

Maestría en Finanzas

Tesis de Maestría



Promoción 13

**Co-integración de combustibles fósiles vía
fenómenos de sustitución**

Lic. Pablo Siber

Buenos Aires, 24 de agosto de 2011

Dra. María Lorena Garegnani

Tabla de Contenidos

1. Introducción	3
2. Resultados Previos	4
3. Marco Teórico.....	5
3.1 Modelos VAR.....	5
3.2 Test de Raíces Unitarias	6
3.3 Modelos de Corrección al Equilibrio	6
3.4 Interpretación de Exogeneidad / Endogeneidad	7
4. Análisis preliminar de los datos	9
5. Raíces unitarias	12
6. Tendencias comunes	13
6.1 Endogeneidad entre el CO y otros productos.....	13
6.2 Modelos de 3 componentes: incorporando al NG a las tendencias comunes	15
7. Robustez de los resultados	16
7.1 Cambios en la especificación del modelo	16
7.2 Incorporando información existente en la curva de futuros	17
8. Conclusiones	19
9. Bibliografía	20

1. Introducción

Las últimas décadas han visto una volatilidad sin precedentes en los commodities energéticos, situación que se manifiesta con una alta correlación entre los productos de este complejo.

La correlación, sin embargo resulta insuficiente para describir el comportamiento conjunto de distintos commodities; dado que sus trayectorias se encuentran enlazadas vía relaciones de largo plazo mucho más profundas.

Estas relaciones de largo plazo se enmarcan en la metodología de co-integración desarrollada por Johansen [8].

La existencia de tendencias comunes para el petróleo crudo (CO, por Crude Oil) y sus productos refinados resulta altamente intuitiva. La hipótesis de partida asume que el CO es exógeno al resto de sus productos refinados. Sin embargo, no queda claro en la literatura [10, 11 y 12] si el Gas Natural (NG) también está co-integrado al CO.

En la presente tesis se muestra que el CO y el NG se encuentran efectivamente co-integrados, *una vez que se incorpora un tercer commodity que opera como sustituto del NG*. Se mostrará asimismo que dicho resultado es robusto a distintas especificaciones de modelado y no omite información existente en los contratos futuros.

En la sección 2 se introducen los resultados previos desde los que parte este trabajo. La sección 3 introduce el marco teórico de series de tiempo, modelos auto-regresivos y co-integración. La sección 4 realiza un análisis preliminar de los datos, validando que sean adecuados para su tratamiento estadístico. En la sección 5 se verifica que las series en cuestión tienen raíces unitarias y por lo tanto son susceptibles de aplicarles la metodología de co-integración. La sección 6 contiene los principales resultados del trabajo. En primer lugar, se muestra que todos los productos refinados del petróleo crudo son endógenos a éste.

Se muestra también que el gas natural es independiente (en la terminología de “tendencias comunes”) al crudo. A continuación se muestra que el gas natural “se vuelve endógeno” al

petróleo, una vez que se incorpora al modelo un tercer combustible que opera como sustituto del gas.

En la sección 7 se verifica la robustez del modelo a distintas especificaciones. La sección 8 concluye el trabajo.

2. Resultados Previos

Si bien se trata de un tópico relativamente reciente, las relaciones de co-integración en el complejo energético ya han sido estudiadas por otros autores.

Serletis & Herbert [10] estudian la existencia de tendencias comunes entre el gas entregado en Henry Hub (HH), el entregado en Transco Zone 6, y la potencia eléctrica. Encuentran que el precio en Transco Zone 6 ajusta más rápidamente que en HH y argumentan que dicha velocidad de respuesta está dada por la conectividad de dicho nodo y las posibilidades de arbitraje resultantes de esta restricción física.

En la misma línea, Serletis & Rangel-Ruiz[11], demuestran la existencia de tendencias comunes en el gas entregado en HH con el gas entregado en AECO (un nodo con precios líquidos de referencia en Alberta) aún sin la existencia de conectividad física entre ambos, funcionando de hecho por diferenciales de transporte.

Como resultado más controversial, argumentan la no existencia de tendencias comunes entre el gas HH y el petróleo crudo WTI. Villar & Joutz[12], continuando la discusión comenzada por Serletis & Helbert, encuentran que sí existen tendencias comunes entre el gas HH y el crudo WTI, una vez que se incorporan más efectos como niveles de inventario, estacionalidad y otros shocks. Más aún, hallan que el precio del WTI es débilmente exógeno al precio del gas HH, siendo que las desviaciones de éste último no afectan la corrección al equilibrio del primero.

Cerrando esta controversia, Brown[13] y Brown & Yucel[14] encuentran que en distintos períodos (prolongados), las relaciones de largo plazo existentes entre el gas y el crudo parecen disociarse. De este modo, justifican los hallazgos de trabajos anteriores según los períodos de tiempo que se consideren; aunque argumentan que en el largo plazo estas relaciones son válidas.

3. Marco Teórico

3.1 Modelos VAR

Los modelos de Vectores Auto-Regresivos (VAR) modelan la evolución de un conjunto de " k " variables, como una combinación lineal de su evolución pasada. El orden " p " de un modelo VAR(p) se refiere a la cantidad de rezagos que se incluyen.

A continuación se muestra la especificación paramétrica genérica de este tipo de modelos:

$$y_t = c + A_1 y_{t-1} + A_2 y_{t-2} + \dots + A_p y_{t-p} + e_t, \quad (1)$$

La ecuación recién presentada y las sucesivas en la presente sección, deben interpretarse matricialmente; considerando que y_t es un vector " k -dimensional", que incluye en cada componente las distintas series del modelo a estudiar.

A fines de que el modelo quede correctamente especificado, deben verificarse las siguientes condiciones sobre los términos de error:

$$E[\varepsilon_t] = 0 \quad (\text{la media de los términos de error es nula}) \quad (2)$$

$$E[\varepsilon_t \varepsilon_t'] = \Omega \quad (\text{la matriz de covarianzas es definida positiva}) \quad (3)$$

$$E[\varepsilon_t \varepsilon_{t-k}'] = 0 \quad (\text{no hay correlación serial en el tiempo}) \quad (4)$$

Para que se cumplan las condiciones anteriores se requiere que todas las variables a incluir en el modelo sean "estacionarias", es decir integradas de orden cero: I(0).

Dicha condición se valida o refuta con el test de hipótesis Augmented Dickey Fuller (ADF), que se introducirá en la próxima sub-sección.

3.2 Test de Raíces Unitarias

El test de hipótesis ADF expresa las diferencias de las series como un modelo AR(p) y considera el valor de γ , el coeficiente que acompaña al término y_{t-1} :

$$\Delta y_t = \alpha + \beta t + \gamma y_{t-1} + \delta_1 \Delta y_{t-1} + \dots + \delta_{p-1} \Delta y_{t-p+1} + \varepsilon_t, \quad (5)$$

Los valores de α y β permiten modelar distintos tipos de comportamiento: si se impone $\alpha=0$ y $\beta=0$ se está evaluando realmente si la serie corresponde a un “random walk”. Imponiendo sólo $\beta=0$ se trata de un “random walk” con deriva (drift).

La hipótesis nula corresponde a $\gamma=0$. En este caso se dice que existe una raíz unitaria, razón por la cual “los shocks son permanentes”. En dicho caso particular, la serie resulta no estacionaria.

El estadístico del test es:

$$DF_T = \frac{\hat{\gamma}}{SE(\hat{\gamma})} \quad (6)$$

Donde “SE” se refiere al “Standard Error” de la distribución. Dicho valor se compara contra los valores críticos relevantes para el test de Dickey Fuller.

El orden “p” del modelo tiene que ser determinado antes de realizar el test. Una alternativa es realizar el test con un valor grande de “p”, para luego ir bajando examinando los *t-values*. Otra opción válida es determinar el valor de “p” óptimo con algún criterio de información (Akaike, Bayesiano, etc.).

3.3 Modelos de Corrección al Equilibrio

En el caso de tener series temporales que no sean I(0), no se puede especificar un modelo VAR para explicar su dinámica conjunta. Sin embargo, podría ocurrir que una combinación lineal de series I(1) resulte I(0). En este caso se dice que las series están **co-integradas**.

Por cada combinación de series I(1) que resulta I(0), se habla de una **relación común**. La existencia de relaciones comunes habla de vínculos profundos en las series, que se asocian a equilibrios de largo plazo.

Johansen[8] ha desarrollado la metodología de co-integración, que logra generalizar los modelos VAR para incorporar series I(1). Previo a esta metodología, el enfoque de Engle-Granger[15] permitía una afirmación similar, pero sólo para 2 variables co-integradas. Johansen logra la generalización para sistemas de ecuaciones.

El enfoque parte de re-parametrizar el modelo VAR según:

$$\Delta y_t = \gamma_1 \Delta y_{t-1} + \gamma_2 \Delta y_{t-2} + \dots + \gamma_{p-1} \Delta y_{t-p+1} - \Gamma y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (7)$$

La ecuación anterior debe interpretarse de forma matricial, de forma que ya contiene todo el modelo. La estimación de los coeficientes del modelo implica analizar el rango (r) de la matriz Γ . Para ello realiza una descomposición en auto-valores y auto-vectores y se analiza la significatividad de los primeros.

Por cada auto-valor significativamente distinto de cero se dice que se tiene una relación común. Dichas relaciones se interpretan en los auto-vectores, que representan las relaciones de largo plazo hacia las que se corrige como reversión al equilibrio.

3.4 Interpretación de Exogeneidad / Endogeneidad

Luego del ajuste del modelo de co-integración es posible interpretar los resultados de forma de clasificar las distintas variables como (débilmente) exógenas o endógenas.

Según esta interpretación las variables exógenas son aquellas que no ajustan luego de los shocks, sino que “guían” los desequilibrios, ante los cuales las variables endógenas sí reaccionan.

En términos matemáticos, esta clasificación se realiza analizando la significatividad de los coeficientes que acompañan a las relaciones de largo plazo para cada variable. Los coeficientes no significativos resultan en variables exógenas, pues éstas no ajustan a los desequilibrios de la relación de largo plazo

Una manera intuitiva de visualizar la interpretación de endogeneidad / exogeneidad, es identificando los coeficientes en un ejemplo de 2x2. La generalización para modelos de mayor dimensión es directa.

Supongamos entonces que partimos de la representación VAR con:

$$\begin{aligned} y_t &= \pi_{11}y_{t-1} + \pi_{12}x_{t-1} + \varepsilon_{1t} \\ x_t &= \pi_{21}y_{t-1} + \pi_{22}x_{t-1} + \varepsilon_{2t} \\ &\text{con } \varepsilon_{1,2t} \text{ iid } \sim N(0, \sigma) \end{aligned} \quad (8)$$

El sistema admite una re-escritura del tipo:

$$\begin{aligned} \Delta y_t &= \pi_{11}^* y_{t-1} + \pi_{12}^* x_{t-1} + \varepsilon_{1t} \\ \Delta x_t &= \pi_{21}^* y_{t-1} + \pi_{22}^* x_{t-1} + \varepsilon_{2t} \end{aligned} \quad (9)$$

donde $\pi_{ij}^* = \pi_{ij} - \delta_{ij}$. Se define entonces la matriz $\Pi = \{\pi_{ij}^*\}$, a la cual se le analiza el rango mediante su descomposición en auto-valores. Si Π no es rango completo ($r < p$), entonces puede ser factorizada como el producto de α y β' (de tamaño $p \times r$), tal que:

$$\Pi = \alpha\beta' \quad (10)$$

De este modo, β' son los vectores de cointegración (las relaciones de largo plazo) y α son los pesos a asignar a cada ecuación. En el caso de $n=2$, hallar co-integración implica necesariamente que $r=1$, por lo que las matrices α y β' resultan vectores de 2×1 y 1×2 respectivamente. Dado que la factorización $\Pi = \alpha\beta'$ no es única, se puede normalizar el vector $\beta' = (1, -\delta)$, sin ninguna pérdida de generalidad. De esta forma, el sistema resulta:

$$\begin{aligned} \Delta y_t &= \alpha_1(y_{t-1} - \delta x_{t-1}) + \varepsilon_{1t} \\ \Delta x_t &= \alpha_2(y_{t-1} - \delta x_{t-1}) + \varepsilon_{2t} \end{aligned} \quad (11)$$

con $\alpha_1 = \pi_{11}^*$; $\alpha_2 = \pi_{21}^*$; $\delta = -\frac{\pi_{12}^*}{\pi_{11}^*} = -\frac{\pi_{22}^*}{\pi_{21}^*}$

Los coeficientes no significativos, o sea los $\alpha_i = 0$, indicarían que esas variables no responden a las desviaciones de la relación de largo plazo, pudiéndose considerarlas entonces como débilmente exógenas.

4. Análisis preliminar de los datos

Se dispone de series históricas diarias de precios desde 1993 hasta abril de 2010, obtenidos de la agencia “Energy Information Administration” (EIA) de EEUU. En particular, se trabaja con los contratos *spot* de:

Crude Oil (WTI)	Gasoil
RBOB Regular Gasoline	Kerosene-Type Jet Fuel
Reformulated Gasoline	Residual Fuel Oil
Conventional Gasoline	Propane
Natural Gas (Henry Hub)	

Para contratos futuros se dispone de un *rolling* continuo de los primeros cuatro contratos asociados a los productos:

Crude Oil	Reformulated Regular Gasoline
RBOB Regular Gasoline	No. 2 Heating Oil
Propane	Natural Gas (HH)

En la figura 1 se muestra la evolución conjunta de las series de precios vinculadas a los contratos *spot*. Como se aprecia gráficamente, el nivel de correlación es muy alto entre los distintos productos.

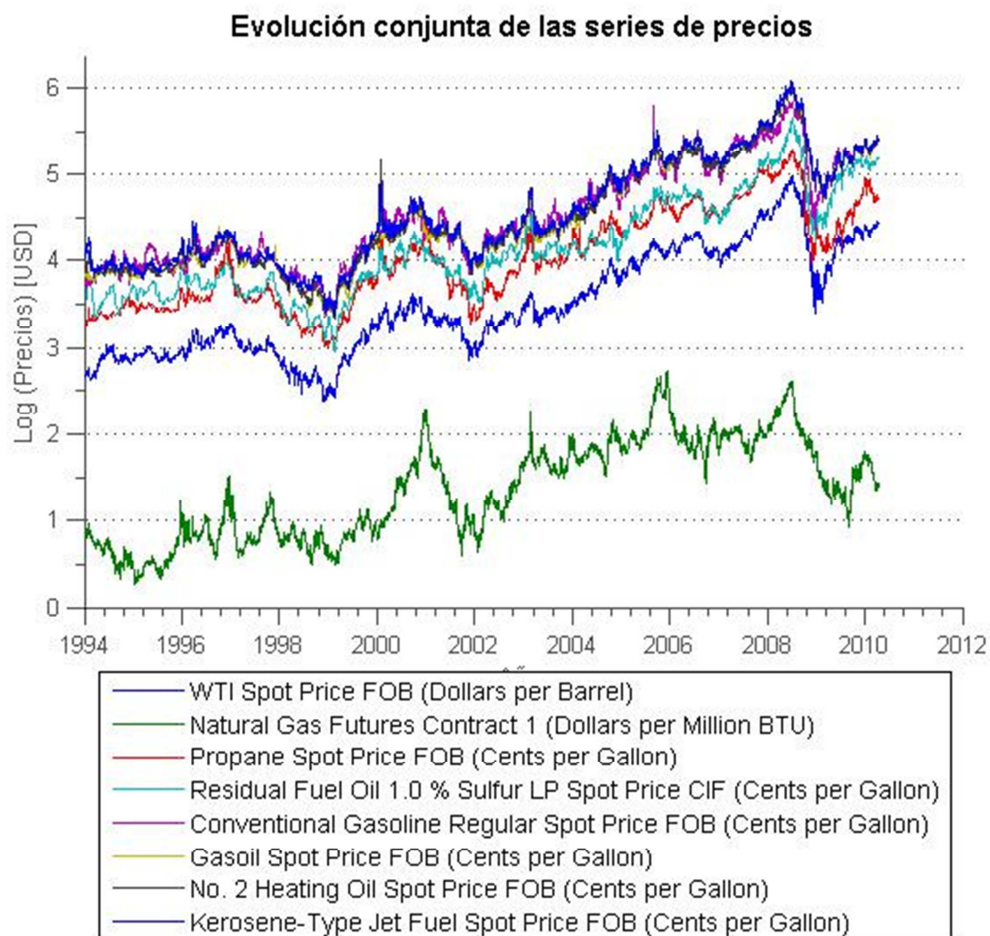


Figura 1. Se muestra la evolución conjunta de las series de precios para los distintos contratos. Se observa la alta correlación entre las distintas series.

Se realizaron tests de análisis preliminar sobre las series de retornos (es decir variaciones, no niveles). En primer lugar se validó la calidad de los datos y su consistencia interna, estudiando:

- # observaciones
- max, min, percentiles
- media, mediana

Un resumen de dicho análisis se muestra en la Tabla 1. En todos los casos se encuentran resultados razonables, lo que permite continuar el trabajo con los datos en cuestión.

Combustible	# obs	min	max	P_5	P_95	media	mediana
Crude Oil	6160	-0,406	0,192	-0,039	0,038	0,0002	0,0005
Conventional Gasoline	6003	-0,301	0,235	-0,043	0,042	0,0003	0,0005
Gas Oil	6046	-0,338	0,303	-0,033	0,034	0,0003	0,0000
Kerosene	5037	-0,387	0,178	-0,039	0,039	0,0003	0,0000
Diesel	3668	-0,456	0,229	-0,040	0,039	0,0004	0,0003
Natural Gas	4067	-0,376	0,324	-0,058	0,062	0,0002	0,0000
Heating Oil	6001	-0,470	0,230	-0,038	0,038	0,0003	0,0003
Propane	4458	-0,499	0,328	-0,034	0,032	0,0003	0,0000
Residual Fuel Oil	4204	-0,139	0,174	-0,031	0,031	0,0004	0,0000

Tabla 1. Se presentan estadísticos básicos de las series a estudiar, para verificar su calidad y consistencia interna.

Se consideraron otros estadísticos para interiorizarse en las propiedades de las respectivas distribuciones. En particular se estudió:

- Normalidad de las distribuciones (test de Jarque-Bera)
- Kurtosis
- Skewness

Dichos resultados se observan en la Tabla 2. En este caso se muestra que las series de retornos son no normales (test de Jarque-Bera) y tienen colas pesadas (son leptokurtóticas) en todos los casos. Llamativamente, el *skew* de las distribuciones es negativo para todos los productos refinados del petróleo, pero positivo para el NG. Dicho resultado ya nos prepara para esperar algún tipo de comportamiento particular para este commodity.

Combustible	desvío	Skew	kurt	prob (JB)	H (JB)
Crude Oil	0,026	-0,787	17,661	0,001	1
Conventional Gasoline	0,027	-0,175	9,457	0,001	1
Gas Oil	0,022	-0,286	20,984	0,001	1
Kerosene	0,026	-0,894	18,079	0,001	1
Diesel	0,027	-1,142	30,687	0,001	1
Natural Gas	0,039	0,216	9,773	0,001	1
Heating Oil	0,026	-1,627	39,640	0,001	1
Propane	0,025	-2,261	65,601	0,001	1
Residual Fuel Oil	0,021	-0,208	10,454	0,001	1

Tabla 2. Se presentan otros estadísticos de interés para las series de retornos. En particular, se observa que todas las series tienen colas pesadas, y son no normales. Llamativamente el 'skew' de todos los destilados del petróleo es negativo, salvo para el Natural Gas, donde es positivo.

5. Raíces unitarias

Se analiza la existencia de raíces unitarias con el test ADF. Dichos tests se someten a una batería de pruebas, cambiando las especificaciones del modelo para garantizar la robustez de los resultados hallados.

Utilizando como punto de partida la ecuación (ADF), se proponen 3 tipos de modelos distintos:

- Sin término determinístico: **SD** (i.e. *Random Walk*)
- Con término constante: **TC** (i.e. *Random Walk c/drift*)
- Con término constante y lineal: **TL** (i.e. *Random Walk con drift*, más tendencia cuadrática en el nivel)

Transversalmente a dichas especificaciones de modelos, se realizan los tests variando “p”, la cantidad de lags en el modelo. Los resultados de los tests de raíces unitarias se muestran en la tabla 3.

Combustible	SD		TC		TL	
	ADF t-stat	AR(1)	ADF t-stat	AR(1)	ADF t-stat	AR(1)
Crude Oil	0,65	1,00	-0,88	1,00	-2,75	1,00
Conv. Gasoline	0,62	1,00	-1,60	1,00	-3,13	1,00
Gas Oil	0,83	1,00	-1,22	1,00	-2,51	1,00
Kerosene	0,59	1,00	-1,20	1,00	-2,68	1,00
Diesel	0,87	1,00	-1,08	1,00	-2,53	1,00
Natural Gas	-0,59	1,00	-2,01	1,00	-3,11	0,99
Heating Oil	0,75	1,00	-1,37	1,00	-2,68	1,00
Propane	0,54	1,00	-1,28	1,00	-3,06	1,00
Residual Fuel Oil	0,75	1,00	-1,21	1,00	-3,46	1,00

	Valores críticos ADF		
	10%	5%	1%
SD	-1,63	-1,96	-2,58
TC	-2,59	-2,87	-3,46
TL	-3,16	-3,43	-4,00

Tabla 3. Se muestran los tests de raíces unitarias para cada combustible, según diferentes especificaciones del modelo con raíz unitaria. En todos los casos, no se puede rechazar H_0 (ni al 10%), es decir que las series analizadas presentan raíces unitarias.

En ningún caso se pudo rechazar H_0 , es decir la existencia de raíces unitarias en las series analizadas. Los resultados mostrados en la tabla anterior corresponden a $n_{lags} = 12$, a modo de ejemplo; sin embargo los resultados se repiten variando este parámetro.

Para que sea apropiado utilizar dichas series dentro de un modelo de co-integración, debe validarse que las primeras diferencias de las series estudiadas sean estacionarias. Efectivamente, esto se verifica y dichos resultados se muestran en la Tabla 4. De esta forma, se finaliza el capítulo de raíces unitarias con la certeza que las series estudiadas son idóneas para su inclusión un modelo de co-integración.

Combustible	Serie de Diferencias	
	ADF t-stat	AR(1)
Crude Oil	-22,87	-0,20
Conv. Gas.	-20,39	0,03
Gas Oil	-20,91	0,04
Kerosene	-19,92	-0,04
Diesel	-17,88	-0,10
Natural Gas	-17,22	-0,08
Heating Oil	-22,45	-0,09
Propane	-18,29	0,01
Residual Fuel Oil	-16,61	0,28

Tabla 4. Se verifica que las primeras diferencias de las series estudiadas son estacionarias (mismos valores críticos que en en la tabla 3 para la especificación SD).

6. Tendencias comunes

6.1 Endogeneidad entre el CO y otros productos

Luego de verificar que las series estudiadas son efectivamente $I(1)$ se analizan distintos modelos de corrección al equilibrio, probando de a pares de series en primer lugar.

Se realiza un primer *set* de pruebas, incluyendo siempre el Crude Oil, y variando la otra commodity del par.

En la Tabla 5 se exhiben los principales resultados de este conjunto de pruebas. Se verifica que todos los productos refinados son endógenos al CO, a diferencia del NG.

Combustible	Variable del modelo	Crude Oil	Dinámica de corrección	Trace Statistic		Eigen Value Statistic	
	t-stat(α_{var})	t-stat(α_{CO})	α_{CO}/α_{var}	0	1	0	1
Natural Gas	0,28	1,07	2,49	15,21	1,58	13,63	1,58
Propano	4,85	-2,92	-0,61	51,49	1,33	50,16	1,33
Residual Fuel Oil	4,21	-1,78	-0,52	42,32	0,99	41,33	0,99
Gas. Conv.	5,23	-3,09	-0,53	97,08	1,49	95,59	1,49
Gasoil	6,29	-2,16	-0,41	90,65	1,03	89,62	1,03
Heating Oil	6,66	-1,79	-0,25	105,41	1,27	104,14	1,27
Kerosene	6,51	-1,52	-0,23	96,50	1,22	95,28	1,22

Trace Statistic			
NULL:	Crit 90%	Crit 95%	Crit 99%
r <= 0	13,43	15,49	19,94
r <= 1	2,71	3,84	6,64

Eigen Value Statistic			
NULL:	Crit 90%	Crit 95%	Crit 99%
r <= 0	12,30	14,26	18,15
r <= 1	2,71	3,84	6,64

Tabla 5. Modelos de corrección entre el CO y cada commodity. Se verifica la endogeneidad y la dinámica de corrección para todos los productos refinados. Sin embargo para el NG, se rechaza la existencia de tendencias comunes.

Es decir, para todos los productos salvo el NG, se verifica la significatividad del coeficiente α_{EC} , que da cuenta de la endogeneidad en la relación con el CO. Otra manera de apreciar la misma idea, es vía el test de hipótesis sobre la cantidad de relaciones comunes. En todos los casos, salvo el NG, se rechaza H_0 al 99%, de forma que queda claro que $r=1$. Para el NG, en cambio se podría rechazar H_0 recién al 90%.

Más aún, dado que el autovector no se encuentra normalizado (según la forma $(1, -\delta)$), es importante verificar el signo de los coeficientes para entender si la relación tiende al equilibrio. Esto se verifica con el ratio α_{CO}/α_{var} . Se verifica que para todos los productos refinados del CO, la relación revierte al equilibrio, situación que no se verifica para el NG.

Como próximo paso, se procede a testear la principal hipótesis de este trabajo: **que el Gas Natural es endógeno al Petróleo Crudo, una vez que se incorpora un producto secundario del CO que compite directamente con el NG y opera como sustituto.**

6.2 Modelos de 3 componentes: incorporando al NG a las tendencias comunes

Se prueban entonces distintos modelos de corrección al equilibrio incluyendo siempre el CO, el NG y variando la tercer commodity participante del modelo. Los resultados de dicho análisis se muestran en la tabla 6.

Combustible	Variable asoc. NG		Trace Statistic			Eigen Value Statistic		
	α_{NG}	t-stat	0	1	2	0	1	2
Propano	-0,0006	-0,92	74,57	14,84	1,34	74,57	14,84	1,34
Residual Fuel Oil	-0,0019	-3,02	60,65	11,95	1,18	60,65	11,95	1,18
Gasolina convencional	0,0001	0,11	110,98	15,03	1,53	110,98	15,03	1,53
Gasoil	0,0000	0,05	104,84	14,06	1,08	104,84	14,06	1,08
Heating Oil	0,0003	0,45	122,68	14,48	1,35	122,68	14,48	1,35
Kerosene	0,0001	0,09	113,09	14,61	1,30	113,09	14,61	1,30

Trace Statistic				Eigen Value Statistic			
NULL:	Crit 90%	Crit 95%	Crit 99%	NULL:	Crit 90%	Crit 95%	Crit 99%
$r \leq 0$	27.067	29.796	35.463	$r \leq 0$	18.893	21.131	25.865
$r \leq 1$	13.429	15.494	19.935	$r \leq 1$	12.297	14.264	18.520
$r \leq 2$	2.705	3.841	6.635	$r \leq 2$	2.705	3.841	6.635

Tabla 6. Se analizan distintos modelos de co-integración con 3 variables, del estilo: CO-NG-XX. Se verifica que para todos los combustibles, salvo el RFO, el NG resulta exógeno a la combinación, requiriendo 2 relaciones comunes para explicar la dinámica conjunta. Por el contrario, en la combinación CO-NG-RFO, no se puede rechazar H_0 (al 90%), que $r \leq 1$ (es decir, una única relación común integra a las 3 series).

Se encuentra que el Gas Natural resulta endógeno a la combinación de las 3 series **únicamente** cuando se incluye al Residual Fuel Oil¹ (RFO) dentro del modelo. Matemáticamente, se

¹El Fuel Oil es un producto secundario del petróleo, que se obtiene tanto como destilado o como residuo. Se refiere en particular a los combustibles más pesados (y cadenas moleculares más largas) que se obtienen de la destilación del crudo.

Sus usos más frecuentes son la calefacción, seguido de la generación de electricidad, y en menor medida el transporte.

interpreta este resultado al observar el coeficiente asociado al término de cointegración asociado al NG.

La interpretación de este resultado se asocia con el fenómeno de sustitución observado en los últimos años, debido a los bajos precios del gas natural (nuevas reservas descubiertas y puestas en producción), así como los menores efectos contaminantes de este último.

7. Robustez de los resultados

7.1 Cambios en la especificación del modelo

Los resultados mostrados en la Tabla 6 mantienen constante el parámetro ‘n’: número de lags en la especificación del modelo. La primera prueba de robustez consiste entonces, en variar dicho parámetro.

Se corren repeticiones de los modelos ajustados en la sección anterior: para todos los commodities de interés, y variando ‘n’ entre 1 y 10. En la Tabla 7 se muestran los resultados de dicho análisis. En dicha tabla se reportan los valores asociados de *t-stat* y *p-value*, para el coeficiente que acompaña a la corrección de largo plazo para el gas natural. Se observa que para el RFO, en todos los casos este coeficiente resulta significativamente distinto de cero, mientras que para todos los demás commodities este coeficiente no resulta significativo.

El Fuel Oil era comunmente utilizado en el pasado debido a su bajo precio. Este bajo precio es en parte consecuencia de algunas propiedades indeseables como su alta viscosidad y concentración de contaminantes (principalmente sulfuro).

En los últimos años su uso ha disminuido progresivamente, siendo reemplazado por el gas natural como consecuencia de los bajos precios de este último, y más estrictos controles ambientales de polución.

Significatividad del término de corrección, variando la cantidad de rezagos

n-lags	t-stat(α_{NG})									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Propano	-0,92	0,74	0,69	0,83	0,86	0,74	0,75	0,57	0,43	0,39
RFO	-3,02	-3,04	-2,91	3,01	-3,00	-2,98	-3,12	-3,29	-3,35	-3,34
Gas. Conv.	0,11	-0,19	0,03	-0,37	0,57	0,75	0,87	1,00	-1,06	1,23
Gasoil	0,05	0,02	0,12	0,16	0,15	0,15	0,01	-0,04	-0,19	-0,36
Heating Oil	0,45	-0,52	-0,47	-0,40	-0,58	-0,69	-0,77	-0,52	-0,77	-1,09
Kerosene	0,09	-0,24	-0,14	0,01	-0,18	-0,27	-0,42	-0,18	-0,35	-0,71

Tabla 7. Se vuelve a probar la combinación CO-NG-algún combustible, variando la cantidad de rezagos del modelo. Se encuentra que para todo $n=1\dots 10$, el valor del coeficiente de corrección para NG (que lo vuelve endógeno en la relación de largo plazo), es significativo para RFO, pero no para cualquier otro commodity.

Este resultado permite establecer un mínimo de robustez sobre la asociación entre el Residual Fuel Oil y Gas Natural, que *al menos* no contiene error de modelado inducido por la cantidad de *lags*.

7.2 Incorporando información existente en la curva de futuros

Los contratos de commodities no tienen solamente un precio *spot*, sino que existe una estructura temporal para sus precios dada por la respectiva *curva de futuros*. No todos los productos tienen contratos futuros líquidos, pero en particular el CO y el NG sí los tienen. En este caso se cuenta con datos del ‘*rolling continuo*’² de los primeros 4 contratos para ambos productos.

La pregunta que surge es si información embebida en la curva de los futuros puede ser incorporada al modelo anterior, mejorando su poder predictivo.

Como proxy de la forma de la curva de futuros, se construye la variable “pendiente” (respectivamente para CO o NG) según:

$$p_{CO/NG} = \frac{F_4}{F_1} \Big|_{CO/NG}$$

² Por ejemplo, si se está parado en el mes de abril los primeros cuatro vencimientos corresponden a los contratos con expiración en mayo, junio, julio y agosto. El precio *spot* se asocia al primer vencimiento. Una vez que expira el primer contrato, se incorpora el mes de septiembre como el contrato futuro #4, y el *spot* pasa a ser el vencimiento de mayo. Esa es la interpretación que debe darse al ‘*rolling continuo*’.

Donde F_4 es el último futuro disponible en los datos (asociado al 4to mes de vencimiento) y F_1 es el primer vencimiento (y por tanto el *spot*, es decir la variable con la que se ha trabajado hasta ahora).

En primer lugar, se verifica que tanto p_{CO} como p_{NG} causan en el sentido de Granger a sus respectivos contratos *spot*. En base a esto, se estudia que pasa con el modelo base (CO-NG-RFO) si se agrega en su especificación cada variable $p_{CO/NG}$, por separado o ambas juntas.

En la Tabla 8 se muestran los resultados al incorporar respectivamente los futuros del NG o del CO. Se aprecia que en ambos casos se agrega una relación más. Sin embargo, en el caso del NG la nueva variable incluida resulta endógena a la combinación, mientras que en el caso del CO, los futuros “endogeanizan” al spot, pero dejando finalmente a la variable p_{CO} como la fuente exógena de dinámica para el modelo (mirar significatividad de $\alpha_{CO,2}$).

Combustible	Modelo Base + Fut. NG				Modelo Base + Fut. CO			
	Coef. ECM		Significatividad		Coef. ECM		Significatividad	
	α_{i1}	α_{i2}	t-stat (α_{i2})	t-stat (α_{i2})	α_{i1}	α_{i2}	t-stat (α_{i2})	t-stat (α_{i2})
Crude Oil	0,0005	-0,0007	1,22	-1,61	-0,0015	-0,0019	-3,60	-4,58
Natural Gas	-0,0049	-0,0006	-8,03	-1,03	-0,0020	0,0009	-3,25	1,42
Residual Fuel Oil	-0,0015	0,0006	-4,64	1,79	-0,0012	0,0008	-3,62	2,40
Fut NG/CO	-0,0013	-0,0018	-3,15	-4,38	-0,0012	-0,0001	-6,98	-0,33

Tabla 8. Extensión del modelo base (CO-NG-RFO) incorporando respectivamente la pendiente de los futuros de NG y de CO. Se advierte que en el caso del NG, la variable incluida resulta endógena a la combinación, mientras que para CO, los futuros “endogeanizan” al spot, manteniendo ellos finalmente la fuente de exogeneidad del sistema.

Finalmente, se prueba el modelo base incorporando ambos futuros. Dichos resultados se muestran en la Tabla 9. Allí se observa que las relaciones encontradas son independientes, es decir obteniendo $n = 5, r = 3$. Estudiando estos resultados se aprecia que la fuente final de exogeneidad del sistema queda concentrada en los futuros, mientras que los contratos spot permanecen endógenos. El ajuste para el RFO empeora, por el contrario, al perder importancia relativa en el modelo.

	Modelo Base + Fut. CO + Fut. NG					
	Coef. ECM			Significatividad		
Combustible	α_{i1}	α_{i2}	α_{i3}	t-stat (α_{i1})	t-stat (α_{i2})	t-stat (α_{i3})
Crude Oil	-0,0014	-0,0019	-0,0009	-3,39	-4,62	-2,27
Natural Gas	0,0046	-0,0014	-0,0013	7,50	-2,37	-2,05
Residual Fuel Oil	0,0014	-0,0009	0,0004	4,13	-2,80	1,13
Fut CO	0,0001	-0,0011	0,0002	0,40	-6,93	1,08
Fut NG	0,0013	0,0003	-0,0018	3,21	0,72	-4,34

Tabla 9. Resultados para el modelo Base + Fut. CO + Fut. NG. En este modelo, se encuentra que ambos futuros mantienen la “exogeneidad” del sistema, siendo los contratos *spot* anticipados temporalmente (en el sentido de Granger), por los contratos futuros.

8. Conclusiones

En el presente trabajo se ha mostrado que los combustibles fósiles son susceptibles de ser modelados en un marco de co-integración. En este contexto, el petróleo crudo es la variable exógena por excelencia. Se encontró también que el Gas Natural es exógeno al petróleo crudo cuando son modelados de a pares, pero que existe un combustible sustituto (el Residual Fuel Oil), que logra endogeneizar al Gas Natural cuando se los modela en tríada (CO-NG-RFO).

Se mostró que esta especificación que logra la endogeneidad del NG es robusta la cantidad de rezagos en el modelo. Finalmente, se consideraron los contratos futuros (la pendiente de la curva) relacionados al CO y al NG. Se encontró que en ambos casos, incluir variables implica asimismo incluir relaciones de largo plazo, y en particular que los futuros asociados al NG resultan endógenos en la combinación, pero por el contrario para el caso del CO, el futuro “endoginiza” al *spot*, dejando en la forma de la curva de futuros la fuente de exogeneidad del sistema.

9. Bibliografía

1. Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly, Samuelson, P. A. (1965), *Industrial Management Review* 6, 41–49.
2. Option valuation with co-integrated asset prices, Duan and Pliska (2004), *Journal of Economic Dynamics and Control*
3. Forecasting accuracy of crude oil futures prices, M. Kumar, International Monetary Fund, Research Department, 1991
4. Why and when do spot prices of crude oil revert to futures prices levels? M. French, Divisions of Research & Statistics and Monetary Affairs, Federal Reserve Board
5. The predictive content of energy futures: an update on petroleum, natural gas, heating oil and gasoline. Chinn, LeBlanc & Coibion (2005), National Bureau of Economic Research.
6. The relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices, Hartley & Medlock (2007), The James Baker Institute for Public Policy, Rice University
7. Cointegrated Commodity Pricing Model, Nakashima & Ohashi (2008)
8. Cointegration and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models, Johansen, Søren, *Econometrica*, Vol.59, No.6 (Nov 1991) 1551–1580.
9. Co-integration in the Crude Oil Components and the Pricing of Crack Spread Options, Duan & Theirault (2009), National University of Singapore.
10. Serletis & Herbert, “The message in North American Energy Prices” (1999), *Energy Economics*, 21: 471-483
11. Serletis & Rangel-Ruiz, “Testing for common features in North American energy markets”, *Energy Economics*, 26 (2004): 404:414
12. Villar & Joutz, “The relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices”, *Energy Information Administration* (2006)
13. Brown, “US Natural gas prices heat up”, *Southwest Economy*, The Federal Reserve of Dallas (2003)
14. Brown & Yucel, “What drives natural gas prices?”, USAEE 26th Annual Conference (2006)