTU), siendo este el más líquido. El cierre es oficial desde el piso de remates de la New York Mercantile Exchange (NYMEX) para un mes de entrega específico. Los contratos de gas natural vencen tres días hábiles antes del primer día natural del mes de vencimiento. Así, el mes de vencimiento del contrato 1 es el mes natural siguiente a la fecha de la operación.

El Índice de precios al productor consumo final base 2006. Fuentes: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), Banco de la República y cálculos DNP-DEE.

---

<sup>4</sup> El precio de una operación de mercado abierto para la entrega inmediata de una cantidad determinada de producto en un lugar específico donde la mercancía se compra "on the spot" a las tasas actuales del mercado.

<sup>5</sup> Proporciona información inteligente para empresas y profesionales en todo el mundo.

La Demanda de energía eléctrica (GWh), tomada del Sistema Interconectado Nacional. Fuente: ISA. Cálculos DNP-UMACRO.

La Producción de ACPM tomada de UPME del Grupo de Hidrocarburos.

### 3.2 Estrategia

Teniendo en cuenta los estudios previos el presente trabajo calcula el delta Hedge óptimo analizando la variación del precio del gas natural colombiano respecto al precio del futuro de gas natural Internacional Henry Hub por medio de un análisis econométrico de regresión lineal MCO; para ello se tiene en cuenta variables adicionales que pueden explicar el precio spot del gas natural colombiano como la demanda de energía eléctrica, el Índice de precios al productor (consumo final) y la producción de ACPM.

Inicialmente se realiza un estudio de estacionariedad y cointegración de las series para que este análisis econométrico de regresión lineal MCO sea consistente.

Algebraicamente:

$$S_t = \beta_0 + \beta_1 SHH_t + \beta_2 F_t + \beta_3 DE_t + \beta_4 IPP_t + \beta_5 ACPM_t + e_t$$

Dónde:

$S_t$  = Precio Spot Gas Natural colombiano

$SHH_t$  = Precio Spot Internacional Henry Hub

$F_t$  = Precio del futuro sobre el activo subyacente de gas natural Henry Hub

$DE_t$  = Demanda Energía Eléctrica

$IPP_t$  = Índice de precios al productor consumo final.

$ACPM_t$  = Producción de ACPM (Diesel)

$e_t$  = Error

$\beta_2$  ( $\frac{\partial S_t}{\partial F_t}$ ) es el coeficiente de interés; ya que la inversa de este ( $1/\beta_2$ )

representa el delta Hedge ( $\frac{\partial F_t}{\partial S_t}$ ) a analizar en esta regresión, es decir el

número de contratos óptimos como ratio base para la estrategia de cubrimiento sobre el commodity de gas natural colombiano.

Para el desarrollo de esta estrategia econométrica se han elegido los programas STATA: Data Analysis and Statistical Software, y el programa Eviews.

#### 4. RESULTADOS

El precio spot colombiano, el precio spot estadounidense Henry Hub, el contrato futuro Henry Hub, y demás variables explicativas analizadas se encontraron no estacionarias, presentan raíz unitaria; se procede a realizar la prueba de cointegración encontrando que el precio spot del gas natural colombiano y el precio del futuro Henry Hub están cointegrados.

Para la prueba de estacionariedad fueron utilizados los test estadísticos: Augmented Dickey-Fuller, Elliot Rothenberg Stock DF-GLS, Kwiatkowski Phillips Schmidt Shin, y Phillips Perron determinando que: el precio spot gas natural colombiano es estacionario en orden  $I(1)$ , el precio spot internacional Henry Hub es estacionario en orden  $I(2)$ , el precio del futuro sobre el activo subyacente de gas natural Henry Hub es estacionario en orden  $I(1)$ , la demanda de energía eléctrica es estacionario en orden  $I(2)$ , el índice de precios al productor consumo final es estacionario en orden  $I(1)$ , y la producción de ACPM (Diesel) es estacionario en orden  $I(1)$ . Una vez determinado el orden de estacionariedad del coeficiente  $\beta_2$ ,  $I(1)$ , donde el futuro HH sobre gas natural es explicativo en orden  $I(1)$  al precio spot del gas natural colombiano que a su vez es  $I(1)$ , se procede a realizar la prueba de cointegración.

El método de Johansen estima los residuos del modelo de regresión, cumple  $H_0$  y es significativa con un p-valor menor a 0.05. Para un modelo lineal con intercepto y sin tendencia existe cointegración para la prueba Trace donde se muestra que existen 2 rezagos de cointegración. Para la prueba Max-Eig no aparece ningún vector de cointegración. El criterio Akaike muestra que el número de rezagos óptimo es de 1 (ver anexo), entonces existe una relación de largo plazo.

Como las variables están cointegradas se puede aceptar que en el largo plazo existe una tendencia común entre la evolución del precio del gas natural colombiano y el precio del futuro Henry Hub sobre el subyacente de Gas natural; las variables son consistentes y significativas, a pesar que son no estacionarias muestran la existencia de una relación de equilibrio y una combinación lineal, por lo que los desequilibrios que se presentan son únicamente de corto plazo o transitorios.

Es así como el procedimiento de mínimos cuadrados ordinarios produce resultados consistentes para los parámetros de la ecuación.

A través del análisis econométrico de regresión por mínimos cuadrados ordinarios MCO (ver anexo), se encontró que las variables independientes tomadas son significativas y explicativas un 90.20% ( $R^2$ ) para el precio spot del Gas Natural colombiano, si se tienen en cuenta los grados de libertad son explicativas un 88.46% ( $R^2$ -ajustado).

El precio Spot del Gas natural Henry Hub Louisiana no es significativo, por tanto no influye en el precio spot del Gas Natural colombiano. Los coeficientes negativos de la energía eléctrica (-0,1617) y el ACPM (-0.0417) sustentan la generalidad señalada de que el gas natural es un commodity sustituto a commodities energéticos como la electricidad, GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados y carbón en el área industrial; y electricidad, GLP, queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina y diesel en el transporte.

Así mismo se señala la alta volatilidad de los precios medida por la desviación estándar.

El coeficiente del precio futuro Henry Hub (0.3778) es significativamente diferente de cero asumiendo un nivel de confianza del 10%. Es así como se considera que el precio del futuro Henry Hub contiene información relevante para explicar el precio spot del gas natural colombiano para una serie de datos mensuales tomados desde 1997.

Los diagnósticos realizados (ver anexo) soportan los resultados encontrados:

En la prueba Breush Pagan no se rechaza la hipótesis nula ( $H_0$ ), se verifica el supuesto de que la varianza de los errores es constante y no es función de los regresores, por tanto no hay problemas de Heteroscedasticidad. Sin embargo, se utiliza la técnica de Huber White calculando los errores robustos, y se corrigen posibles fallas de heteroscedasticidad en el modelo.

Para la prueba de error de especificación de la regresión (Reset test) no se rechaza  $H_0$ , por tanto el modelo no posee problemas de variable omitida y tampoco de especificación.

Para la prueba de multicolinealidad se utilizó el VIF (variance inflation factor), la prueba presenta la proporción de la varianza total de cada una de las variables independientes no explicada por las demás variables. El VIF es de 6.23, un valor alto que indica que la variación en  $X_i$  (regresor del modelo original) no está explicada por las demás variables, es decir No se presenta multicolinealidad. Además, es inferior a 10 por lo que se evita posibles fallas de estabilidad.

Es así como el futuro Henry Hub está relacionado con el precio spot del gas natural colombiano, mostrando cointegración y respaldando la hipótesis de eficiencia de los mercados donde el precio del contrato futuro contiene información relevante para predecir en el futuro el precio spot del gas natural.

Por tanto el delta hedge, es decir  $1/\beta_2$ , es de 2,6462 para un valor aproximado de 3 contratos óptimos que protegen contra el riesgo de pérdida sobre el commodity del gas natural. Este delta Hedge compara el valor de la posición protegida con el tamaño de la posición real.

## **DISCUSION**

El cambio en el futuro Henry Hub por cada cambio de puntos básicos en el precio del gas natural colombiano es el delta y la relación entre los dos movimientos es la relación de cobertura. Reducir los riesgos asociados a esos movimientos de precios en el gas natural es la estrategia fundamental, que establece la cobertura requerida al compensar las posiciones tomadas por el Hedger.

$1/\beta_2$  es el ratio base que el inversionista debe tener en cuenta para sus decisiones óptimas de inversión teniendo en cuenta la serie de datos proporcionada en este trabajo a partir del año 1997 al 2012, este ratio le permite al inversionista realizar con certeza una cobertura óptima contra la volatilidad del precio spot del gas natural colombiano mediante el cubrimiento con 2,6462 contratos del futuro Henry Hub. A partir de este ratio base el inversionista, que debe tener conocimiento y experiencia en cobertura, debe analizar su portafolio y variación del delta, y además la posibilidad de realizar una mayor cobertura o una menor cobertura del ratio base según sus expectativas de inversión en el mercado del gas natural. Además, debe tener en cuenta el riesgo base del mercado, en realidad los mercados fluctúan segundo a segundo y la modelización financiera no es precisa el 100% de lo que se espera. Se necesitaría una correlación perfecta de 1 para una cobertura completamente efectiva. Las variables en conjunto explican el 90% del precio del gas natural colombiano ( $r$  cuadrado), por tanto el inversionista debe tener en cuenta no solo el ratio proporcionado en este paper para ajustar su ratio óptimo de cobertura delta, sino las expectativas de las demás variables control: demanda de energía eléctrica, IPP, y producción de ACPM. De este modo el Hedger en un escenario base compra 2.6462 contratos Henry Hub y decide cubrir en mayor o menor proporción de acuerdo a las expectativas en conjunto de las demás variables explicativas propuestas en la regresión MCO de este trabajo.

Un mantenimiento regular del portafolio a partir del rebalanceo es sumamente importante, es recomendable rebalancear la estrategia de cobertura con el ratio óptimo cada 5 meses, ya que el precio spot del gas natural colombiano fluctúa con esta periodicidad, una vez el mercado spot del gas natural este organizado para el año 2014 esta periodicidad debe ajustarse según las expectativas del inversionista.

El mantenimiento del delta requiere un cálculo continuo de la posición, además el Hedger puede adicionarle análisis con las demás griegas de tal forma que optimice su portafolio de inversión. Por ejemplo una posición larga permite una cobertura delta y por tanto en gamma, significa que los cambios en el activo subyacente lo benefician, y puede implementarse la estrategia de un gamma scalping, con el que se realizan beneficios sobre pequeños movimientos en el precio del subyacente proporcionando una manera de diversificar el portafolio y complementando así la estrategia antes implementada, un delta hedging.

## **5. CONCLUSIONES**

La limitación del mercado colombiano en su escasa experiencia en productos derivados impulsa a que se busquen alternativas en donde se desarrollen instrumentos financieros que potencialicen dicho mercado, esta investigación explicada desde un punto de vista académico se enfoca en que los agentes del mercado: especuladores, arbitrajistas y coberturistas, puedan aprovechar la liquidez de mercados internacionales como lo es con el futuro Henry Hub de Estados Unidos con una estrategia Delta Hedge que cubra precios locales.

El mercado de gas natural es un mercado con barreras poco desarrollado, dado estos limitantes se observa la necesidad de un mercado organizado que ofrezca las oportunidades a los diversos agentes para que gestionen el riesgo de dicho commodity minero energético. Una vez se implemente este mercado organizado se promoverá la eficiencia, y a su vez se inyectará liquidez al mismo incursionando en alternativas financieras, productos derivados sobre el gas natural, que aseguren rentabilidades para los inversionistas.

El análisis econométrico demuestra que el precio del contrato futuro Henry Hub sobre el subyacente de gas natural de EEUU está cointegrado y es explicativo al precio spot de gas natural colombiano, es decir, el precio de este derivado financiero internacional contiene información relevante para predecir y explicar el precio spot del gas natural local. Por lo tanto la estrategia de cubrimiento planteada sobre el ratio base de 2.6264 contratos es eficiente y proporciona un dato de referencia para que inversionistas optimicen su portafolio.

El precio spot de Gas Natural es muy volátil, como lo concluyen Abosedra et al. (2006) en su estudio demostrando que la fuerte dependencia de los contratos a plazo parece demasiado arriesgado y se espera el uso de los contratos de futuros sobre gas natural para cubrir el riesgo de los precios en aumento. En comparación con los contratos a plazo, contratos de futuros tienen la ventaja de brindar competencia, eficiencia y transparencia en la formación de precios, optimizar el flujo de commodities, ofrecer condiciones estandarizadas, y reducir los costos de transacción. Por tanto, a pesar que en Colombia no existan contratos de futuros sobre este commodity es una buena alternativa la incursión de una estrategia de cubrimiento con el futuro Henry Hub, de tal forma que pueda traer dicha liquidez al mercado colombiano, y así mismo gestionar el riesgo como principal productor de commodities energéticos. Así cuando este mercado se encuentre desarrollado, es posible incursionar en otros derivados como los contratos a plazo (forward) que son contratos over the counter, hechos a la medida.

Cabe anotar que se espera que para enero de 2014 exista un mercado organizado para el precio spot del gas natural colombiano según lo planteo el Ministerio de Minas y Energía, lo que propone una continuación a esta investigación puesto que se obtendría un ratio de cobertura más óptimo con dicha serie al obtener coeficientes más eficientes, y así mismo la viabilidad de un mercado de derivados sobre este activo subyacente, una vez el mercado del gas natural este organizado.

## **REFERENCIAS**

Abosedra L., Elkhail K. & Al-Khateeb F. (2006). Forecasting performance of Natural Gas Futures Market: An Assessment of Recent Data. *Journal of Business & Economics Research*, volume 4, Number 11.

Amaranto H. y Forero J. (2010). Revisión y actualización de la proyección de precios de carbón. República de Colombia ministerio de minas y energía. UPME Unidad de planeación minero energética.

Bastourre D. (2008). Inversores Financieros en los mercados de Commodities: Un modelo con Dinámica de Ajuste no Lineal al Equilibrio. Departamento de economía. Facultad Ciencias Económicas Universidad Nacional de La Plata.

Bastourre D., Carrera J. & Ibarlucia J. (2010). Precios de los commodities: Factores estructurales, mercados financieros y dinámica no lineal. Banco Central de la República Argentina.

Bolsa Mercantil de Colombia (2010). Consultado en <http://www.asobancaria.com/portal/pls/portal/docs/1/948061.PDF>

BP Statistical Review of World Energy (2013). Consultado en <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013.html>

Cursio S., De Jesús M., Quirolo M. & Vilker A. (2010). Analisis de los determinantes de la variabilidad de los precios de las principales commodities exportadas por América Latina.

Departamento Nacional de Planeación (DNP). Consultado en <https://www.dnp.gov.co/EstudiosEconomicos/Estad%C3%ADsticashist%C3%B3ricasdeColombia.aspx>

Domanski y Healt (2007). Financial Investors and Commodity Markets”, BIS Quarterly Review.

FMI (2007) “Global Prospects and Policies”, World Economic Outlook, Octubre de 2007.

Dowd J. & Tirado L. (2012). Analisis sobre la factibilidad de implementar un producto de derivados sobre gas natural en Colombia. Universidad EAFIT.

FMI (2006). The Boom in Nonfuel Commodity Prices: Can It Last?. World Economic Outlook, Septiembre de 2006.

Fiducoldex (2012). Exportaciones Colombianas. Volumen 1, no. 4 17 de diciembre de 2012. <http://www.fiducoldex.com.co/recursos/ec/2013012510412820130111052016Exportaciones%20Colombianas.pdf>

Frankel, J. (2006). The Effect of Monetary Policy on Real Commodity Prices. J. Cambell (ed.), Asset Prices and Monetary Policy, Chicago: University of Chicago Press.

Guerrero F & Llano F. (2003). Gas natural en Colombia – Gas e. s. p. *estud.gerenc.* vol.19 no.87 Cali Apr. Universidad ICESI. *Print version* ISSN 0123-5923. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0123-59232003000200006&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0123-59232003000200006&script=sci_arttext)

Harbord, D. Pagnozzi, M. & Von Der Fehr, N. Designing and Structuring for Firm and Interruptible Gas Supply Contracts in Colombia. Circular 30 de la comisión de regulación de energía y gas. (Mayo de 2011).

Hull, J. (2009). Options, Futures and Other Derivatives. New Jersey. Pearson, Prentice Hall, 7<sup>th</sup> edition

Lanteri L. (2010). Determinantes de los precios reales del petróleo y de las materias primas no petroleras, 1980:1-2009:3.

Otero P. Diego Fernando (2012). El sector energético-minero y la economía colombiana. Bucaramanga.

Petrotecnia (2010)

[http://www.petrotecnia.com.ar/febrero10/febrero10/con%20publicidad/Colombia\\_80.pdf](http://www.petrotecnia.com.ar/febrero10/febrero10/con%20publicidad/Colombia_80.pdf)

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética – Ministerio de Minas y energía Colombia. La cadena del gas natural en Colombia. Ministerio de Minas y energía Colombia. [http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf)

<http://www.sipg.gov.co/sipg/Home/Sectores/tabid/105/language/es-ES/Default.aspx>

WALLS D. (1995). An econometric analysis of the market for natural gas futures. Energy Journal N° 16.

## ANEXOS

### A. Principales usos del gas natural en Colombia

| Sector                | Usos                                                                                                                           |                                                                                      |
|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| Industrial            | - Refinerías de petróleo<br>- Industria del vidrio<br>- Minas de ferromanganeso<br>- Industria alimenticia<br>- Hierro y acero | - Pulpa y papel<br>- Industria del cemento<br>- Cerámica<br>- Industria textil       |
| Petroquímico          | - Urea<br>- Alcoholes<br>- MTBE<br>- Etileno<br>- ETC                                                                          | - Nitrato de amonio<br>- Aldehídos<br>- Acetileno<br>- Polietileno                   |
| Termoeléctrico        | Turbogeneradores<br>- Calderas (turbinas a vapor)<br>- Plantas de ciclo combinado                                              | - Plantas de ciclo "STIG"<br>- Plantas de cogeneración<br>- Plantas de trigeneración |
| Doméstico y comercial | - Cocinas<br>- Secadoras de ropa<br>- Refrigeración y acondicionamiento de aire                                                | Calentadores de agua<br>- Calefacción<br>- Restaurantes<br>- Hoteles                 |
| Transporte            | - GNV - Gas Natural Vehicular comprimido en reemplazo de gasolina motor.                                                       |                                                                                      |

Tomado de <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=210&conID=36624>.

### B. CONTRATO FUTURO HENRY HUB

El Futuro Henry Hub ofrece oportunidades para la gestión de riesgo de la alta volatilidad en la fijación de precios del gas natural. Además, es el contrato de gas natural más líquido del mundo representando un acceso a los mercados a través del CME, con un volumen diario promedio de negociación de más de 390.000 contratos en lo que lleva corrido del presente año (2013).

#### Características contrato:

- Mercado: NYMEX
- Activo subyacente: gas natural para entrega física en el Henry Hub de Louisiana (EE.UU.).

- Tamaño del contrato: 10.000 millones (mm) de BTU<sup>6</sup>, es decir, 10.000 mmBtu.
- Forma de cotización: en dólares americanos por mmBtu, con decimales.
- Fluctuación mínima: tick, valor del tick: 0,001 dólares americanos por mmBtu, equivalentes a 10,00 dólares americanos por contrato.
- Meses de vencimiento: todos los meses naturales, tanto del año actual como de los doce años siguientes (en CME Globex, ocho años en lugar de doce). Cada año después del fin de la negociación del contrato de Diciembre se añaden los vencimientos correspondientes a un nuevo año natural.
- Último día de negociación: tres días hábiles antes del primer día (natural) del mes de la entrega. Éste es el funcionamiento en el mercado NYMEX.
- Fecha de vencimiento y último día de entrega: el último día (natural) del mes del vencimiento.
- Liquidación diaria: la liquidación diaria de pérdidas y ganancias es en efectivo, antes del inicio de la sesión del día hábil siguiente a la fecha de la transacción, por diferencias entre el precio de la operación (compra o venta) y el precio de liquidación diaria<sup>7</sup>.
- Precio de liquidación diaria: es el calculado por el mercado, que en el caso del primer vencimiento se calcula en base al precio medio ponderado por volumen VWAP<sup>8</sup> de las operaciones ejecutadas en Globex entre las 14:28:00 y las 14:30:00 horas.
- Liquidación de comisiones: primer día hábil posterior a la fecha de la transacción.

## C. PRUEBAS

### Pruebas estacionariedad

| Variable                                                              | Orden |
|-----------------------------------------------------------------------|-------|
| Precio Spot Internacional Henry Hub                                   | I(2)  |
| Precio del futuro sobre el activo subyacente de gas natural Henry Hub | I(1)  |
| Indice de precios al productor consumo final                          | I(1)  |
| Demanda Energía Eléctrica                                             | I(2)  |
| Produccion de ACPM (Diesel)                                           | I(1)  |
| Precio Spot Gas Natural colombiano                                    | I(1)  |

<sup>6</sup> Unidades térmicas británicas

<sup>7</sup> Una compra de 2 contratos del Natural Gas a 5,613 con un precio de liquidación para esa sesión de 5,734 tendrá la siguiente liquidación:  $(5,734 - 5,613) \times 2 \text{ contratos} \times 10.000 \text{ mmBtu por contrato} = \text{USD } 2.420,00$ .

<sup>8</sup> Volume Weighted Average Price

## Prueba de cointegración Johansen (HH futuro, precio spot GN col)

Date: 11/23/13 Time: 20:26  
 Sample: 1997M01 2013M08  
 Included observations: 43  
 Series: SPOT\_PRICEGN\_COL HH\_FUTURE  
 Lags interval: 1 to 4

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

| Data Trend: | None         | None      | Linear    | Linear    | Quadratic |
|-------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Test Type   | No Intercept | Intercept | Intercept | Intercept | Intercept |
|             | No Trend     | No Trend  | No Trend  | Trend     | Trend     |
| Trace       | 0            | 0         | 2         | 0         | 0         |
| Max-Eig     | 0            | 0         | 0         | 0         | 0         |

\*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

Information Criteria by Rank and Model

| Data Trend: | None         | None      | Linear    | Linear    | Quadratic |
|-------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Rank or     | No Intercept | Intercept | Intercept | Intercept | Intercept |
| No. of CEs  | No Trend     | No Trend  | No Trend  | Trend     | Trend     |

Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)

|   |           |           |           |           |           |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 0 | -86.17206 | -86.17206 | -85.73188 | -85.73188 | -82.54250 |
| 1 | -82.90092 | -79.10506 | -79.00380 | -78.50817 | -78.39307 |
| 2 | -82.38577 | -76.51265 | -76.51265 | -75.73292 | -75.73292 |

Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

|   |          |           |          |          |          |
|---|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 0 | 4.752189 | 4.752189  | 4.824739 | 4.824739 | 4.769419 |
| 1 | 4.786089 | 4.656049* | 4.697851 | 4.721310 | 4.762468 |
| 2 | 4.948175 | 4.768030  | 4.768030 | 4.824787 | 4.824787 |

Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

|   |           |           |          |          |          |
|---|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| 0 | 5.407519* | 5.407519* | 5.561985 | 5.561985 | 5.588582 |
| 1 | 5.605252  | 5.516170  | 5.598930 | 5.663348 | 5.745464 |
| 2 | 5.931171  | 5.832942  | 5.832942 | 5.971615 | 5.971615 |

Date: 11/23/13 Time: 20:36

Sample (adjusted): 1997M03 2000M12

Included observations: 46 after adjustments

Trend assumption: Linear deterministic trend

Series: SPOT\_PRICEGN\_COL HH\_FUTURE

Lags interval (in first differences): 1 to 1

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

| Hypothesized |            | Trace     | 0.05           |               |
|--------------|------------|-----------|----------------|---------------|
| No. of CE(s) | Eigenvalue | Statistic | Critical Value | Prob.**       |
| None *       | 0.206263   | 16.22455  | 15.49471       | <b>0.0388</b> |
| At most 1 *  | 0.114590   | 5.598384  | 3.841466       | <b>0.0180</b> |

**Trace test indicates 2 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level**

\* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

\*\*MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Unrestricted Cointegration Rank Test (Maximum Eigenvalue)

| Hypothesized |            | Max-Eigen | 0.05           |         |
|--------------|------------|-----------|----------------|---------|
| No. of CE(s) | Eigenvalue | Statistic | Critical Value | Prob.** |
| None         | 0.206263   | 10.62616  | 14.26460       | 0.1740  |
| At most 1 *  | 0.114590   | 5.598384  | 3.841466       | 0.0180  |

Max-eigenvalue test indicates no cointegration at the 0.05 level

\* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

\*\*MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Unrestricted Cointegrating Coefficients (normalized by b\*S11\*b=l):

| SPOT_PRICEGN_<br>COL | HH_FUTURE |
|----------------------|-----------|
| 0.004094             | 1.269277  |
| 0.637569             | 0.581596  |

Unrestricted Adjustment Coefficients (alpha):

|                         |           |           |
|-------------------------|-----------|-----------|
| D(SPOT_PRICEG<br>N_COL) | -0.033688 | -0.335380 |
| D(HH_FUTURE)            | 0.213618  | -0.033193 |

1 Cointegrating Equation(s):                      Log likelihood                      -90.81814

Normalized cointegrating coefficients (standard error in parentheses)

| SPOT_PRICEGN_<br>COL | HH_FUTURE             |
|----------------------|-----------------------|
| 1.000000             | 310.0494<br>(93.5718) |

Adjustment coefficients (standard error in parentheses)

|                         |                        |
|-------------------------|------------------------|
| D(SPOT_PRICEG<br>N_COL) | -0.000138<br>(0.00063) |
| D(HH_FUTURE)            | 0.000875<br>(0.00027)  |

## Prueba de cointegracion Johansen (HH futuro, precio spot EE.UU., precio spot GN col)

Date: 11/23/13 Time: 20:48  
 Sample: 1997M01 2013M08  
 Included observations: 43  
 Series: HH\_FUTURE HH\_SPOT\_PRICE SPOT\_PRICEGN\_COL  
 Lags interval: 1 to 4

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

| Data Trend: | None         | None      | Linear    | Linear    | Quadratic |
|-------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Test Type   | No Intercept | Intercept | Intercept | Intercept | Intercept |
|             | No Trend     | No Trend  | No Trend  | Trend     | Trend     |
| Trace       | 0            | 0         | 3         | 0         | 0         |
| Max-Eig     | 0            | 0         | 0         | 0         | 0         |

\*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

Information Criteria by Rank and Model

| Data Trend: | None         | None      | Linear    | Linear    | Quadratic |
|-------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Rank or     | No Intercept | Intercept | Intercept | Intercept | Intercept |
| No. of CEs  | No Trend     | No Trend  | No Trend  | Trend     | Trend     |

Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)

|   |           |           |           |           |           |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 0 | -33.99953 | -33.99953 | -33.36335 | -33.36335 | -30.38488 |
| 1 | -26.85407 | -25.43415 | -25.32467 | -24.55872 | -21.96482 |
| 2 | -23.76568 | -19.04459 | -18.95682 | -18.16644 | -18.16473 |
| 3 | -23.10429 | -16.58960 | -16.58960 | -15.43126 | -15.43126 |

Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

|   |          |           |          |          |          |
|---|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 0 | 3.255792 | 3.255792  | 3.365737 | 3.365737 | 3.366739 |
| 1 | 3.202515 | 3.182984* | 3.270915 | 3.281801 | 3.254178 |
| 2 | 3.337939 | 3.211376  | 3.253805 | 3.310067 | 3.356499 |
| 3 | 3.586246 | 3.422772  | 3.422772 | 3.508431 | 3.508431 |

Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)

|   |           |           |          |          |          |
|---|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| 0 | 4.730285* | 4.730285* | 4.963105 | 4.963105 | 5.086980 |
| 1 | 4.922757  | 4.944184  | 5.114032 | 5.165875 | 5.220168 |
| 2 | 5.303929  | 5.259284  | 5.342671 | 5.480849 | 5.568239 |
| 3 | 5.797986  | 5.757386  | 5.757386 | 5.965919 | 5.965919 |

## Prueba de cointegracion Johansen (Variables control- precio spot GN col)

Series: IPP\_CONS\_FINAL SPOT\_PRICEGN\_COL DEMAN\_ENERGIA\_ELECTRIC ...  
Lags interval: 1 to 4

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

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

\*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

Information Criteria by Rank and Model

| Data Trend:                                                    | None         | None      | Linear    | Linear    | Quadratic |
|----------------------------------------------------------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Rank or No. of CEs                                             | No Intercept | Intercept | Intercept | Intercept | Intercept |
|                                                                | No Trend     | No Trend  | No Trend  | Trend     | Trend     |
| Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)              |              |           |           |           |           |
| 0                                                              | -127.2820    | -127.2820 | -122.7670 | -122.7670 | -111.1627 |
| 1                                                              | -103.4682    | -103.4679 | -100.0214 | -98.61391 | -87.42270 |
| 2                                                              | -88.60322    | -88.60166 | -88.52922 | -84.73490 | -81.56502 |
| 3                                                              | -83.32902    | -83.32724 | -83.32690 | -78.87976 | -78.01924 |
| 4                                                              | -82.12361    | -82.12107 | -82.12107 | -77.22571 | -77.22571 |
| Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns) |              |           |           |           |           |
| 0                                                              | 8.139659     | 8.139659  | 8.117743  | 8.117743  | 7.794157  |
| 1                                                              | 7.466730     | 7.509271  | 7.490272  | 7.472932  | 7.124370* |
| 2                                                              | 7.174605     | 7.259645  | 7.341669  | 7.265315  | 7.215533  |
| 3                                                              | 7.290596     | 7.418181  | 7.460719  | 7.399139  | 7.405074  |
| 4                                                              | 7.579728     | 7.749833  | 7.749833  | 7.711732  | 7.711732  |
| Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)            |              |           |           |           |           |
| 0                                                              | 10.65901     | 10.65901  | 10.79455  | 10.79455  | 10.62843  |
| 1                                                              | 10.30100     | 10.38290  | 10.48200  | 10.50403  | 10.27356* |
| 2                                                              | 10.32379     | 10.48756  | 10.64832  | 10.65069  | 10.67964  |
| 3                                                              | 10.75470     | 11.00038  | 11.08228  | 11.13880  | 11.18410  |
| 4                                                              | 11.35875     | 11.68632  | 11.68632  | 11.80568  | 11.80568  |

## Prueba de cointegracion Johansen (todas las variables)

Date: 11/23/13 Time: 20:53

Sample: 1997M01 2013M08

Included observations: 43

Series: IPP\_CONS\_FINAL SPOT\_PRICEGN\_COL DEMAN\_ENERGIA\_ELECTRIC

HH\_SPOT\_PRICE HH\_FUTURE

Lags interval: 1 to 4

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

| Data Trend: | None         | None      | Linear    | Linear    | Quadratic |
|-------------|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Test Type   | No Intercept | Intercept | Intercept | Intercept | Intercept |
|             | No Trend     | No Trend  | No Trend  | Trend     | Trend     |
| Trace       | 3            | 4         | 2         | 2         | 2         |
| Max-Eig     | 2            | 2         | 1         | 2         | 2         |

\*Critical values based on MacKinnon-Haug-Michelis (1999)

| Information Criteria by Rank and Model                         |                       |                    |                    |                 |                 |
|----------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|-----------------|-----------------|
| Data Trend:                                                    | None                  | None               | Linear             | Linear          | Quadratic       |
| Rank or No. of CEs                                             | No Intercept No Trend | Intercept No Trend | Intercept No Trend | Intercept Trend | Intercept Trend |
| Log Likelihood by Rank (rows) and Model (columns)              |                       |                    |                    |                 |                 |
| 0                                                              | 7.381559              | 7.381559           | 25.74947           | 25.74947        | 34.13720        |
| 1                                                              | 51.09680              | 51.09744           | 69.38121           | 82.46617        | 86.36529        |
| 2                                                              | 74.60481              | 76.79986           | 80.81659           | 103.0360        | 106.9341        |
| 3                                                              | 82.41471              | 85.04841           | 88.84583           | 112.2890        | 116.0173        |
| 4                                                              | 86.51939              | 91.79786           | 94.03847           | 117.8140        | 121.4511        |
| 5                                                              | 87.69482              | 95.40624           | 95.40624           | 122.8923        | 122.8923        |
| Akaike Information Criteria by Rank (rows) and Model (columns) |                       |                    |                    |                 |                 |
| 0                                                              | 4.307834              | 4.307834           | 3.686071           | 3.686071        | 3.528502        |
| 1                                                              | 2.739684              | 2.786165           | 2.121804           | 1.559713        | 1.564405        |
| 2                                                              | 2.111404              | 2.102332           | 2.055042           | 1.114604        | 1.072834*       |
| 3                                                              | 2.213269              | 2.230307           | 2.146706           | 1.195861        | 1.115473        |
| 4                                                              | 2.487470              | 2.428007           | 2.370304           | 1.450512        | 1.327858        |
| 5                                                              | 2.897915              | 2.771803           | 2.771803           | 1.725940        | 1.725940        |
| Schwarz Criteria by Rank (rows) and Model (columns)            |                       |                    |                    |                 |                 |
| 0                                                              | 8.403649              | 8.403649           | 7.986676           | 7.986676        | 8.033898        |
| 1                                                              | 7.245079              | 7.332519           | 6.831990           | 6.310858*       | 6.479382        |
| 2                                                              | 7.026381              | 7.099225           | 7.174810           | 6.316288        | 6.397392        |
| 3                                                              | 7.537828              | 7.677739           | 7.676055           | 6.848084        | 6.849613        |
| 4                                                              | 8.221610              | 8.325979           | 8.309234           | 7.553275        | 7.471579        |
| 5                                                              | 9.041637              | 9.120315           | 9.120315           | 8.279243        | 8.279243        |

```
. regress psGNCOL pSHENRYHUB pFUTUROHENRYHUB DemanElectricaEnerg IPPconsumFinal ProdACPM
```

| Source   | SS         | df | MS         |                 |        |  |
|----------|------------|----|------------|-----------------|--------|--|
| Model    | 2951.953   | 5  | 590.3906   | Number of obs = | 34     |  |
| Residual | 320.547002 | 28 | 11.4481072 | F( 5, 28) =     | 51.57  |  |
|          |            |    |            | Prob > F =      | 0.0000 |  |
|          |            |    |            | R-squared =     | 0.9020 |  |
|          |            |    |            | Adj R-squared = | 0.8846 |  |
|          |            |    |            | Root MSE =      | 3.3835 |  |
| Total    | 3272.5     | 33 | 99.1666667 |                 |        |  |

  

| psGNCOL      | Coef.     | Std. Err. | t     | P> t  | [95% Conf. Interval] |           |
|--------------|-----------|-----------|-------|-------|----------------------|-----------|
| pSHENRYHUB   | -.324904  | .2000269  | -1.62 | 0.116 | -.7346404            | .0848324  |
| pFUTUROHEN~B | .3777871  | .1910746  | 1.98  | 0.058 | -.0136116            | .7691858  |
| DemanElect~g | -.161695  | .0664333  | -2.43 | 0.022 | -.2977774            | -.0256126 |
| IPPconsumF~l | .8030583  | .081231   | 9.89  | 0.000 | .6366642             | .9694525  |
| ProdACPM     | -.0417234 | .0245282  | -1.70 | 0.100 | -.0919672            | .0085204  |
| _cons        | -21.16378 | 9.649419  | -2.19 | 0.037 | -40.92972            | -1.39784  |

### PRUEBA BREUSH-PAGAN

```
. . . .
```

```
. hettest
```

Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity  
 Ho: Constant variance  
 Variables: fitted values of psGNCOL

```
chi2(1) = 0.36
Prob > chi2 = 0.5506
```

### RESET test (Regression specification error test)

```
. ovtest
```

Ramsey RESET test using powers of the fitted values of psGNCOL  
 Ho: model has no omitted variables  
 F(3, 25) = 1.05  
 Prob > F = 0.3892

### VARIANCE INFLATION FACTOR

```
. vif
```

| Variable     | VIF   | 1/VIF    |
|--------------|-------|----------|
| pFUTUROHEN~B | 13.33 | 0.075013 |
| pSHENRYHUB   | 13.28 | 0.075301 |
| IPPconsumF~l | 1.73  | 0.578179 |
| ProdACPM     | 1.56  | 0.639399 |
| DemanElect~g | 1.26  | 0.792652 |
| Mean VIF     | 6.23  |          |

**TECNICA DE HUBER WHITE**

**. regress psgncol pshenryhub pfuturohenryhub demanElectricaEnerg IPPconsumFinal ProdACPM, robust**

Linear regression

Number of obs = 34  
 F( 5, 28) = 109.69  
 Prob > F = 0.0000  
 R-squared = 0.9020  
 Root MSE = 3.3835

| psgncol             | Coef.     | Robust Std. Err. | t     | P> t  | [95% Conf. Interval] |           |
|---------------------|-----------|------------------|-------|-------|----------------------|-----------|
| pshenryhub          | -.324904  | .1326838         | -2.45 | 0.021 | -.5966945            | -.0531135 |
| pfuturohenryhub     | .3777871  | .1364847         | 2.77  | 0.010 | .0982108             | .6573634  |
| demanElectricaEnerg | -.161695  | .0666382         | -2.43 | 0.022 | -.2981971            | -.0251929 |
| IPPconsumFinal      | .8030583  | .0748217         | 10.73 | 0.000 | .649793              | .9563236  |
| ProdACPM            | -.0417234 | .0195538         | -2.13 | 0.042 | -.0817776            | -.0016691 |
| _cons               | -21.16378 | 9.57238          | -2.21 | 0.035 | -40.77191            | -1.555647 |