

Perspectivas energéticas en Sudamérica

Por Alejandro Mercado

Se estima que la demanda mundial de hidrocarburos crecerá en promedio entre 1,9% y 2,2% los próximos años. Debido al reducido margen, tanto en la capacidad de producción como de refinación, también son previsibles mayores presiones alcistas sobre los precios hasta finales de la presente década. Este escenario implica nuevas oportunidades para explorar y comercializar mayores volúmenes de crudo e incrementar las inversiones en nuevas capacidades de refinación; sin embargo, dependiendo del nivel y persistencia en el incremento del precio del petróleo en el mediano plazo, se espera un ciclo concurrente de inversiones en gas natural, carbón y energías renovables, que podrían reducir estas presiones sobre el precio del petróleo. Por el lado de la inversión, Latinoamérica ha vivido en el último quinquenio un escenario inédito con altos precios de materias primas, acompañado por un importante aumento en la IED. En la última década las inversiones en hidrocarburos en América del Sur superaron los US\$ 90 mil millones con importantes incrementos en reservas y producción, lo que da señales sobre la posibilidad de lograr reducir los desbalances en los mercados energéticos. No obstante, la historia nos muestra que los periodos expansivos han sido seguidos por etapas de fuerte debilidad en los derechos de propiedad y una mayor presión tributaria, que terminaron ahogando las nuevas inversiones. El relacionamiento entre el Estado y las empresas privadas, así como los cada vez más frecuentes episodios de nacionalización del capital privado en América del Sur, explican el rezago en las inversiones sectoriales en energía y la tasa subóptima de explotación de las reservas. El aprovechamiento de los recursos energéticos de América del Sur (con mutuo beneficio de sus actores) depende de la voluntad de los Estados propietarios y de los arreglos institucionales de largo plazo.

Alejandro F. Mercado es Director del Instituto de Investigaciones Socio Económicas (IISEC) de la Universidad Católica Boliviana. Es Licenciado en Economía en la Universidad Católica Boliviana, y Doctor en Economía en la Universidad Nacional de Córdoba, Argentina. Ha sido Viceministro de Planificación Económica, Consultor de Organismos Internacionales y tiene varias publicaciones de libros y artículos en revistas de economía.



En la última década, el escenario económico mundial se ha modificado sustancialmente respecto a las dos décadas precedentes, principalmente por el vigoroso crecimiento de las economías asiáticas en el rubro de manufacturas y la transición tecnológica y de servicios por parte de Estados Unidos, la Unión Europea y Japón. En este nuevo escenario, América Latina y África se han posicionado como núcleos de provisión de materias primas (commodities). Dentro de la cartera de recursos naturales, los recursos energéticos resultan ser de importancia estratégica y, como tal, constituyen uno de los fundamentos para el crecimiento y la integración económica. En esta perspectiva, América del Sur tiene un enorme potencial energético en cuanto a fuentes primarias se refiere; sin embargo, es necesario diseñar una arquitectura que permita transitar hacia la convergencia de una matriz energética regional, sustentada sobre el mutuo beneficio de un proceso de integración energética y productiva.

Si bien es difícil establecer el contrapeso de fenómenos que actualmente se están manifestando en el mercado energético mundial, en términos del efecto que pueden tener sobre las perspectivas de inversión y el desempeño macroeconómico, conviene resaltar algunos elementos:

1) La posición de cada país como exportador o importador neto de energía, juega un rol fundamental en la definición de su estrategia energética respecto a su zona de influencia y a su mercado objetivo.

2) Dado que las grandes economías a nivel mundial cada vez están más especializadas en la provisión de servicios, los incrementos en el precio del petróleo afectan a las estructuras de costo en menor medida que en la década de los 70s, permitiendo soportar, por largos períodos, el crecimiento en el precio de la energía con un menor impacto (inflación) sobre los países desarrollados.

3) Dado que las condiciones estructurales de producción del mercado petrolero no se han modificado sustancialmente en la última década, incluyendo las capacidades de refinación y de producción, es evidente que no existen los márgenes estructurales precedentes. Sin embargo, estos factores no son suficientes para explicar, por el lado de la oferta, la evolución ascendente en el precio del petróleo.

4) Los mecanismos bursátiles están amplificando el tamaño del mercado petrolero (fenómeno especulativo) más allá de las condiciones reales de producción, introduciendo distorsiones en otros mercados como ser el de commodities blandos (e.g., soja, maíz, etc.) y fenómenos de inventariación de fuentes energéticas. Ante la desaceleración de la economía de Estados Unidos (con un dólar débil), el petróleo también se está transformando en un activo especulativo y de reserva de valor, junto a otros metales preciosos (e.g. oro).

5) Los altos precios del petróleo están generando incentivos hacia la sustitución de este energético por otras fuentes primarias. Paradójicamente, de continuar los altos precios del petróleo y dado el grado de indexación de éste con el gas natural, el precio de este último podría también aumentar a niveles muy elevados, reduciendo así su grado efectivo de penetración.

6) Los precios del petróleo también están incentivando el desarrollo de las energías renovables. Se espera un notable incremento de su participación en la matriz energética mundial, en la medida en que el desarrollo tecnológico permita mejorar su rendimiento y abaratar sus costos relativos.

7) La capacidad real de swiching a nivel mundial es limitada, tanto en el corto como en el mediano plazo. Es decir, existe un cuello de botella en la capacidad tecnológica real para realizar cambios en las fuentes primarias de uso energético ante incrementos en los precios de referencia de la energía.

8) En términos de inversiones y de procesos de integración energética, los altos precios del petróleo están generando también incentivos diversos. Por un lado existen incentivos a realizar nuevas inversiones en el upstream, pero, al mismo tiempo, los altos precios podrían eventualmente llegar a desincentivar las inversiones en refinación. Por otro lado, uno de los principales objetivos en un proceso de integración energética es la estabilidad, tanto en el aprovisionamiento del recurso como en los precios de comercialización. En este sentido existe un trade off, para países exportadores netos de petróleo, entre integrarse o aprovechar los precios altos de coyuntura.

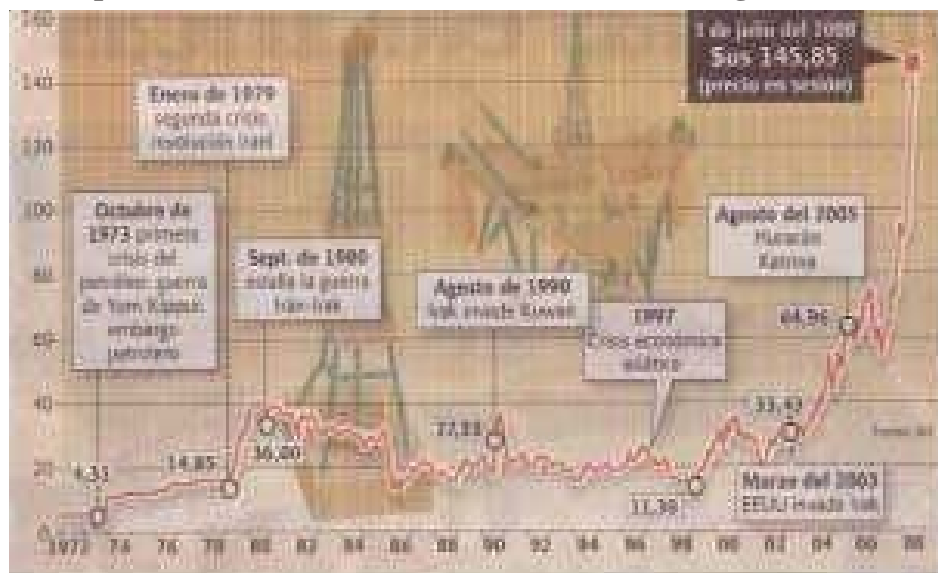
El proceso de integración energética se asienta sobre las capacidades de infraestructura y sobre la base de una fuente energética que permite efectivizar su implementación. Las fuerzas del mercado, a través de los precios, van introduciendo incentivos diversos que responden a fenómenos políticos, geopolíticos y económicos (e.g. desaceleración de Estados Unidos, el alto crecimiento de China e India, etc.).

Sin embargo, el relacionamiento entre el Estado y las empresas privadas, así como los cada vez más frecuentes episodios de nacionalización del capital privado en América del Sur, explican el rezago en las inversiones sectoriales en energía y la tasa subóptima de explotación de las reservas. El aprovechamiento de los recursos energéticos de América del Sur (con mutuo beneficio de sus actores) depende de la voluntad de los Estados propietarios y de los arreglos institucionales de largo plazo.

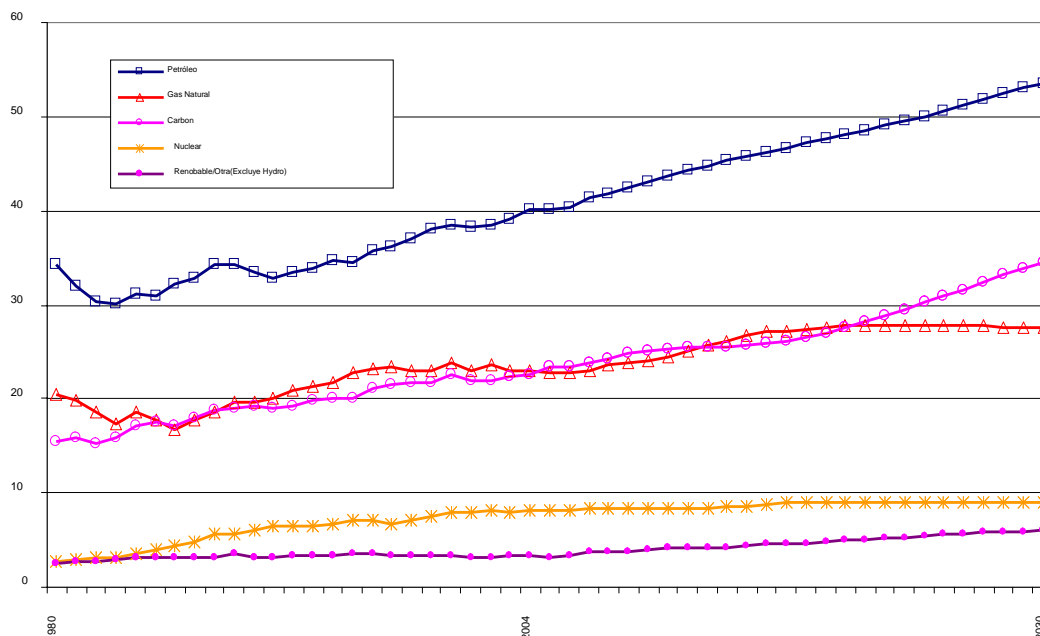
Crecimiento Mundial del Mercado Petrolero

Según el Internacional Energy Outlook (IEO) 2007, el consumo mundial total de energía aumentaría de 447 cuatrillones de Btu en 2004 a 559 cuatrillones de Btu en 2015 y 702 cuatrillones de Btu en 2030 (que equivale a un 57% de incremento). Este crecimiento de la demanda vendría dado principalmente por un crecimiento medio en la región no OCDE de 2.6% durante el período 2004-2030. La mayoría de las economías de la región OCDE se pueden catalogar como desarrolladas y de crecimiento demográfico lento, por lo tanto se espera que su consumo energético crezca en promedio 0.8% por año entre 2004-2030. Mientras que las economías no OCDE (menos desarrolladas) se estima que aumentarán su consumo energético anual a una tasa superior, superando el consumo de la región OCDE entre 2010-2012).

Precio promedio mensual en \$us. en Nueva York del lighth sweet crude



Consumo de Energía Cuatrillones de BTU



En la región no OCDE de América del Sur se estima un crecimiento en el consumo energético anual de 2.4%. Argentina posee alrededor de 2,700 millones de barriles en reservas probadas de crudo y aunque su producción está declinando, aún mantiene su posición como tercer productor de crudo en Latinoamérica. Las exportaciones de Argentina están principalmente destinadas hacia Chile y Brasil. En 2007, el PIB de Argentina creció a 7.9%, con un aumento en su demanda energética soportada por importaciones de gas natural de Bolivia.

Bolivia es un país cuyas reservas hidrocarburíferas son ricas en gas natural. A nivel regional se constituye como la segunda reserva de América del Sur; sin embargo, el país tiene problemas domésticos de abastecimiento en

hidrocarburos líquidos y ha encarado en los últimos años reformas institucionales complejas y poco amigables para las inversiones.

Brasil (el décimo consumidor mundial de petróleo) posee 10,600 millones de barriles de reservas probadas de crudos (sin tomar en cuenta los importantes descubrimientos de petróleo realizados en el 2007 y 2008). La producción de crudo ha crecido en los últimos años y aún cuando el país es todavía un importador neto, se espera que Brasil pudiera convertirse en exportador en el mediano plazo.

Colombia posee 1,540 millones de barriles en reservas probadas de crudo (quinto proveedor de Latinoamérica), sus reservas, al igual que su producción, han venido declinando en los últimos años, por lo que en el mediano plazo podría convertirse en importador neto de petróleo y derivados.

El enfoque de los “fundamentales” se basa en la definición de criterios estructurales del mercado, que se utilizan para la construcción de un pronóstico de precios. Para los fines este análisis planteamos tres escenarios del mercado de crudo. La metodología de análisis se aplica sobre el precio de crudos y productos marcadores que son aquellos que reportan cotizaciones diarias en el mercado de fuentes internacionales.

Perspectivas de Precios

Aplicaremos dos metodologías alternativas que nos permitirán contrastar el desempeño de los precios en el mercado de crudo. La primera metodología nos permite, a través del análisis del enfoque de “fundamentales” del mercado, definir una evolución de la serie de precios que responde a las características estructurales del mercado. De manera alternativa realizamos un análisis de coyuntura de precios basada en métodos econométricos de descomposición de series de tiempo.

Análisis de Fundamentals

1. Para cada país evaluado se identifica un crudo representativo de sus reservas, tomando en cuenta la calidad y el volumen de exportación.
2. Se identifican los mercados donde cada crudo tiene mayor participación, como criterio proxy de competitividad en ese mercado.
3. Para los diferentes mercados se identifican los crudos competidores, los que tienen mayor participación en ese mercado y sus marcadores de precios.
4. Se analizan los diferenciales de precios históricos de productos en diferentes mercados y se construyen los precios pronóstico.
5. Se calcula los diferenciales de calidad, es decir el valor que produce cada crudo en términos de los productos que genera una vez refinado.
6. Se estiman los costos de transporte de cada crudo hacia mercados de referencia.
7. Se estima los costos de comercialización y seguridad de suministro.
8. Se determina el precio pronóstico FOB para cada crudo evaluado.

CUADRO 1: ESCENARIOS VOLUMÉTRICOS

DEMANDA ALTA

Demanda: Incremento anual promedio de 1,89 mmbd = 2.2%

Suministro no OPEP: Incremento anual promedio de 1.199 mmbd = 2%

OPEP máxima capacidad = 3,19 mmbd

DEMANDA MEDIA

Demanda: Incremento anual promedio de 1,759 mmbd = 2.0%

Suministro no OPEP: Incremento anual promedio de 1.99 mmbd = 2%

OPEP máxima capacidad = 3,2 mmbd

DEMANDA BAJA

Demanda: Incremento anual promedio de 1,649 mmbd = 1.9%

Suministro no OPEP: Incremento anual promedio de 1.99 mmbd = 2%

OPEP máxima capacidad = 3,2 mmbd

Fuente: Elaboración propia en base al IEA

CUADRO 2: PRECIOS DE CRUDO PROMEDIO

	PRECIOS DE MERCADO (\$us/Bbl)						PRECIOS PRONOSTICADOS (\$us/bbl)				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Escenarios de demanda alta											
WTI	26	31	41	58	65	65	60	60	58	55	50
MAYA	21	24	30	42	49	49	45	45	44	40	40
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	81	81	75	75	74	70	70
Escenarios de demanda medio											
WTI	26	31	41	58	60	55	55	55	55	50	45
MAYA	21	24	30	42	45	41	41	41	41	35	35
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	75	69	69	69	69	65	65
Escenarios de demanda baja											
WTI	26	31	41	58	55	50	45	45	45	40	40
MAYA	21	24	30	42	41	33	34	34	34	30	30
Gasolina regulada convencional	30	37	50	73	69	63	56	56	56	50	50

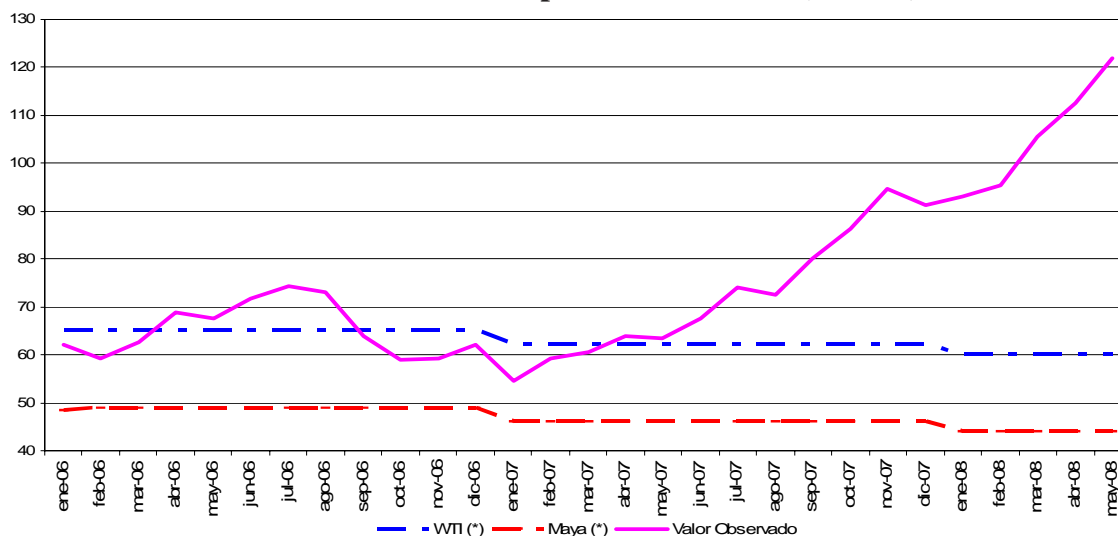
Fuente: Elaboración propia en base al AIE

CUADRO 3: COSTOS DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Pais	Reservas probadas mmb	Costos de exploración y desarrollo	Costos de producción	Oleoductos transporte interno	Total \$us/bbl
Arabia Sadita	261,90	1,50	1,50	0,30	3,30
Brasil	10,60	3,80	3,20	0,30	7,30
Canada	178,00	8,00	3,80	0,30	12,10
Oil sands			11,00	0,30	11,30
Colombia	1,54	4,00	2,50	2,50	7,30
Ecuador	4,60	4,00	2,50	0,80	7,30
Irak	115,00	2,30	1,50	0,30	4,10
México	15,70	5,00	4,40	0,30	9,70
Nigeria	32,20	3,00	2,30	0,30	5,60
Venezuela	77,00	1,20	3,40	0,20	4,80
Extra pesado/Bitumen	270,00	2,00	2,50		6,50

Fuente: Elaboración propia en base al AIE

Precios Marcadores por Fundamentales (\$us/bbl)



El resultado de aplicar la metodología propuesta para el crudo marcador Maya (mexicano) y para el WTI se la tiene en el gráfico. De manera adicional mostramos la evolución (valor observado) del WTI (enero 2006 – mayo 2008), donde se observa cómo el valor de mercado del WTI excede el valor del precio calculado por fundamentales.

Los criterios fundamentales apuntan a señalar que la demanda mundial de crudo crecerá entre 1.9% y 2.2% para el período 2007-2010. Este desempeño es atribuible, como ya dijimos, al enorme crecimiento en los requerimientos energéticos principalmente por parte de China, India y Estados Unidos. También tomamos en cuenta la demanda esperada, en base al crecimiento de la producción no OPEP y producción OPEP que permitirían mantener un balance positivo.

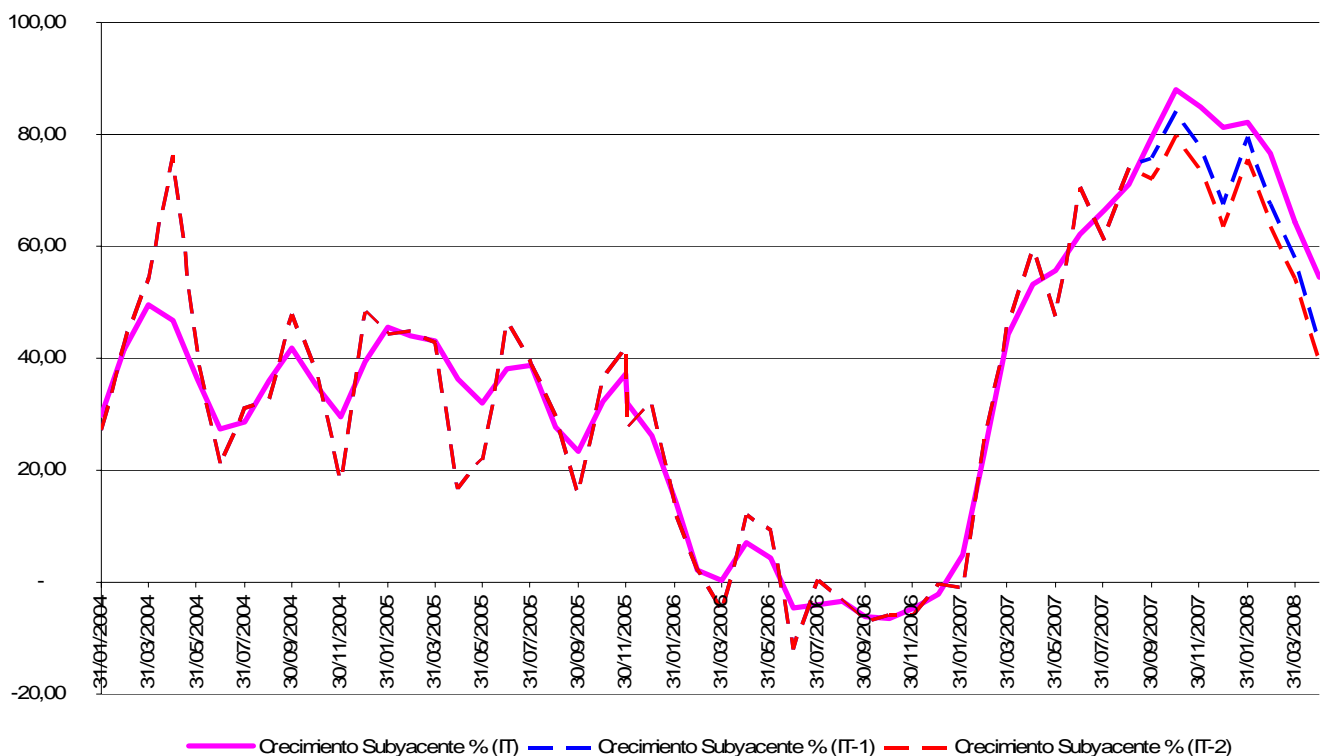
Análisis de coyuntura

Partimos del hecho que una serie temporal (e.g. precios del petróleo) presenta oscilaciones de escaso interés económico que deben eliminarse para poder detectar la señal verdadera contenida en los datos. Se trata, en definitiva, de extraer la señal tendencia-ciclo de dichas series. Sin embargo, para que esta señal sea lo más pura posible, también deben corregirse los efectos provenientes de outliers y otros efectos externos.

Especificando el proceso generador de cada una de las series objeto de estudio, esto es, identificando el proceso subyacente a cada una de ellas, pueden aislarse los distintos componentes de las series, reteniendo el componente tendencia-ciclo (evolución subyacente). Este enfoque cuantitativo permite predecir valores futuros de la serie original como del componente esencial de la misma (crecimiento subyacente).

La metodología que aplicaremos consta de cuatro etapas: (1) identificación del modelo subyacente de la serie, (2) estimación, (3) chequeo y (4) predicción. En la primera etapa se define el modelo concreto susceptible de haber generado la serie. Una vez identificado el modelo se procederá a estimar los parámetros del mismo, efectuar el chequeo estadístico y, finalmente, obtener predicciones para valores futuros

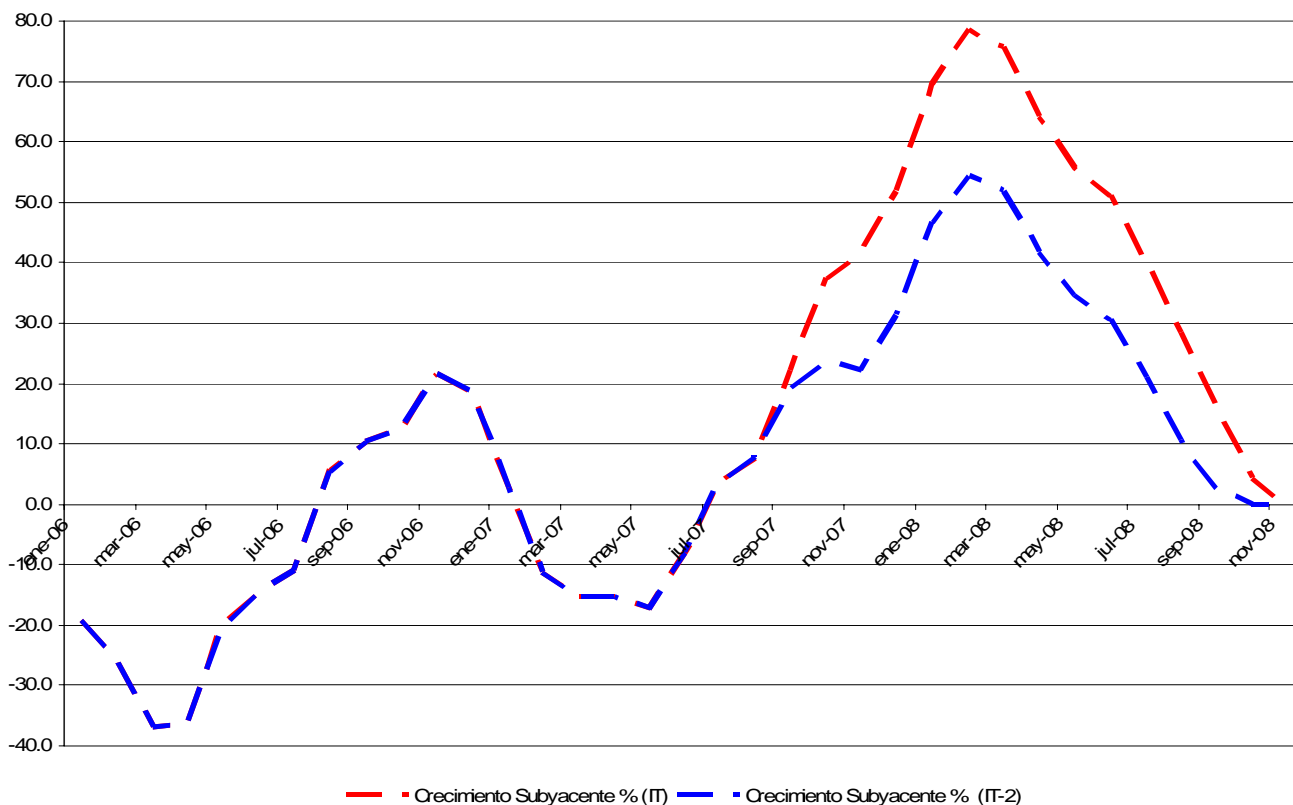
WTI – Crecimiento Subyacente (\$us/bbl)



Model Information WTI

Information on Models	Model 1 (Tramo-Seats)
Time Span (n° of obs)	JAN1991 - MAY2008 (209)
Method	Tramo/Seats
PRE-ADJUSTMENT	
Transformation	Logarithm
Mean Correction	Yes
Mean t-value	2.26 [-1.972, 1.972] 5%
Correction for Trading Day Effects	Nbne
Correction for Easter Effect	Nbne
Correction for Outliers	Autom.:AQ,LS,TC; 1 Outlier(s) fixed
Critical t-value	3.20
AOCT2004 t-value	3.65 [-1.972, 1.972] 5%
Corr. for Missing Obs	Nbne
Corr. for Other Regr. Effects	Nbne
Specif. of the ARIMA model	(0 1 1)(0 1 1) (fixed)
Nbn-seas MA (lag 1) value	0.05
Nbn-seas MA (lag 1) t-value	1.44 [-1.972, 1.972] 5%
Seasonal MA (lag 12) value	-0.99
Seasonal MA (lag 12) t-value	1.44 [-1.972, 1.972] 5%
Method of Estimation	Exact Maximum Likelihood
DECOMPOSITION	
ARIMA Decomposition	Exact
Seasonality	Seasonal model used

Henry Hub – Crecimiento Subyacente (\$us/MMBTU)



Model Information Henry Hub

Information on Models	Model 1 (Tramo-Seats)
Time Span (n° of obs)	JAN1991 - MAY2008 (209)
Method	Tramo/Seats
PRE-ADJUSTMENT	
Transformation	Logarithm
Mean Correction	None
Correction for Trading Day Effects	None
Correction for Easter Effect	None
Correction for Outliers	Autom.:AQ,LS,TC; 8 Outlier(s) fixed
Critical t-value	3.20
AO FEB1996 t-value	5.65 [-1.972, 1.972] 5%
TC DEC2000 t-value	4.85 [-1.972, 1.972] 5%
AO DEC2005 t-value	4.68 [-1.972, 1.972] 5%
TC SEP2006 t-value	-4.22 [-1.972, 1.972] 5%
AO FEB2003 t-value	4.06 [-1.972, 1.972] 5%
TC SEP2001 t-value	-3.21 [-1.972, 1.972] 5%
LS FEB1997 t-value	-3.12 [-1.972, 1.972] 5%
LS DEC2003 t-value	2.93 [-1.972, 1.972] 5%
Corr. for Missing Obs	None
Corr. for Other Regr. Effects	None
Specif. of the ARIMA model	(0 1 1)(0 0 0) (fixed)
Non-seas MA (lag 1) value	0.17
Non-seas MA (lag 1) t-value	2.49 [-1.972, 1.972] 5%
Method of Estimation	Exact Maximum Likelihood
DECOMPOSITION	
ARIMA Decomposition	Exact
Seasonality	Non-seasonal model used

La evolución subyacente, nos permite apreciar que ambos precios se encuentran en una fase de robusto crecimiento y que existe un alto grado de cointegración entre ellas, sobretodo el último año. La serie del precio WTI tiene un crecimiento actual de 54.51% (mayo de 2008), mientras que en mayo de 2007 la serie crecía a una tasa de 53.26% (y en mayo de 2006 a una tasa de 7.12%), es decir que la serie viene acelerándose de manera sostenida

Por su parte, el precio del HH en mayo de 2007 mostraba una tasa de crecimiento de -17.30% (desaceleración) y se podría suponer que el efecto de los altos precios del petróleo estaba sesgando la cartera de inversión hacia proyectos muy rentables en el sector petrolero. Sin embargo, en mayo del 2008 la serie del HH muestra una tasa de crecimiento de 55.79% y es posible que la persistencia de los altos precios del petróleo haya encarecido en tal medida los costos de producción de sectores intensivos en consumo de energético y que ello esté configurando un nuevo perfil inversor alineado hacia un proceso gradual de swich entre gas natural y petróleo.

Respecto a las perspectivas de crecimiento de mediano plazo de ambas series de tiempo, podemos concluir que es probable que la aceleración continúe robusta por lo menos un período de seis meses más, aunque a una tasa ligeramente descendente. La inercia actual es de 46.3% (con un crecimiento subyacente de 54.51%), mientras que un retardo en la base informativa vemos una inercia de 43.97% (crecimiento subyacente de 42.79%).

Las perspectivas de mediano plazo del HH son superiores a las de WTI, es decir que la inercia del HH permite pronosticar una mayor aceleración en el crecimiento de la serie. La inercia actual es de 51.06% (para un crecimiento subyacente de 55.79%), mientras que hace dos meses la inercia era de 30.55% (crecimiento subyacente de 34.69%).

Las perspectivas del precio del WTI muestran que la serie se está acelerando en el medio plazo. El pronóstico es que para finales de este año el precio del WTI sea en promedio de 123.95 \$us/bbl (pudiendo alcanzar un valor de hasta 147.84 \$us/bbl) y un valor máximo de 171.79 \$us/bbl para mayo de 2009 con un valor de convergencia a mayo de 2010 de 250.87 \$us/bbl. Para el HH se espera un precio promedio de 10.47 \$us/mmBTU para 2008 con un valor de convergencia al 2010 de entre 15-18 \$us/mmBTU (que depende de la evolución efectiva del precio del petróleo)

Reflexiones finales

Se estima que la demanda mundial de hidrocarburos crecerá en promedio entre 1,9% y 2,2% los próximos años. Debido al reducido margen, tanto en la capacidad de producción como de refinación, también son previsibles mayores presiones alcistas sobre los precios hasta finales de la presente década. Este escenario implica nuevas oportunidades para explorar y comercializar mayores volúmenes de crudo e incrementar las inversiones en nuevas capacidades de refinación; sin embargo, dependiendo del nivel y persistencia en el incremento del precio del petróleo en el mediano plazo, se espera un ciclo concurrente de inversiones en gas natural, carbón y energías renovables, que podrían reducir estas presiones sobre el precio del petróleo.

Por el lado de la demanda es evidente que la brecha energética se está acentuando a nivel mundial, tanto por la participación de nuevos actores emergentes como por factores políticos y geopolíticos. La brecha en Estados Unidos podría aumentar en más del 50 por ciento para el 2020 y, en la misma magnitud, a nivel hemisférico. Este desbalance requeriría que América del Sur busque la manera de aumentar sus exportaciones en más del 300 por ciento con el propósito de reducir esta brecha. Se estima que las reservas de los países andinos presentan un potencial muy importante que les permitiría aumentar su producción en un 225% hasta el 2020.

Por el lado de la inversión, Latinoamérica ha vivido en el último quinquenio un escenario inédito con altos precios de materias primas, acompañado por un importante aumento en la IED. En la última década las inversiones en hidrocarburos en América del Sur superaron los US\$ 90 mil millones con importantes incrementos en reservas y producción, lo que da señales sobre la posibilidad de lograr reducir los desbalances en los mercados energéticos. No obstante, la historia nos muestra que los periodos expansivos han sido seguidos por etapas de fuerte debilidad en los derechos de propiedad y una mayor presión tributaria, que terminaron ahogando las nuevas inversiones.

Pese que en los últimos dos años se hizo mucha propaganda sobre los procesos de integración energética, los avances en tales procesos fueron casi inexistentes, en tanto que los países exportadores de energéticos mantuvieron sus agendas separadas. En un principio Brasil apoyó, por lo menos en la retórica, las propuestas de integración. Posteriormente se habría retirado de tales emprendimientos, así, por ejemplo, la propuesta venezolana para la construcción del Gran Gasoducto del Sur, que conectaría Venezuela, Brasil, Argentina y Bolivia, quedó congelada. Por su parte, Chile, la economía más dinámica de la región, apuesta a fuentes de energía interna y de ultramar.

Mucho se ha especulado respecto a que los procesos de integración energética tendrían un gran impulso por el perfil de varios gobiernos de la región, dado que las empresas transnacionales, que solamente veían sus propios intereses, habrían frenado