

PERSPECTIVAS DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO EN EL MERCADO INTERNACIONAL

Ing. Víctor Bravo
vbravo@fundacionbariloche.org.ar
Lic. Economía Gonzalo Bravo
gbravo@fundacionbariloche.org.ar

Documento de Trabajo

Departamento de Economía Energética

Documento de Trabajo | Septiembre 2013

Este trabajo es fruto de investigaciones internas realizadas por el (los) autor(es). Las opiniones vertidas en este trabajo son, sin embargo, responsabilidad exclusiva del (de los) autor(es) y de ningún modo pretenden reflejar las de la Institución.

Copyright © (2013) Fundación Bariloche. Todos los derechos reservados. Pequeñas secciones de este trabajo, que no excedan de dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización previa de Fundación Bariloche, siempre y cuando se cite a plenitud la fuente, incluido el símbolo ©.

www.fundacionbariloche.org.ar

Av. Bustillo 9500 - (R8402AGP) S.C. de Bariloche - Río Negro - Argentina - Tel. / Fax: (54-294) 446-2500
Piedras 482 - Piso 2º H - (C1070AAJ) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Argentina - Tel. / Fax: (54-11) 4331-2021/23

INDICE

	PÁG.
INTRODUCCIÓN	1
1. CONSIDERACIONES GENERALES	1
2. LA ESPECULACIÓN	6
3. LOS ESCENARIOS	16
3.1. Escenario de disminución de precios.....	17
3.2. Escenario de aumento de precios.....	19
3.3. Escenario de precios estables en el mediano y largo plazo	20
4. SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO	21
5. PRECIOS INTERNACIONALES PETRÓLEO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS 2013-2035	23
5.1. Datos	23
5.1.1. Evolución de Inversiones en Exploración y Desarrollo del Mundo: Período 1982-2012.	23
5.1.2. Evolución de Producción del Mundo entre 1982 y 2012 (10 ⁶ bl/día)	25
5.1.3. Evolución de los precios del crudo (WTI) entre 1982 y 2012 (U\$S 2012/bl).....	26
5.2. Proyecciones de la Producción Mundial de Petróleo.....	26
5.2.1. De la Producción Mundial de Petróleo entre 2013 y 2035 (10 ⁶ bl/día) Escenario de “Máxima”	27
5.2.2. De la producción mundial de petróleo entre 2013 y 2035 (10 ⁶ bl/día) Escenario de “Mínima”	27
5.2.3. Datos de Inversión en Exploración y Desarrollo 2013-2035:.....	28
5.3. Valor histórico de la Inversión en Exploración y Desarrollo para crear la Capacidad de Producción Mundial entre 1982 y 2007	28
5.4. Hacer lo mismo para la proyección que en 3.....	28
5.5. Comparar las (Inversiones/bl-día) históricas y las Proyectadas	29
5.6. Este mismo incremento debería aplicarse al precio medio histórico	29
5.7. Los valores se estimarán para los años 2013 a 2035.....	29
5.8. Esquema de Cálculo	29
6. PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) Y DEL CARBÓN MINERAL (CM)	33
7. ESCENARIO DE PRECIOS Y DE CONSUMO DE ENERGÍAS	37

PERSPECTIVAS DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO EN EL MERCADO INTERNACIONAL

INTRODUCCIÓN

En el presente documento se presentan estimaciones respecto a la perspectiva de los precios mundiales de petróleo. El ejercicio supone una reflexión que enmarca las cifras estimadas, destacándose la muy fuerte dificultad en arribar a valores objetivos, en función de la naturaleza del mercado petrolero y los determinantes de las variaciones de precios.

- En primer lugar se formula un conjunto de consideraciones generales, enfatizando actores y roles.
- Luego se presenta una sección referida al fenómeno de la especulación en el mercado, ilustrada con variadas citas del período 2008 y la actualidad.
- En tercer lugar se analizan tres escenarios conceptuales posibles para la evolución de los precios futuros del petróleo en el mercado internacional - disminución, aumento y estabilidad - a mediano y largo plazo.
- Se incluye una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, considerando 2 hipótesis contrastadas de precios “altos” y otra de precio “bajos” que dan lugar a los dos Escenarios de precios propuestos. Siendo el del petróleo el precio director de la energía, de su proyección se deducirán precios para el Gas Natural Licuado y el Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2012.

1. CONSIDERACIONES GENERALES

(La información numérica del mercado petrolero para los países y regiones ha sido tomada de varios números de la BP Statistical Review of World Energy hasta el del mes de junio del 2013)

- i) Prever la evolución futura de los precios del petróleo en el mercado internacional implica considerar escenarios posibles, donde no es la racionalidad económica el elemento principal de los mismos, como lo demuestra el comportamiento de esos precios en los últimos cuarenta años.

Factores políticos imprevisibles han influido en el pasado y siguen influyendo hoy sobre la volatilidad de los precios del crudo y no está claro si han sido consecuencia o causa del comportamiento de los actores que predominaron en el negocio.

Tampoco existe ningún modelo econométrico que explique con certeza la evolución de los precios del crudo en el pasado, más allá de las innumerables variables que en ellos se incluyan.

- ii) Sí es cierto que hoy en el mercado petrolero internacional actúan más actores que en el pasado y la oferta está mucho más diversificada. De todas maneras el peso de cada uno de los actores no es el mismo y la fuerza de algunos consumidores es también diferente.

Hoy la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), con claro predominio de Arabia Saudita, pese a la concertación de producción de 1999-2005-2008, no parece

estar suficientemente consolidada como para presentar hacia el futuro, un frente sólido y coherente.

La Comunidad de Estados Independientes (CEI) y fundamentalmente Rusia, evidenciaban, hasta hace unos pocos años, grandes problemas para mantener o acrecentar su producción por falta de recursos económicos y tecnológicos, pero desde mediados del 2000 se observaba una recuperación respecto de los valores anteriores a 1991 que ha llevado a la CEI nuevamente a los primeros planos como productor y exportador especialmente hacia el mercado europeo.

México se debate entre la estrategia de los países de la OCDE adonde se incorporó en 1994 y los países de OPEP, particularmente Venezuela y Arabia Saudita

China ha pasado a ser un importante país importador debido a un crecimiento muy superior de su consumo respecto de su producción.

EEUU incrementa su nivel de importaciones ya que mientras cae su producción, se eleva su consumo, particularmente de las naftas por el bajo precio interno de las mismas. Esto parece querer revertirse con la explotación de los yacimientos de Shale gas y en menor medida de Shale oil La Agencia Internacional de Energía en su último informe aventura que EEUU se convertirá en exportador neto de petróleo para el año 2030. Pero los montos de inversión, muy altos, que requieren estas explotaciones, la rápida declinación de los pozos sometidos a fracturación múltiple, más los problemas ambientales, aconseja esperar unos años antes de tomar posiciones definitivas.-

Los países de Europa Occidental, pese a los importantes aportes de Noruega y Gran Bretaña, continúan importando casi el 70% de su consumo.

- iii) Por el lado de los consumidores, lo más notable fue, la expansión de los países de Asia, en especial China. Pero más allá de este panorama EEUU, por el lado de los consumidores, (especialmente por su presencia militar en el Golfo Pérsico luego de las Guerras de 1991-2003 con Irak y la crisis económica que ha provocado desde mediados del 2008 con sus desequilibrios presupuestario y de comercio exterior), China y Arabia Saudita por el lado de OPEP, parecen ser las fuerzas con mayor influencia en cuanto a las decisiones fundamentales del mercado.
- iv) Otro factor, casi estructural, es el uso de los papeles petroleros a veces más como medio de especulación financiera que como seguro de precios, independientemente de las disponibilidades físicas del producto, lo cual introduce un elemento adicional y fundamentalmente distorsionador del comportamiento del mercado.
- v) Por otra parte los países desarrollados han bajado fuertemente, desde 1980, la intensidad petrolera, tanto por medidas del uso racional de la energía, incluida la sustitución especialmente por Gas Natural y por cambios estructurales en su economía, como por cambios tecnológicos, y estas políticas han disminuido el consumo de petróleo o atemperado la tasa de crecimiento que presentaba en el pasado. De todos modos entre el 2003 y el 2007 han vuelto a incrementar su consumo. Pero desde mediados del 2008 hasta el 2011 tiende a disminuir en valores absolutos. (Entre 2005 y 2011 el consumo de estos países ha caído a una tasa del 1,4% a.a).
- vi) Por el lado de la oferta, ha disminuido el aporte de yacimientos considerados de alto costo, como los del Mar del Norte (Entre el 2005 y el 2011 la caída ha sido de casi el 7% a.a.). Esta situación parecería explicarse por una importante declinación de sus reservorios. En definitiva, la cuestión no es tan sencilla como desearían algunos analistas. Estos dicen que un aumento del consumo se refleja en una elevación de los

precios y de la producción, que puede generar sobreoferta que luego deprime los precios. Frente a esto los productores tienden a disminuir la producción para que vuelvan a subir los precios, mientras los consumidores intentan defenderse bajando el consumo o recurriendo a los stocks.

Por ejemplo, los países de OPEP, acuciados por graves problemas presupuestarios o la CEI necesitada de divisas, han incrementado en muchas oportunidades la producción en períodos de sobreoferta y precios en baja, procurando compensar sus ingresos por el lado de los volúmenes más que de los precios utilizando la misma racionalidad que los países exportadores de productos agrícolas.

Por esta razón tampoco durante muchos años los países de OPEP han respetado sus cuotas de producción tendientes a morigerar o detener la caída de los precios, especialmente luego que Arabia Saudita (representa aproximadamente el 30% del aporte) se negara a actuar como variable de ajuste. Pero en 1998 varios países de OPEP pusieron en práctica una estrategia inédita para sostener los muy alicaídos precios del crudo, comprometerse, junto con 6 países productores NO OPEP (entre ellos México, Noruega y Rusia) a reducir casi el 10% la oferta del crudo que producen para así equilibrarla con la demanda y han reiterado la estrategia - parecería que esta vez con éxito - entre marzo de 1999 y 2004, y desde fines del 2007 y principios del 2008 para luego ser únicamente OPEP, a veces acompañada por Rusia, la dedicada a regular su oferta, subiendo o disminuyendo sus cuotas de producción.

vii) Otro elemento fundamental en la relación de fuerzas es la brecha existente en las principales compañías petroleras multinacionales entre los requerimientos de sus destilerías y la producción de petróleo propia, que con anterioridad a 1986 superaba esos requerimientos y que en el 2011 apenas llega al 64,5%. Esta situación las obligó a pasar de vendedores a compradores de crudo en el mercado y a intensificar la formalización de contratos de asociación con libre disponibilidad del petróleo. Con esta última estrategia las "mayores" llegaban a abastecer los requerimientos de crudo de sus destilerías.

viii) Por otra parte los grandes países exportadores no tienen integrada la cadena de actividades petroleras y carecen de suficiente capacidad de destilación (para exportar derivados en lugar de crudo), de transporte y de presencia comercial en las estaciones de expendio en los países consumidores.

Pero no puede dejar de tenerse en cuenta que los países de OPEP poseían en el año 2011 el 72,4% de las reservas y 91,5 años de duración de las mismas (que por otro lado también son las de menor costo de producción), frente a 19,5 años de duración de las reservas de los países de OCDE, excluido México.

ix) Otro elemento que no llegó a ejercer influencia sobre la evolución del mercado petrolero mundial fue la tendencia a la desregulación y privatización de las empresas petroleras estatales en algunos países y la asociación con las multinacionales en otros.

Es que en ninguna de las principales compañías estatales más importantes (incluidas las de China y CEI) existieron previsiones para su privatización y esto implica el 77% de las Reservas, el 58,9% de la Producción y el 60% de la exportación de petróleo crudo del mundo.

Es decir que la desregulación y/o privatización total sólo se llegó a efectuar en empresas estatales de países con escaso peso en el mercado internacional.

En cambio la asociación de las principales empresas estatales petroleras con compañías privadas probablemente se ha intensificado, especialmente en las áreas de exploración - producción, pero la misma no ha venido necesariamente acompañada de transferencias de tecnología y gestión (salvo en el caso de China) y de la participación de las empresas estatales en las actividades de refinación y comercialización (estaciones de servicio) de las compañías multinacionales en los países desarrollados, y esta situación lleva a que subsistan focos de conflicto por desequilibrio de fuerzas.

Inclusive en varios países productores exportadores de América Latina (Venezuela, Ecuador, Bolivia) se había, entre los años 2005 a 2010 negociado con contratistas privados multinacionales la reconversión de concesiones o contratos especiales a otros más favorables para los países mencionados.

- x) Pero, por otra parte, el aporte de inversiones extranjeras (en aquellos países de OPEP donde operan empresas estatales), destinadas a exploración y desarrollo de yacimientos, podría ser otro foco de conflictos en el seno de esa organización especialmente en lo referente al cumplimiento de cuotas restrictivas de los niveles de producción, medidas incompatibles con la participación de empresas privadas en upstream. Venezuela fue un buen ejemplo de esta problemática hasta la asunción del presidente Chávez.
- xi) No puede dejar de mencionarse también la fusión entre empresas petroleras incluso entre las “Mayores”, como ha sido el caso de la BP y AMOCO que luego absorbieron a ARCO, la de las soviéticas YUKOS y Sibneft y la de TOTAL – PETROFINA – ELF y la de Chevron-Texaco. Incluso en el 2009 la compra por la canadiense Suncor Energy por su competidora, también canadiense, PetroCanadá. Esta estrategia empresarial se da también en los países periféricos y se explica en la búsqueda de mayor eficiencia operativa para bajar costos y recuperar ganancias.

Si bien no se trata de una fusión entre empresas merece mencionarse el convenio, firmado en el mes de junio del año 2013, entre la estatal Rosneft, la mayor petrolera rusa, y su par china CNPC para suministrarle hidrocarburos durante los próximos 25 años a China. El acuerdo entre las dos potencias representa la extraordinaria cifra de US\$ 270 mil millones y estipula además una colaboración mutua en la explotación de yacimientos tanto de petróleo como de gas, que incluye el preciado sector ruso del Ártico.

- xii) La muy fuerte elevación de los precios del crudo producida desde el año 2005 y hasta el tercer trimestre del año 2008, provocada en gran medida por la especulación financiera con los papeles petroleros, fue sucedida por la brutal caída de los mismos desde esa fecha y hasta el primer trimestre del año 2009, generada por la crisis económica mundial. Esta tendencia se volvió a revertir posteriormente y los precios a fines del año 2012 estaban en los niveles del año 2008 empujados esencialmente por China y otros países emergentes como India.
- xiii) El Petróleo y el Gas Natural “No Convencionales”

Algunos países tienen unas enormes reservas de petróleo y de gas que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera entraba en sus planes hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente y a precios lo suficientemente razonables. El shale oil y el shale gas, sus nombres en inglés (en castellano reciben otros como arenas bituminosas, petróleo y gas de esquisto, gas pizarra...) pueden acabar revolucionando el mapa energético mundial. Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos

345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 10% del total de las reservas de crudo del globo. Y también con casi 7.300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que ya suponen un vuelco para la concepción del futuro de las energías fósiles (suponen incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural) y que, además, pueden quedarse muy cortas en relación a las reservas reales de shale con que cuenta el planeta. Y es que el informe de la Administración de Información de Energía de EEUU (EIA, por sus siglas en inglés) considera las reservas presentes únicamente en 42 países, sólo contempla los recursos que pueden ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, deja fuera otros yacimientos potenciales que se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos. Las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (fracking) y de perforación horizontal están sirviendo para descubrir nuevos yacimientos de crudo y de gas atrapados en la roca. Pero podría haber mucho más. Las enormes reservas detectadas pueden ser la puerta para una revolución del sector energético, pero aún hay que acoger con cautela que todas ellas pueden ser realmente explotadas en el futuro. "El informe muestra un potencial significativo a escala internacional del petróleo y el gas no convencionales. Pero aún no está claro en qué medida los recursos técnicamente recuperables también son aprovechables en términos económicos", apunta Adam Sieminski, director de la EIA.

xiv) Un nuevo mapa energético mundial

Las nuevas reservas pueden impulsar un giro en el statu quo de la energía mundial. Hoy por hoy, tan sólo Estados Unidos y Canadá explotan sus reservas de gas y crudo no convencionales con volúmenes realmente comerciales. Y están llamados a ser protagonistas de este boom de los nuevos hidrocarburos. Estados Unidos parece que será el gran beneficiado. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ya pintó hace unos meses un nuevo escenario global en que gracias a sus reservas no convencionales EEUU se convertirá en 2015 en el mayor productor mundial de gas natural y en 2017 también sería líder en producción de petróleo. Pero otros países que aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales pueden convertirse también en gigantes globales en este nuevo negocio. La gran potencia del crudo no convencional hoy es Estados Unidos, pero Rusia le supera ampliamente por sus reservas de petróleo de esquisto. El gigante ruso concentra una quinta parte de todas las reservas mundiales técnicamente recuperables de crudo no convencional (con 75.000 millones de barriles), le sigue Estados Unidos (58.000 millones) y a más distancia China (32.000 millones), Argentina (27.000 millones) y Libia (26.000 millones). Estos cinco países reúnen más del 60% de todas las reservas de shale oil del planeta.

La batalla por el liderazgo mundial del gas natural no convencional será mucho más apretada. Las estimaciones de la Administración de Información de Energía de EEUU reconoce a China como el país con mayores reservas de gas pizarra (con 1.115 billones de pies cúbicos), a la que seguirían Argentina (802) y Argelia (707). Los datos oficiales del Gobierno norteamericano contemplan que las reservas estadounidenses se quedan en los 665 billones de pies cúbicos de gas, lo que le dejaría en cuarta posición. Pero las magnitudes que manejan algunas consultoras disparan los volúmenes de Estados Unidos hasta colocarlo en cabeza del ránking mundial. El grupo Advanced Resources International fija las reservas estadounidenses en los 1.161 billones de pies cúbicos, con lo que superaría a China como gran potencia del gas de esquisto.

De todas maneras otras opiniones, especialmente en Europa, y en algunos Estados de EEUU y Canadá, manifiestan inquietudes bien fundadas respecto de los negativos impactos ambientales de las explotación de estos hidrocarburos "No Convencionales").

Finalmente, salvo en EEUU y Canadá, donde ya se están produciendo comercialmente, en los restantes países, las cifras suministradas se parecen más a Recursos que a Reservas, pues aún falta mucha tarea de exploración y comprobación del comportamiento, en régimen de explotación de estas estructuras.

- xv) En definitiva, salvo cambios tecnológicos espectaculares en la producción y/o utilización de otros energéticos (solar-pilas de combustible) que no se puede asegurar se efectivicen masivamente en los próximos 15 años, o una extracción masiva de los hidrocarburos no convencionales (Shale y crudos pesados), dejando de lado los negativos impactos ambientales, un escenario de precios estables del petróleo a largo plazo, sólo será posible si se logra una concertación entre los principales actores y fuerzas que se mueven en el mercado. Esto es la OPEP consolidada, la Agencia Internacional de Energía y las Multinacionales y dentro de ellas la subordinación de Arabia Saudita, EEUU y China al interés general, la superación de la crisis económica mundial actual. El cumplimiento conjunto de estas hipótesis no parece muy probable a principios del año 2013.

2. LA ESPECULACIÓN

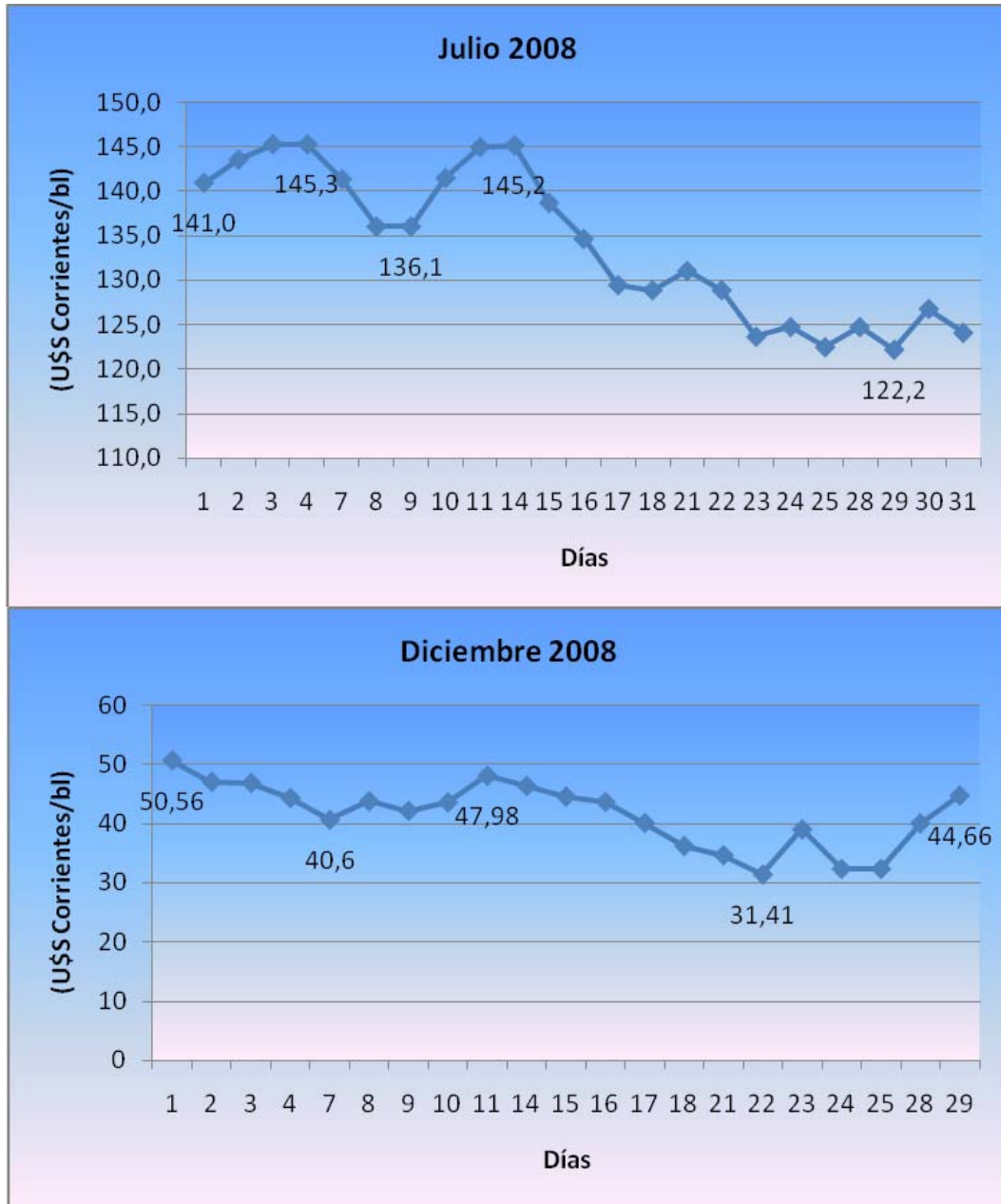
Un factor, influyente desde mediados de la década de los años 1980, es el uso de los papeles petroleros a veces más como medio de especulación financiera que como seguro de precios, independientemente de las disponibilidades físicas del producto, lo cual introduce un elemento adicional y fundamentalmente distorsionador del comportamiento del mercado. Es que los fondos especulativos (hedge funds) actúan en el espacio virtual que es el Intercontinental Exchange (ICE), (donde se efectúa el 51% de las operaciones de los mercados a término), aportando el 35% de las mismas mientras otro 20% lo absorben los bancos y diversos fondos de inversión. Entonces los actores de la industria petrolera tienen una influencia muy limitada respecto de la evolución de los precios y esto explica, en gran medida, la enorme volatilidad de esos precios.

Los especuladores van tras los altos rendimientos en momentos de bajas tasas de interés, acumulan futuros de commodities y hacen subir los precios, pero en algún momento la burbuja estalla y los precios se desploman.

Es que estos especuladores se comportan con una lógica del juego de Bolsa comprando cuando los precios están bajos y vendiéndolos cuando están altos, generando picos y valles a diferentes niveles. Así crean o aprovechan acontecimientos coyunturales que afectan a la industria del petróleo (fenómenos de la naturaleza, huelgas, declaraciones de expertos o líderes mundiales; variaciones de almacenamiento de productos petroleros, etc.) para hacer subir o bajar las cotizaciones, obteniendo así importantes ganancias especulativas.

Estas oscilaciones diarias se pueden apreciar en el Gráfico Nº 2.1, que es un ejemplo de las variaciones diarias de precios del crudo WTI en dólares corrientes en los meses de Julio y Diciembre del año 2008, tomado como ejemplo, que podría repetirse para cualquier mes de los años 2012 o 2013.

Gráfico N° 2.1. Evolución de los Precios diarios del Crudo WTI Meses de Julio y Diciembre 2008
(u\$s corrientes/bl)



Fuente: Datos de cotización diaria del Crudo WTI del Diario La Nación, Buenos Aires, Argentina.

A continuación se incluye una serie de opiniones sobre el papel de la Especulación en el aumento de los precios del crudo

- i) *La angustia por el "reciclaje de petrodólares" fue noticia en los años 70. Un temor que hoy en día parece curioso cuando Abu Dhabi Investment Authority intercambia las ganancias de alrededor de 75 millones de barriles de petróleo, el valor aproximado de una semana de importaciones de crudo por parte de EE.UU., por una participación del 4,9% en Citigroup.*

La perspectiva de enormes déficits comerciales no parece tan inquietante como antes, quizá porque EE.UU. ha podido mantener una gran y (hasta hace poco) creciente brecha comercial. Y los mayores mercados emergentes son más robustos que hace 30 años. Está claro que los productores de crudo hoy son inversionistas mucho más expertos que en los 70, aunque nadie sabe con certeza a dónde va todo el dinero. Simon Johnson, economista jefe del FMI, dice que sólo se da cuentas de la mitad de las ganancias de los productores de petróleo. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 30/11/07).

- ii) *Impulsado por una **especulación** sin precedentes, el petróleo amenaza con llegar rápidamente a la barrera psicológica de US\$100 por barril. Pero, contrariamente a lo que ocurre desde hace 47 años, **la OPEP** perdió el control del mercado, que quedó en manos de los especuladores. Desde su creación en 1960, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) había regulado el equilibrio mediante ajustes de precios y de producción. En los últimos años, sin embargo, sus decisiones dejaron de incidir en el mercado. A partir del año 2000, por efecto involuntario de una ley antirreguladora firmada por Bill Clinton, el poder fue arrebatado progresivamente por el Intercontinental Exchange (ICE), donde se negocia 51% del mercado a término.*

En ese espacio virtual, los fondos especulativos (hedge funds) realizan 35% de las operaciones y otro 20% lo absorben los bancos y diversos fondos de inversiones que -en total- manejan capitales por valor de US\$1,1 billones. Los actores de la industria petrolera, por lo tanto, tienen influencia limitada. Cinco "actores financieros" -que actúan movidos exclusivamente por criterios de rápida rentabilidad- concentran actualmente 25% de las operaciones que se realizan en el mercado petrolero mundial.

"El sistema es muy opaco y los actores financieros juegan un papel determinante. Los reguladores de la Commodity Futures Trading Commission denunciaron abiertamente el sistema. Eso favorece la dimensión especulativa del mercado, que actualmente es muy fuerte" explicó Pierre Terzian, director del semanario especializado Petrostratégies.

La cumbre de la OPEP, convocada para el 17 de noviembre del 2008 en Ryad, aspira a encontrar algún recurso para neutralizar una especulación que amenaza con precipitar la economía mundial en otra recesión como las de 1974 y 1880. (Diario Perfil, Buenos Aires, Argentina, 3,11,07)

- iii) *Los **Fondos de Inversión Gubernamentales** (Sovereign-Wealth Funds), han sido en algunos países producto de la acumulación de dinero motivada por el aumento de los precios del petróleo. Por ejemplo el QIA de Qatar, y el KIA de Kuwait y el ADIA de ABU Dhabi. Este último es el mayor del mundo por capitalización, pues posee más de 800 mil millones de dólares. La escalada continuada de los precios de las materias primas y de las exportaciones de las economías emergentes ha permitido una acumulación de liquidez en países en vías de desarrollo de Oriente Medio y*

Asia. Estos Fondos se han dedicado a adquirir acciones de Bancos y de Empresas de Países Desarrollados. De todos modos no alcanzaron a prevenir la crisis financiera a partir del estallido de la burbuja inmobiliaria en los EEUU. (Cronista, Buenos Aires, Argentina, 13.3 2008)

- iv) **Abdalá el Badri Secretario General de OPEP**, repartió las culpas del alza del petróleo entre la especulación y la depreciación del dólar. "La economía de Estados Unidos está en recesión y hay depreciación del dólar, lo que afecta al precio del petróleo haciéndolo subir", manifestó. Según el titular de la OPEP, "los especuladores juegan un papel muy importante (...). El mundo debería poner algún tipo de freno a esa especulación". Por otra parte, consideró que no hay condiciones de mercado que justifiquen esta trepada, del 30 por ciento desde el inicio del año y de más del 100 por ciento en un lapso no superior a los 18 meses. "No hay ningún problema fundamental, el petróleo está siendo provisto normalmente. No hay escasez, es un movimiento especulativo el que está empujando los precios", insistió. "La solución es controlar la especulación", remarcó. El Badri.

Es que en la jornada del 23 de mayo del 2008 el petróleo se comportó con tendencia fuertemente alcista, superando los 135 dólares por barril, nuevo record tanto para Nueva York (135,09) como para Londres (135,14). Pero sobre el cierre retrocedió bruscamente hasta 130,21 dólares el barril, por una fuerte ola de ventas de contratos y toma de ganancias. Si esto no es operar en forma especulativa, es difícil explicar qué otras motivaciones puedan provocar tan bruscos cambios de posición de los inversores. Hasta el titular de la multinacional angloholandesa Shell, John Hofmeister, sostuvo que fue la política petrolera de Estados Unidos la que ha hecho posible que los especuladores lleven los valores a alturas sin precedente. Afirmó que si las condiciones de mercado no fueran las actuales, el barril de petróleo debería costar entre 35 y 65 dólares, menos de la mitad de su cotización actual. El directivo de Shell concurreó ayer, junto a sus pares de otras petroleras líderes (las "majors"), a una audiencia en la Cámara de Representantes de Estados Unidos, referida justamente a las consecuencias de la disparada del precio del crudo.

En el mercado imperaron una vez más las operaciones de origen financiero para marcar el ritmo de las cotizaciones. "Hay dinero que está buscando mayores rendimientos que las acciones y los bonos; el petróleo lo ofrece y seguirá ofreciéndolo", destacó el analista de uno de los principales corredores de la bolsa de mercancías de Nueva York (Nymex), centro de negocios que ya se ha convertido en un atractivo no sólo para periodistas, sino también para turistas que lo visitan. Los corredores de este mercado admiten que los inversores recién llegados son los que les están dando "dinamismo" a las cotizaciones. Los bancos, los fondos de inversión y los fondos de pensión han desertado de las bolsas tradicionales tras la crisis de las "subprimes" -títulos de hipotecas inmobiliarias-, triplicando su participación en los mercados de materias primas en poco más de un año. Hoy mueven una masa de 85 mil millones de dólares, según el banco de negocios Goldman Sachs, que se operan principalmente mediante transacciones electrónicas, lo cual les da más dinámica a los negocios. En un mercado convulsionado, los únicos que parecieron apostar a cierta estabilidad es quienes el 23 de mayo del 2008 cerraron la operación más "larga" que esté registrada actualmente: un contrato de venta, a diciembre de 2016 (a 8 años y 7 meses), a un valor de 142,09 dólares el barril, "apenas" 5,2 por ciento sobre el máximo nivel alcanzado el día 22. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 24 de mayo 2008).

- v) **Los inversores especuladores representan** el 25% de la negociación del mercado de futuros del petróleo de Nueva York. El volumen de contratos apostando por el alza del crudo creció un 37% en 12 meses. Aunque la espectacular escalada del

crudo tiene su base en sólidos fundamentos de oferta y demanda, lo cierto es que la posición de los llamados inversores especuladores o no comerciales no es, ni mucho menos neutral. Los datos del mercado de futuros de Nueva York (Nymex), la plataforma más importante de negociación de petróleo junto con la de Londres, revelan que las posiciones largas (alcistas) netas abiertas de los inversores no comerciales superan el 18,8% del volumen total de ese segmento. En número de contratos abiertos, las posiciones alcistas han crecido un 36,9% en un año. Entre contratos alcistas y bajistas (cortos) los especuladores alcanzan ya el 24, 75% de la negociación de futuros del crudo ligero West Texas, el que se usa de referencia en EE.UU. En sólo tres años, el volumen de negociación de futuros del crudo del Nymex creció un 89%. Pero las posiciones especuladoras al alza han registrado un incremento del 200%. El total de contratos abiertos por los especuladores asciende a 683.209, según los datos de Nymex, que es la única plataforma que revela públicamente el detalle de las posiciones. A 1.000 barriles por contrato, eso arroja un volumen de 683,2 millones de barriles. El saldo neto de posiciones alcistas, porque hay muchos inversores que mantienen simultáneamente contratos al alza y a la baja, equivale a 263,4 millones de barriles: tres veces el promedio diario de consumo mundial de crudo. En abril de 2007, esas posiciones al alza sumaban 192,27 millones de barriles. La teoría clásica de que los especuladores no dirigen la cotización del crudo, sino que la apuntalan, sigue siendo vigente. Pero no hay duda de que juegan un papel determinante. Entre Londres y Nueva York se negocia a diario una cantidad de petróleo que supera en varias veces el consumo real. Una gran mayoría de los contratos negociados se cancelan antes de expirar, pero marcan la referencia. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 27/5/08)

- vi) **Los grandes Fondos Especulativos** son los responsables de la escalada de precios de las materias primas, según el gerente de Portfolio de Masters Capital Management y pidió medidas al Senado de EEUU para limitar el accionar de estos Fondos

En cinco años, la presencia de estos fondos se multiplicó por 20 en términos monetarios pasando de 13000 a 260000 millones. Sólo en los primeros 52 días del 2008, se estima que estos Fondos inyectaron 55000 millones en el mercado de futuros de commodities.

En los últimos cinco años, la demanda China de petróleo se incrementó en 920 millones de barriles y los Fondos lo hicieron adquiriendo contratos por 848 millones de barriles más que hace 5 años o sea casi equivalente al incremento de la demanda China (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 25/5/08).

- vii) Para **el senador demócrata Joseph Liebermann**, presidente del Comité de Seguridad Interior, "los especuladores de índices son en parte responsables de afectar a miles de particulares y comercios. Creo que es importante limitar las opciones que tienen estos inversores de maximizar sus ganancias, porque muchos de nosotros terminamos pagando el costo". Se entienden mejor estos conceptos si se tiene en cuenta que el país está en plena campaña presidencial. El legislador agregó en una conferencia de prensa que están evaluando presentar una nueva reglamentación que limite el acceso de los grandes inversores institucionales a los mercados de futuros de commodities, para evitar que los utilicen como cobertura (hedge) frente a las oscilaciones de los demás mercados de acciones, bonos y monedas.

Se advirtió que desde 1936 existen leyes que impiden la especulación en estos mercados. Pero a partir del momento en que la CFDT (Commodity Futures Trading Commission) autorizó a los bancos de inversión a utilizar los futuros como hedge

para sus clientes institucionales, la regla fue alterada. El objetivo es evitar que los mercados de futuros se vuelvan esencialmente especulativos, cuando en realidad fueron creados para que los productores agropecuarios y las refinerías de petróleo pudieran cubrirse de riesgos tales como el clima, guerras, etc. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 3/6/08)

- viii) Los especuladores controlan el 70% del petróleo que se intercambia en la bolsa de Nueva York, reveló una investigación **del Congreso de EE.UU.**, que sopesa medidas para atarles las manos. La presencia de los especuladores ha dado un vuelco al negocio de la compra-venta de crudo, pues en 2000 sólo controlaban un 37% del mercado, según datos que la Comisión Mercantil de Futuros de Materias Primas dio al Comité de Energía y Comercio de la Cámara Baja. Los futuros nacieron como un mecanismo para que refinerías, aerolíneas y otros grandes compradores de petróleo pudieran firmar contratos a un precio fijo por cierto tiempo y evitar así la volatilidad a corto plazo. Sin embargo, el mercado está ahora dominado por especuladores como fondos de pensiones y bancos de inversión que no llegan nunca a tomar posesión del crudo. Ellos ven el hidrocarburo como una inversión atractiva, y muy resistente frente al efecto corrosivo de la inflación.

Más allá de los factores políticos y meteorológicos siempre presentes en este mercado, es claro que el fuerte incremento de precios no puede explicarse por los fundamentos de la oferta y la demanda. La teoría económica enseña que la eventual formación de una burbuja exige la presencia simultánea de tres condiciones: brusca y violenta suba de precios que no se corresponda con las oscilaciones de oferta y demanda; importante aumento de las transacciones y, finalmente, la existencia de una especulación financiera. Con respecto a este último requisito, resulta evidente que la especulación consistió en una búsqueda de protección de los capitales financieros globales, los cuales -ante la devaluación del dólar- han buscado refugio en el petróleo. Esta cobertura fue una de las principales causas de la irracional suba de precio, y se estima que, hasta julio del 2008, el 70% de los contratos vigentes en el mercado son de carácter especulativo. Todo indica, pues, que se estaría en presencia de una nueva burbuja. (La Nación, Buenos Aires, Argentina, 6/07/08)

- ix) La controversia con respecto a si son los especuladores los que están detrás de los altibajos en los precios del petróleo se profundizó, cuando **los reguladores estadounidenses** presentaron cargos contra un fondo por manipular los precios de los futuros de energía.

La Commodity Futures Trading Commission (CFTC) dijo que Optiver Holding, un fondo con sede en Holanda, dos de sus filiales y tres ejecutivos de alto rango manipularon los precios de los contratos a futuro de crudo, combustible para calefacción y nafta en el New York Mercantile Exchange al menos cinco veces durante marzo de 2007. (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 29/7/08)

- x) Según **Igor Sechin, jefe de la Delegación Rusa a la reunión de OPEP**, del 15 de marzo del 2009, explica lo que a su juicio fueron las causas de la escala de precios del petróleo desde el año 2006 hasta agosto 2009.

Cantidades enormes de dinero concentrado en las "burbujas financieras" no encontraron aplicación en la economía real y circularon o bien en el interior de las mismas "burbujas" o bien fueron inyectados en sectores de la economía donde surgieron situaciones de bonanza especulativa, cuando el aumento de los precios no está condicionado por la demanda, sino por la expectativa de su continuo crecimiento.

Y uno de esos sectores de bonanza fue el sector petrolero, los contratos futuros de crudo en los últimos años se convirtieron en una especie de divisas alternativa en la que se invirtieron cantidades considerables de recursos en poder de los especuladores financieros.

De la circunstancia anteriormente descrita se desprende la necesidad de imponer cambios en los criterios que se aplican en el momento de establecer los precios del crudo.

Entre las variantes posibles, el funcionario ruso propuso supeditar hasta donde sea posible, los suministros importantes de crudo a contratos a largo plazo.

Esto permitiría a los productores planificar las inversiones en proyectos a largo plazo y tener en cuenta el crecimiento real de los gastos destinados al transporte y la extracción, al momento de fijar el valor del barril de crudo en el mercado.

En los últimos años, los contratos de venta de petróleo a largo plazo tienen escasa aplicación. Los países de la OPEP venden crudo directamente en petroleros dispuestos a zarpar en cualquier momento, hacia cualquier lugar del mundo donde se pague el precio más alto. De la misma forma operan algunas de las compañías petroleras rusas.

Uno de los pocos ejemplos de contratos a largo plazo es uno a 20 años suscrito por la empresa rusa Rosneft y China para el suministro de crudo ruso al país asiático por un ramal del oleoducto Siberia Oriental -Océano Pacífico.

Una de las condiciones del contrato estableció que Pekín debió asignar un crédito por un monto de 25.000 millones de dólares a favor de empresas rusas dedicadas a la construcción del ramal del oleoducto que unirá Rusia y China.

xi) *AJAY MAKAN Y JAVIER BLAS Investigan presunta manipulación de precios de referencia del crudo (El Cronista, Buenos Aires, Argentina, 21 de Marzo 2013).*

Las principales petroleras europeas, como BP, Shell y Statoil están involucradas en un escándalo por manipular datos que alcanzan operaciones por u\$s 2,5 billones diarios

En algún lugar del edificio de oficinas Madou Towers en Bruselas, los reguladores europeos revisan una montaña de datos sensibles sobre cómo se fijan los precios del crudo.

La semana pasada, en inspecciones simultáneas a oficinas de las mayores petroleras (BP, Royal Dutch Shell y Statoil de Noruega) y de Platts, una agencia de fijación de precios de referencia de la energía, la Comisión Europea dio inicio a una de las investigaciones internacionales más grandes desde que los bancos fueron descubiertos con las manos en la masa manipulando la tasa Libor.

Al igual que con la pesquisa en torno a dicha tasa para préstamos, la apuesta es alta porque las cotizaciones de referencia del petróleo son centrales para la economía global. Los valores que publican diariamente Platts y otras agencias, respaldan operaciones por más de u\$s 2,5 billones en mercados mayoristas de commodities físicos y financieros. Al fin de cuentas, sirven como referencia para las facturas de electricidad que se pagan en los hogares. Y como huelen sangre, los

políticos salieron al ataque. De mínima, aguardan multas para las compañías que hayan tenido un comportamiento inadecuado.

Llevará mucho tiempo, probablemente pasarán años antes de que se analicen los datos en su totalidad y algunas investigaciones mueren sin ninguna consecuencia. Pero la pesquisa, que también alcanzó a otras petroleras, ya resuena en el mundo de la comercialización de petróleo. Por primera vez en una generación, los gobiernos se preguntan cómo deberían calcularse los precios de referencia del crudo. Y no todos tienen una respuesta.

El mercado que cubren las agencias de fijación de precios es formidable. El comercio de crudo está fragmentado en cientos de diferentes mezclas de crudo y mercados regionales de productos refinados. Diariamente 65 personas de Platts evalúan más de 400 precios mayoristas de energía.

El campo de juego está lejos de ser parejo. Los operadores de comercializadoras de materias primas como Glencore y Vito, las compañías petroleras como BP y la francesa Total, y los bancos de inversión eligen qué información brindar a las agencias como Platts.

La Comisión Europea en un comunicado declaró: “Hasta las pequeñas distorsiones de precios pueden tener un inmenso impacto” en los mercados. Las referencias físicas también respaldan el valor de los derivados financieros como futuros, opciones y swaps, donde las posiciones suelen ser mayores.

Un informe de la Organización Internacional de Comisiones de Valores (Iosco, por sus siglas en inglés), encargado por los ministros de finanzas del G20, advirtió el año pasado que el actual sistema “crea la posibilidad de manipular el mercado de commodities” y advirtió que la probabilidad de que haya habido un conducta poco ética en el mercado de petróleo “no es una simple conjetura”.

En una carta a los reguladores en 2012, Total Oil Trading, el brazo comercial de la francesa Total, advirtió que había “precios inadecuados” en las referencias, asegurando que “varias veces al año, las estimaciones de los valores del mercado de los principales índices (de energía) no coinciden con nuestra experiencia del día”.

Ya hubo casos en EE.UU. donde petroleras fueron multadas por haber tratado de manipular el precio de referencia del petróleo.

Lenta reacción de los reguladores

Pese a las denuncias y a la historia de manipulaciones anteriores, los reguladores no actuaron de inmediato. La Organización Internacional de Comisiones de Valores tampoco se movió directamente para abordar las preocupaciones de su propio informe, donde sólo publicó las pautas para las agencias de fijación de cotizaciones. Pero al igual que con la tasa Libor, es más fácil detectar los problemas de los precios de referencia del crudo que proponer soluciones. Un gran obstáculo es que no hay nadie a cargo de la tarea. Si bien los mercados de commodities de Londres y Nueva York (donde se comercializan los principales derivados del petróleo) responden a la autoridad de los reguladores financieros, el mercado de crudo físico está desregulado”.

- xii) *Algunos operadores intentan manipular los precios del petróleo (Diario La Nación 19 de Junio 2013
Por Justin Scheck y Jenny Gross*

LONDRES-La Unión Europea dice que está en busca de evidencia que los corredores manipulan los precios del petróleo. Si Halis Bektas está en lo cierto, no debería ser difícil de encontrar.

Bektas, un operador del mercado, describe una estrategia que él mismo ha utilizado: ofrecer vender una cantidad pequeña a pérdida con el fin de reducir la cotización publicada del petróleo para después comprar grandes cantidades a un menor precio.

El corredor indica que la estrategia funciona de la siguiente manera: podría estar estipulada la compra de, tal vez, 80.000 toneladas de fueloil, cuyo precio está ligado al índice de referencia diario publicado por Platts, una división de McGraw Hill Financial Inc. En los días previos a la adquisición, Bektas podría ofrecer vender montos más pequeños a precios de descuento -a veces entre US\$3 y US\$5 por tonelada por debajo de la cotización de mercado- y reportar esos precios de oferta a Platts. Un aspecto clave para que la estrategia funcione es una peculiaridad del mercado al contado de petróleo, en el que los operadores compran y venden muchas cargas de crudo para entrega inmediata. Los acuerdos se negocian en privado y los compradores y vendedores no están obligados a divulgar los precios a cualquiera. Para generar un precio de referencia, Platts depende de la información que entregan los corredores en forma voluntaria, una operación en las antípodas de lo que ocurre con las cotizaciones de las acciones o incluso los contratos a futuro del petróleo, cuyos precios reflejan el análisis de datos exhaustivos provistos por las bolsas.

Cualquiera de los precios descontados reportados por Bektas podría hacer caer la cotización de referencia de Platts, ahorrándole dinero en las compras posteriores. Si los precios caen US\$3 la tonelada, indica, podría ahorrar más de US\$200.000 en un cargamento típico.

Bektas, que encabeza la firma suiza Rixo International Trading Ltd., no es el único corredor que ha recurrido a esta clase de estrategias. Otros operadores entrevistados por The Wall Street Journal señalaron que han participado en transacciones semejantes.

Bektas y otras fuentes dicen que consideran que tales actividades son legales puesto que no implican una colusión con competidores, ni la entrega de precios falsos u otras conductas claramente prohibidas. Reconocen, sin embargo, que su intención es distorsionar los precios de referencia del petróleo. "A menudo, los operadores consiguen manipular las cotizaciones", asevera Bektas, que ha estado haciendo corretaje durante 20 años. Añade que ha dejado de usar la estrategia y no ha reportado transacciones a Platts -lo cual es estrictamente voluntario- desde el año pasado.

Platts, por su parte, señala que no está al tanto de ninguna instancia en la que sus índices hayan sido manipulados de esta forma. Aclara que sus empleados están adiestrados para identificar precios reportados que parecen no encajar con el mercado y a ignorarlos cuando elaboran el índice. "No estamos conscientes de ninguna evidencia de que nuestras evaluaciones de precios no reflejan el valor del mercado", dijo Platts en un comunicado.

La Unión Europea investiga la manipulación de los índices de referencia como parte de una indagación sobre si los corredores de energía distorsionan los precios del petróleo y otros combustibles para beneficio propio. Los investigadores de la UE realizaron en mayo inspecciones no anunciadas en las oficinas de los gigantes petroleros BP PLC, Royal Dutch Shell PLC y Statoil SA, así como Platts, buscando

evidencia de manipulación de índices a partir de 2002. Las empresas han señalado que colaboran con las investigaciones.

La indagación coincide con la mayor preocupación de los reguladores de todo el mundo sobre importantes índices de referencia del mercado que son generados por entidades no reguladas de manera poco clara. Un escándalo sobre la manipulación de la tasa interbancaria de Londres, conocida como Libor, una referencia clave de los mercados financieros, ha envuelto a por lo menos tres bancos. Los reguladores en EE.UU. están averiguando cómo se elaboran los índices de referencia para una forma de derivados llamados swaps de tasas de interés.

Un grupo de reguladores internacionales y la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo han expresado su preocupación de que los índices de referencia de los precios del petróleo estén posiblemente siendo manipulados.

La Comisión Europea, el brazo ejecutivo de la UE, indicó en una declaración escrita que "incluso distorsiones pequeñas en los precios evaluados podrían tener un impacto enorme en los precios del petróleo crudo, los productos de petróleo refinado y las compras y ventas de biocombustibles, potencialmente dañando a los consumidores finales".

Scott O'Malia, uno de los cinco integrantes de la Comisión de Comercio de Futuros de Materias Primas de EE.UU., considera la manipulación de los precios del crudo "un área particular de preocupación" ya que los índices de referencia del petróleo influyen sobre cientos de otros índices en todo el mundo. "Tenemos que asegurarnos que los operadores reporten correctamente y que no estén entregando información equivocada para beneficiar sus posiciones financieras o físicas", afirma.

En principio, la manipulación de los mercados para obtener un beneficio financiero es ilegal tanto en la UE como en EE.UU. Pero abogados y ex reguladores señalan que reunir evidencia sólida para llevar tales casos a juicio suele ser difícil. Por ejemplo, las autoridades tienen que probar la intención de engañar al mercado, lo que puede ser difícil en el contexto de las transacciones.

Los mercados internacionales del petróleo presentan una serie de otras complicaciones. El crudo producido en un país puede ser comprado por un operador en otro país y revendido a alguien en un tercer país, planteando interrogantes jurisdiccionales. Susan Court, ex directora de la Oficina de Implementación de la Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos, resalta que no existe una definición general de conducta ilegal de mercado que cubra a todos los commodities.

"Lo que para una persona es manipulación, para otra es una negociación en el mercado abierto", expresa. "El problema es que la ley no es clara".

Warren Platt comenzó a producir una publicación mensual de petróleo en 1909 y un boletín diario sobre los precios del petróleo en 1923.

Otras empresas, como Argus Media Ltd. e ICIS, que forma parte de Reed Elsevier Group PLC, publican índices para ciertos productos de combustible. Platts, sin embargo, tiene más de 80% del mercado de precios al contado y es el estándar que sigue buena parte del sector. (Dow Jones & Co., que publica The Wall Street Journal y es propiedad de News Corp., compite con Platts al proporcionar noticias de los mercados de energía).

Hace poco, alrededor de 25 reporteros de petróleo de Platts estaban sentados en el piso 12 de las oficinas de la empresa en Canary Wharf, en Londres. Intercambiaron mensajes instantáneos con los corredores, solicitando los precios a los que estaban comprando y vendiendo las cargas de diésel. Un reportero comunicó los precios a un colega a viva voz, quien ingresó los datos en una computadora, y la empresa después los divulgó a sus suscriptores en forma de titulares.

Puesto que los acuerdos se conciertan en privado en el mercado al contado, Platts no está al tanto de muchos de ellos. Por lo tanto, indican algunos ejecutivos del sector, el índice de referencia no siempre refleja lo que ocurre en el mercado real. (El petróleo se negocia ampliamente en los mercados de futuros, donde los contratos estipulan precios para entrega en una fecha próxima. Esos precios por barril son los que a menudo se mencionan públicamente).

"La breve duración [de las transacciones], el pequeño volumen de negociaciones y el hecho de que puede haber muchas operaciones de cobertura, pero que no son informadas" permite que el proceso de elaboración del índice sea vulnerable "al abuso", escribió Liz Bossley, presidenta ejecutiva de la consultora Consilience Energy Advisory Group Ltd., en una carta enviada en marzo a la Organización Internacional de Comisiones de Valores.

Platts señala que un motivo por el cual las empresas reportan sus transacciones es que quieren un mercado transparente. Agrega que sigue de cerca las negociaciones todo el día, pero se concentra en los últimos minutos de la jornada porque cree que el precio más útil es el de la hora del cierre. En un comunicado escrito, indicó que cualquier información que recibe "debe ser firme y verificable, identificada con el nombre de la empresa, debe ser ejecutable y estar en línea con el mercado, debe moverse incrementalmente, debe ser repetible y debe estar dispuesta a ser examinada por el mercado".

"El criterio es una parte muy importante del proceso de evaluación del mercado", acota el director de petróleo de Platts, Dave Ernsberger. Señala que Platts no toma en cuenta los precios reportados si parece que están siendo utilizados para manipular el índice. "Nadie jamás nos ha demostrado un ejemplo de manipulación de nuestra evaluación", asevera.

Bektas, el operador de Suiza, indica que los corredores siempre han tratado de aprovechar las condiciones "imperfectas" del mercado. "No es sólo manipulación, sino una debilidad en el sistema", anota.

En conclusión, la inestabilidad de países como Irak y del Medio Oriente, la crisis económica mundial que afecta la demanda de los países de la OCDE y disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda de China y Países Emergentes, la aparición del shale oil en especial en EEUU; así como la **especulación** con los papeles petroleros, parecería augurar la permanencia de la volatilidad de precios en los próximos años, quizá a otros niveles algo superiores a los verificados a mediados del año 2012. Mucho dependerá de si la crisis económica (2010-2013) es o no estructural.

3. LOS ESCENARIOS

A continuación se presentan, **conceptualmente**, tres escenarios posibles de evolución de los precios futuros del petróleo en el mercado internacional para el mediano y largo plazo, denominados: de disminución, de aumento y de estabilidad.

Luego se incluirá una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, en una hipótesis de precios “altos” y otra de precio “bajos”.

Como el precio del petróleo es el precio director de la energía, de su proyección se deducirán los precios del Gas Natural Licuado y del Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2012., atemperando la relación precios del Petróleo vs precio del Gas Natural Licuado por las expectativas que a principios del año 2013 se tienen respecto del penetración del GN en los sistemas energéticos en los próximos años.

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy).

3.1. Escenario de disminución de precios

Los factores que contribuirían a disminuir los precios del crudo serían los siguientes:

- i) No es cierto que se hayan agotado las posibilidades de encontrar petróleo barato y es aventurado afirmar que necesariamente los recursos no renovables deben producirse con costos crecientes. Por otra parte, el progreso tecnológico ha hecho bajar los costos en todos los eslabones de la cadena petrolera como lo demuestran las actividades costa afuera en el Mar del Norte y los costos de perforación de pozos en EEUU. Entre 1990 y 2002 dicha disminución se estima en un 30%. Por ejemplo en Irán se han descubierto en 2002 importantes yacimientos y en Irak quedan enormes reservas potenciales. Incluso en Brasil se anuncian descubrimientos importantes al menos, para los actuales valores de reservas comprobadas de este país, pero aún falta confirmar la magnitud de los mismos, ya que se encuentran debajo de un manto de sal y a más de 2000 metros de columna de agua. A esto habría que agregar los Hidrocarburos provenientes de las estructuras de Shale y Tigh “descubiertas” en la primera decena de años del siglo XXI.-

De todas maneras en EEUU los costos de producción han aumentado durante los años 2000 y hasta el 2012. Incluso las cuencas que existen en el Mar Caspio (en áreas de Azerbaijan, Kazakhtan y Uzbekistan) tienen una magnitud tres veces y media mayor que las remanentes del mar del Norte.

- ii) Si se confirmase, no sólo la magnitud sino la viabilidad económica y ambiental de poner en producción sostenida las que se mencionan como cuantiosas “reservas” de shale y de Tigh oil, en especial en EEUU, este país dejaría de ser importador de petróleo en el mediano plazo e incluso algunos aventuran que podría exportar. En este caso se generaría una sobreoferta de petróleo, acentuada si con China ocurriera lo mismo, y quedaría Europa, Los “Tigres de Asia”, India y los países subdesarrollados importadores como principales demandantes. Esta situación debilitaría a OPEP como formador de precios y contribuiría a una tendencia a la baja de los precios del crudo.
- iii) Hoy el agotamiento inminente de las reservas petroleras no es sostenido seriamente por casi ningún analista (a nivel mundial durarían cuarenta años) y se incrementa cada vez más el porcentaje de recuperación del volumen in situ descubierto.
- iv) El nivel de costos de extracción de la mayor parte de las reservas de petróleo es muy bajo como para justificar aumentos de precios. Así los costos de desarrollar y producir un barril de petróleo oscilan entre 3 y 10 U\$S en Medio Oriente (61,0% de las Reservas y 30,8% de la Producción) y entre 5 y 20 U\$S en México, Venezuela y Colombia (8,1% de las Reservas y 8,2% de la Producción). Incluso una parte

importante del crudo del Mar del Norte puede extraerse a menos de 20 U\$S (1,0% de las Reservas y 5,5% de la Producción). Las empresas dan valores entre dos y tres veces mayores. De todas maneras la obtención de los crudos de shale pueden costar más del doble que los de origen convencional.

- v) Tampoco parece probable una expansión de la economía y del comercio de los países desarrollados que implique un fuerte aumento en el consumo de petróleo (representan el 51,5% del total mundial y en los últimos diez años han disminuido el consumo de petróleo al 0,5% aa). Por otras razones (problemas de deuda externa e inestabilidad en el largo plazo en los precios de las materias primas, etc.) los países subdesarrollados que en conjunto consumen el 29,6% del petróleo del mundo, difícilmente incrementen sustancialmente sus requerimientos del mismo, pese a que su tasa de expansión es casi 5 veces mayor a la de los desarrollados. La evolución del consumo de petróleo por regiones geoeconómicas en el período 2001 a 2011 indica lo siguiente:

Región geoeconómica	Tasa anual acumulativa 2001/2011
Mundo	1,30%
OCDE	-0,50%
Sudeste Asiático (*)	2,00%
Resto subdesarrollados	4,70%
China	7,20%
Europa Oriental	1,90%
CEI	1,50%

(*) Hong Kong, Malasia, Singapur, Corea del Sur, Taiwan y Tailandia.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

Los países del Sudeste Asiático y Japón, es muy improbable retomen las altas tasas de crecimiento de los primeros años de la década del 90 y solo aparecen China e India, que en conjunto representan el 15,4% del consumo mundial, con tasas de casi el 6,4% anual acumulativa (aa), entre 2001 y 2011.

- vi) La caída de los precios contará con el beneplácito de las compañías refinadoras de los países desarrollados que aumentarán sus márgenes en esta etapa de la actividad, ya que en general los precios de los derivados no acompañan en igual medida la baja en los precios del crudo.
- vii) La falta de acuerdo entre los países de OPEP que no estarían dispuestos a continuar perdiendo mercado a costa de los exportadores NO OPEP, además de estar acuciados por su deuda externa y déficit de balance comercial. Estas razones motivarían los incumplimientos de las cuotas de producción. La recuperación del aparato productivo en Irak y las inversiones de empresas extranjeras en los países productores subdesarrollados también contribuirían a aumentar la oferta de crudo.
- viii) No se consideran viables, en este escenario, los acuerdos de producción entre 10 países de OPEP y de NO OPEP, e incluso podría generarse una posible guerra de precios.
- ix) Las medidas de protección del medio ambiente y la búsqueda de una menor dependencia petrolera por parte de los países importadores de la OCDE, impulsará políticas de ahorro de energía y sustitución y la continuidad de mejoras tecnológicas, que provocarán una caída del consumo o un descenso de la tasa de crecimiento del mismo.

- x) La estrategia de los países exportadores de no facilitar la penetración de nuevos energéticos sustitutos del petróleo que sí podría producirse con precios del crudo altos.

3.2. Escenario de aumento de precios

Los factores que contribuirían a aumentar los precios del crudo serían los siguientes:

- i) Las posibilidades de incrementar la producción de crudo en el futuro (después del 2013) dependen casi exclusivamente de los países de OPEP (especialmente los del Golfo Pérsico y con la incorporación de las reservas de crudos pesados de la Faja del Orinoco en Venezuela) y de los crudos pesados de Canadá y la todavía la incógnita de los shale oil de EEUU, mientras que los otros países de la OCDE encuentran serias dificultades para no disminuir su producción. México, debido al crecimiento de su consumo y la falta de inversiones en exploración, tampoco parece muy probable pueda aumentar fuertemente sus exportaciones. Brasil puede incluso convertirse en exportador neto con las reservas de pre-salt.

Según La Agencia Internacional de Energía para satisfacer la demanda de petróleo entre el año 2012 y el año 2035 harían falta, según los Escenarios, cerca 8100 miles de millones de dólares del año 2012 un monto de inversiones que no podría obtenerse con los precios del crudo de principios del 2009 (40 U\$S 2007/bl), pero probablemente sí podría hacerse con los del año 2013 cercanos a los 100. Estos países aspiran a que los precios no bajen de 90 u\$S2012/bl para el crudo WTI.

Irán requeriría 250.000 10⁶U\$S por 20 años para desarrollar los yacimientos del Mar Caspio, o un equivalente de 20.000 a 30.000U\$S por barril de capacidad, hasta alcanzar los 5 10⁶bl/día de producción.

Irak requeriría entre 88 y 140 mil millones de dólares para alcanzar los 5 a 6 10⁶bl/día.

- ii) Las compañías multinacionales petroleras, que han ido perdiendo la propiedad de las Reservas y de la producción de crudo, están intensificando la formalización de contratos de exploración-producción en áreas de países subdesarrollados NO OPEP y en la CEI (ex-URSS).

Si los mismos resultaran exitosos comenzarían a producir dentro de 5 a 8 años con precios del crudo recuperados en moneda constante. De esta manera reestablecerían el equilibrio entre la producción de petróleo propio y el requerido por sus refinerías. Pero lo anterior requiere inversiones que deben provenir del aumento de precios.

Por otra parte, algunas multinacionales como MOBIL y EXXON, aducían la imposibilidad de recortar más sus costos, como lo venían haciendo en los últimos diez años con costos medios de producción de 11,50 u\$S/bl para MOBIL y 7 u\$S/bl para EXXON.

Esta situación las ha llevado a fusionarse entre sí para reducir costos y disponer de mayores montos para proyectos de inversión que los que podría obtener por si solos.

También expresan que la competencia eliminó las ventajas tecnológicas y por eso el cambio hacia la concentración apareció como única salida.

- iii) Con precios bajos del petróleo se dificultan o desaparecen los incentivos para las inversiones en ahorro de energía y en sustitución del petróleo por otras fuentes, en

especial las denominadas no convencionales (auto solar, fotovoltaica, eólica, bioenergías, hidrógeno, etc.).

- iv) Los proyectos de Recuperación Secundaria y Asistida necesitan también precios superiores a los actuales.
- v) La producción de una parte importante de la industria petrolera de EEUU, se vería afectada, con precios en baja, y esto generaría presiones de un importante sector de la economía de este país La nueva política energética de EEUU anunciada por Obama, requiere en una primera etapa precios altos del petróleo.

Algo similar puede suceder con algunos yacimientos del Golfo de México y con los Shale y con los pre-salt.

- vi) En el caso de que se decidiera la explotación intensiva de los yacimientos de shale y de Tight oil, se requerirían inversiones muy superiores a las que requieren las explotaciones de crudo convencional : Es que en los “no convencionales” la producción declina mucho más fuertemente , en consecuencia es necesario perforar más pozos, cuyo costo es casi 2 o 3 veces superior , así como son superiores los costos operativos, por ejemplo los gastos en energía para inyectar las soluciones de agua, arena y productos químicos, siempre con respecto a las explotaciones “convencionales”. En consecuencia estas tecnologías requerirían precios más altos que los actuales.
- vii) El mercado petrolero de los países desarrollados tendería a expandirse nuevamente con bajos precios del crudo, como ocurrió con las naftas en EEUU en los años 2010 y esto repercutiría sobre la demanda elevando esos precios.
- viii) Los países de OPEP deberían consensuar su política de producción para mantener en el corto plazo el cumplimiento de las cuotas y convenir con los exportadores NO OPEP (México, Egipto, Noruega, Gran Bretaña y la CEI, especialmente) una regulación Este escenario supone el éxito de la estrategia implementada en este sentido en 1999 y su reiteración con la participación de Rusia en el 2008 -2009.
- ix) Los proyectados impuestos a la emisión de CO2 para atemperar el efecto invernadero previstos por la Unión Europea para fines del siglo pasado y que de tanto en tanto se reiteran. Si bien esto elevaría los precios al consumidor, la renta no sería apropiada por los productores y el efecto del menor consumo disminuiría posteriormente los precios.

3.3. Escenario de precios estables en el mediano y largo plazo

Los factores que contribuirían a estabilizar los precios del crudo serían los siguientes:

- i) Una amplia concertación entre los principales actores en juego: OCDE, OPEP, Multinacionales, Bancos y principales exportadores NO OPEP. Esto implicaría el consenso dentro de OPEP y la conformidad de Arabia Saudita, de igual manera que la de EEUU dentro de la OCDE. Después de la guerra de Irak en el 2003 parecía más improbable que EEUU aceptara esta concertación, pero la crisis económica mundial puede cambiar esta actitud o morigerarla.

Esta concertación debería asegurar un nivel de precios razonables que asegure las inversiones: para ampliar la capacidad de producción (incluida la búsqueda de nuevas reservas) para aplicar medidas de conservación de energía, para morigerar el impacto ambiental, para mejorar las tecnologías que compensen por el lado de la disminución de costos el exceso en el aumento de precios, etc.

Los niveles de precios del año 2012 oscilante entre los 95-110 u\$s 2012/bl para el crudo WTI parecen adecuados.

Todo esto no podría alcanzarse si no se generaliza entre estos actores la distribución de la renta petrolera y se facilita el acceso de todos los países al abastecimiento petrolero.

- ii) Otro aspecto esencial sería **la eliminación de la especulación financiera** producida con el manejo de los papeles petroleros en los mercados bursátiles, que ha sido una causa no despreciable de la inestabilidad de precios en los últimos diez o veinte años. Un camino podría ser el establecimiento de un organismo mundial de control de los mercados que realizan transacciones con papeles petroleros, como el Nimex y similares, cosa que parece muy poco probable.
- iii) La próxima década parecería propicia para buscar entre todos los actores mencionados un nuevo orden petrolero, que sin dejar de lado la influencia del mercado, implique la cooperación entre las empresas y restantes actores. Esta cooperación debería permitir nuevas formas de asociación entre empresas estatales y compañías internacionales, donde éstas pongan su tecnología, su capacidad de gestión y parte del financiamiento y las empresas estatales conserven su soberanía sobre los recursos y la apropiación de la renta e incursionen también en las etapas de refinación, venta de derivados y petroquímica en los países desarrollados, ya sea en acuerdo con las multinacionales o conformando empresas internacionales con otras empresas estatales.

Una condición necesaria para facilitar este camino será que las empresas estatales dejen de actuar como oficinas administrativas y recaudadoras de impuestos para los gobiernos y se conviertan en verdaderas empresas, con moderna capacidad de gestión, libertad de acción, rendición de cuentas de lo actuado a los organismos de control gubernamental, sin por eso descuidar o relegar el abastecimiento petrolero de sus propios países.

Como puede apreciarse una serie de condiciones que parecen muy difíciles de cumplir.

4. SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO

En síntesis puede decirse:

- i) En los años 1920 a 1950, los precios FOB de lista dependían grandemente de los precios de los crudos americanos de (alto costo).
- ii) En la década de 1950, se desplazaba el centro de gravedad hacia Medio Oriente, y se producía -por la masiva oferta de crudos mediorientales- una permanente caída de los precios FOB de lista (a excepción de los años de la crisis de Suez), que favorecía a los países importadores.
- iii) Recién después de 1957, comenzaban a "independizarse" los precios de Medio Oriente de los precios FOB Golfo de México.
- iv) En la década de los años 1950 y 1960, se observaba la coexistencia de varios centros de referencia: Golfo de México, Golfo Pérsico, Sidón.

- v) La aparición de OPEP en 1960 detiene el deterioro en valor absoluto de los precios pero no impide la pérdida del poder adquisitivo de sus países miembros.
- vi) La década de los años 1970 está signada: por la nacionalización de las propiedades de las multinacionales operantes en OPEP; por la determinación de los precios -que se cuadruplican en valor absoluto- por parte de esta organización; por la defensa del valor adquisitivo del crudo; por la consiguiente conmoción geopolítica en los países industrializados; por la reorientación de la política de las multinacionales petroleras que se lanzan a la diversificación de actividades, carbón, uranio, gas, petroquímicas, minería, tecnología, para captar rentas de otras áreas, etc. etc.
- vii) La década de los años 80 pone nuevamente las "cosas en su lugar". Los países desarrollados retoman la iniciativa, OPEP deja de fijar unilateralmente los precios del crudo y estos vuelven a sus niveles anteriores a 1974.

La OPEP, sumamente debilitada, ve resquebrajarse la disciplina entre sus miembros, en cuanto al cumplimiento de las metas acordadas y tiene que moverse en un mercado más diversificado y competitivo.

Los problemas de endeudamiento externo provocados en gran medida por los excedentes de petrodólares, de la década del 70, afectan a casi todos los países de OPEP y otros subdesarrollados exportadores que compiten entre sí y con Gran Bretaña, México, Noruega y la ex-URSS por aumentar su participación en las ventas de petróleo. Esto los lleva a comportarse con una racionalidad económica similar a la de cualquier país exportador de materias primas del llamado Tercer Mundo, que trata de compensar con mayores volúmenes de producción los bajos precios.

- viii) En la década de los 90 y principios del siglo XXI, el mercado consumidor, en especial en los países desarrollados, se reactivaba levemente, a pesar de esos bajos precios, vigentes hasta el año 2003, ya que los esfuerzos tecnológicos disminuían la intensidad en el uso de petróleo por unidad de bien o servicio producido. Por ejemplo en EEUU desde 4,7 U\$S 2000 de PBI/Mbtu en 1990 hasta 3,4 en el año 2007. De todas maneras fueron China, la India, los Países del Sudeste Asiático y Otros Países Emergentes, los dinamizadores de la demanda mundial de petróleo. Las multinacionales petroleras más concentradas regresaban al negocio y conseguían, por parte de los países subdesarrollados, excelentes condiciones en los contratos para explorar-explotar áreas fuera de EEUU y el Mar del Norte. Areas que comenzaron a producir con precios más altos, entre el 2006 y el 2008. Estos altos precios implicaron en el año 2008 ingresos de 974000 millones de dólares corrientes a OPEP y EXXON obtuvo en el mismo año con 42220 millones de dólares corrientes los beneficios más altos de su historia.

La ocupación de EEUU- Gran Bretaña de Irak aumentó la presencia de las empresas petroleras de esos dos países en el Golfo Pérsico, aspecto que junto a su posicionamiento en Afganistán, les abrió las puertas del crudo de dicho golfo y del Mar Caspio. Esta situación no afectó seriamente el poder de OPEP para decidir los niveles de precios del petróleo internacional, ya que dichos precios continuaban siendo volátiles como convenía los especuladores de los papeles petroleros.

Con mucho optimismo podría desearse que todos los protagonistas de esta historia estén de acuerdo en buscar un nivel mutuamente adecuado para los precios, (ya superada la crisis del Golfo de 1990 y superando el segundo contrashock petrolero de 1998; el tercer shock del 2006-2008, se controlen los conflictos en el Medio Oriente y en el Cáspio y se supere el contrashock de fines del 2008 y años subsiguiente si es que la crisis económica mundial no es de tipo estructural".

Si la crisis no fuera estructural es posible que el derrumbe del comercio mundial y los problemas sociales y económicos de los Países hagan pasar a segundo o tercer lugar el problema de los precios de la energía y con ellos los del petróleo.

- ix) Casi 40 años después de la famosa "crisis" de octubre de 1973, los países que se suponía previamente serían los grandes beneficiados por aquella "crisis", padecieron, quizá hasta mediados de la primera década del siglo XXI, las consecuencias, ya que la casi totalidad de los del Tercer Mundo exportadores de petróleo debieron recurrir al endeudamiento externo para equilibrar sus balanzas de pagos. De todas maneras los ingresos de los Países de OPEP de la reciente bonanza, al igual que la de los años 70 se reciclaron, en buena medida, hacia los países Desarrollados. Por el contrario, los que se consideraban víctimas de la "brutal" alza del precio del crudo, o sea los países industrializados importadores vivieron, al menos hasta el año 2008, una situación de relativa abundancia.
- x) La crisis de los años 2010 en adelante, muestra en una primera etapa una recuperación de los precios de los precios de las materias primas, que en principio beneficia a os países subdesarrollados, que de todas maneras siguen importando bienes de capital siempre a precios altos. China se está convirtiendo en el motor que mueve en parte la economía mundial pero no puede desprejarse ni minimizarse el rol de EEUU y de Europa del Oeste e incluso el de Rusia Es que a principios del siglo XXI, precios altos o bajos del crudo no provocarán ni el derrumbe, ni la expansión de las economías desarrolladas, porque otros factores mucho mas importantes que el precio del petróleo (entre ellos el poder financiero) son quizá los verdaderos causales de las expansiones o de los derrumbes de las economías.

5. PRECIOS INTERNACIONALES PETRÓLEO, METODOLOGÍA Y RESULTADOS 2013-2035

Aquí se realiza una estimación de la evolución de esos precios a largo plazo, en una hipótesis de precios de "ALTOS" y otra de precio "Bajos".

Como el precio del petróleo es el precio director de la energía, de su proyección se deducirán los precios del Gas Natural Licuado y del Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2011, atemperando la relación precios del Petróleo vs precio del Gas Natural Licuado por las expectativas que, a principios del año 2013, se tienen respecto del penetración del GN en los sistemas energéticos en los próximos años.

*(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy)
La metodología se ejemplifica, en parte, con el Escenario de "Máxima"*

5.1. Datos

Fuente: BP AMOCO STATISTICAL REVIEW of world energy: Chasse Manhattan Bank, Petroleum Economist y Oil and Gas Journal.

5.1.1. Evolución de Inversiones en Exploración y Desarrollo del Mundo: Período 1982-2012

Cuadro 5. 1.1

AÑO	Inversiones Mundo Estimadas: 10 ⁹ u\$s2012
1982	149,52
1983	120,85
1984	126,70
1985	107,82
1986	88,83
1987	83,59
1988	77,54
1989	81,22
1990	95,86
1991	108,11
1992	95,98
1993	95,98
1994	115,80
1995	132,31
1996	136,57
1997	138,68
1998	114,29
1999	79,88
2000	173,49
2001	227,52
2002	194,19
2003	229,53
2004	261,35
2005	247,45
2006	310,60
2007	327,44
2008	355,39
2009	392,88
2010	453,09
2011	350,33
2012	371,40
Acumulado 1982-2012	5844,19

Fuentes:

- 1982-2007: En base a Lehman Brothers: July 2, Diciembre 2007 varios número de Oil and Gas Journal.
- 2008: Estimado
- 2009-2010: Oil & gas Journal mar 7 2011
- 2011-2012: World Energy Outlook 2012, suponiendo el 60% sea para petróleo y el 40% para Gas Natural
- Los valores en U\$S 2012 se calcularo en bas al Indice de Precios al Consumidor de EEUU.

5.1.2. Evolución de Producción del Mundo entre 1982 y 2012 (10⁶ bls/día)

Cuadro 5.1. 2

ANO	10 ⁶ Bls/día
1982	57,00
1983	53,41
1984	57,69
1985	57,44
1986	60,56
1987	60,70
1988	63,24
1989	64,18
1990	65,68
1991	65,26
1992	65,70
1993	65,92
1994	67,12
1995	68,10
1996	69,90
1997	72,23
1998	73,58
1999	72,37
2000	74,91
2001	74,77
2002	74,50
2003	76,86
2004	80,36
2005	81,31
2006	81,69
2007	81,73
2008	82,34
2009	80,73
2010	82,48
2011	83,58
2012	85,90
Acumulado 1982 a 2012	2201,23

Fuente: BP Statistical Review.

5.1.3. Evolución de los precios del crudo (WTI) entre 1982 y 2012 (U\$S 2012/bl)

Cuadro 5.1.3

Año	Precio WTI (U\$S Corrientes/bl)	Indice Precios al Consumidor EEUU Base 2012=100	PRECIO WTI FOB U\$S 2012/bl.
1982	33,65	42,05	80,02
1983	30,30	43,41	69,81
1984	29,34	45,28	64,80
1985	27,99	46,89	59,69
1986	15,05	47,76	31,51
1987	19,19	49,51	38,76
1988	15,98	51,55	31,00
1989	19,68	54,04	36,42
1990	24,52	56,96	43,05
1991	21,54	59,36	36,29
1992	20,57	61,14	33,64
1993	18,45	62,97	29,30
1994	17,21	64,58	26,65
1995	18,42	66,42	27,73
1996	22,16	68,38	32,41
1997	20,61	69,95	29,47
1998	14,39	71,03	20,26
1999	19,31	72,60	26,60
2000	30,37	75,04	40,47
2001	25,93	77,18	33,60
2002	26,16	78,40	33,37
2003	31,07	80,19	38,75
2004	41,49	82,32	50,40
2005	56,59	85,11	66,49
2006	66,02	87,86	75,15
2007	72,2	90,36	79,90
2008	100,06	93,79	106,68
2009	61,92	93,41	66,29
2010	79,45	94,90	83,72
2011	95,04	97,95	97,03
2012	93,32	100,00	93,32

Fuente: BP Statistical Review: Precios corrientes y Bureau of Labor Statistics: Indice Precios Consumidor, Washington, DC.

El precio medio para el período 1982 – 2012 se calcula ponderando por la producción de cada año

$$\text{Precio Medio} \sum_{1982}^{2012} = 52,31 \text{ u\$s 2012/bl}$$

5.2. Proyecciones de la Producción Mundial de Petróleo

En base a una estimación para el 2013 y considerando los valores adoptados de World Energy Outlook, IEA, 2012, se calculan las proyecciones para ambos escenarios.

5.2.1. De la Producción Mundial de Petróleo entre 2013 y 2035 (10⁶ bl/día) Escenario de “Máxima”

Cuadro 5.2.1

Año	10 ⁶ bls/día
2013	86,70
2014	87,73
2015	88,78
2016	89,83
2017	90,91
2018	91,99
2019	93,09
2020	94,20
2021	94,56
2022	94,92
2023	95,28
2024	95,64
2025	96,00
2026	96,36
2027	96,73
2028	97,09
2029	97,46
2030	97,83
2031	98,20
2032	98,57
2033	98,95
2034	99,32
2035	99,70
Acumulado 2013-2035	2179,83

Fuentes:

Año 2013: Estimación en base a datos del mes de Mayo de OPEP.

Años 2020 y 2035: World Energy Outlook 2012 IEA, Escenario Nueva Política página 102.

Años 2014 a 2019 Interpolando entre datos 2013 y 2020.

Años 2021 a 2034 Interpolando entre datos 2020 y 2035.

5.2.2. De la producción mundial de petróleo entre 2013 y 2035 (10⁶ bl/día) Escenario de “Mínima”

Cuadro 5.2.2

Año	10 ⁶ bls/día
2013	86,70
2014	87,35
2015	88,01
2016	88,67
2017	89,34
2018	90,01
2019	90,68
2020	91,37
2021	91,26
2022	91,15
2023	91,04
2024	90,93
2025	90,82
2026	90,71
2027	90,60
2028	90,49
2029	90,38
2030	90,27
2031	90,16
2032	90,06
2033	89,95
2034	89,84
2035	89,73
Acumulado 2013-2035	2069,52

Fuentes: Año 2013: Estimación en base a datos del mes de Mayo de OPEP.

Años 2020 y 2035: World Energy Outlook 2012 IEA, Escenario nueva política atemperado, página 102.

Años 2014 a 2019 Interpolando entre datos 2013 y 2020.

Años 2021 a 2034 Interpolando entre datos 2020 y 2035.

5.2.3. Datos de Inversión en Exploración y Desarrollo 2013-2035:

En base a estimaciones de World Energy Outlook, IEA, 2012

- Escenario de “Máxima” : 8908 10⁹ us\$ 2012
- Escenario de “Mínima”: 8640,72 10⁹ us\$ 2012

5.3. Valor histórico de la Inversión en Exploración y Desarrollo para crear la Capacidad de Producción Mundial entre 1982 y 2007

q_o : capacidad ociosa al 31/12/12
 q_{TM} : Capacidad total media
 q_e : Capacidad neta
 q_d : Capacidad a reponer
 q_e : 85,90 10⁶ bl/día – 57,0 10⁶ bl/día = 28,9 10⁶ bl/día
 q_o : 3 10⁶ bl/día
 q_{et} : $q_e + q_o = 28,9 + 3 = 31,9$ 10⁶ bl/día

Hipótesis de Declinación: 10% a.a.

$$q_d : 0,1 \sum_{1982}^{2012} = 0,1 \times 2201,2310^6 \text{ bl/día} = 220,12 \text{ 10}^6 \text{ bl/día}$$

$$q_{TM} : q_{et} + q_d = 31,9 + 220,12 = 252,023 \text{ 10}^6 \text{ bl/día}$$

- Inversión Mundial acumulada: 82-2012

5844,2 . 10⁹ us\$ en 24 años

- Inversión histórica para crear un barril día de capacidad de producción

$$\frac{5844,2 \cdot 10^9 \text{ u\$s}}{252,03 \cdot 10^6 \text{ bl/día}} = 23188,5 \text{ us\$/bl - día}$$

con 10% aa de declinación

5.4. Hacer lo mismo para la proyección que en 3

Obtener la inversión proyectada por bl día de capacidad para, por ejemplo, 5% de Declinación de la Producción, se supone un fuerte esfuerzo de recuperación de la capacidad de los pozos.

Tener en cuenta que el Mundo tiene 3 10⁶ bl/día de capacidad ociosa de producción al 31/12/2012.

5.5. Comparar las (Inversiones/bl-día) históricas y las Proyectadas

Eso dará el incremento de dichas inversiones entre el futuro y el pasado.

5.6. Este mismo incremento debería aplicarse al precio medio histórico

(52,31 us\$ 2012/bl) y así se obtendría el precio medio para el período 2013-2035. Este valor medio futuro del precio, oscilaría entre 95,90 us\$ 2012/bl de 2012 y un precio \underline{X} en el año 2035, tal que el promedio sea el valor medio futuro del precio calculado.

5.7. Los valores se estimarán para los años 2013 a 2035

Se estima en 86,7 u\$s2012/bl para el año 2013 Los valores de precios calculados serán FOB.

5.8. Esquema de Cálculo

a) Para el precio medio histórico

Precio Medio Histórico = P_{mh}

$$\sum_{1982}^{2012} P_{ih} \times Q_{ih} = \text{Ingreso de la Producción histórica}$$

$$\sum_{1982}^{2012} Q_{ih} = \text{Producción Acumulada}$$

$$(1) P_{mh} = \frac{\sum_{1982}^{2012} P_{ih} Q_{ih}}{\sum_{1982}^{2012} Q_{ih}}$$

b) Para calcular el precio medio futuro cambiar 2030 por 2035 y 2008 por 2013

Precio Medio Futuro = P_{mf}

$$\sum_{2008}^{2030} Q_{fh} = \text{Producción Acumulada Futura}$$

$$\sum_{2008}^{2030} P_{if} \times Q_{if} = \text{Ingreso de la Producción Futura}$$

$$(2) P_{mf} = P_{mh} \times f$$

$$(3) f = \text{factor} = \frac{\text{Inversión para crear un barril/día de capacidad futura}}{\text{Inversión para crear un barril/día de capacidad histórica}}$$

Cuando:

$$(4) P_{mf} \times \sum_{2013}^{2035} Q_{if} = \sum_{2013}^{2035} P_{if} \cdot Q_{if}$$

Donde P_{mf} es el calculado en (2).

P_{if} : es la serie de precios incógnita entre el 2008 y el 2030.

$\sum_{2013}^{2035} Q_{if}$: es la producción acumulada futura, que es un dato sugerido.

$\sum_{2013}^{2035} P_{if} \cdot Q_{if}$: es el ingreso calculado de la producción futura conocida con los precios P_{if} desconocidos.

Es decir es una ecuación con 21 incógnitas (los valores de P_{if}) que se calcula por tanteo ya que se fijan los valores del año 2013.

En el Cuadro N° 5.8.1 se muestran los resultados de la simulación para El Escenario de Precios de "Máxima".

En el Cuadro N° 5.8.2 se muestran los resultados de la simulación para El Escenario de Precios de "Mínima".

En el Gráfico N° 5.8.1 se muestran los resultados de la simulación para los Escenarios Precios "ALTOS" y "BAJOS".

En ambos escenarios puede observarse que la tendencia, fundamentada en el inicio de este documento, es hacia un crecimiento en los niveles de precios, en moneda constante, que en el caso del Escenario de Precios BAJOS es más leve y algo mayor en el Escenario de Precios ALTOS

Ambos Escenarios implican una disminución en la tasa anual acumulativa de crecimiento del consumo total de Energía(esencialmente por medidas de uso racional) y una sustitución en el caso del Petróleo y el Carbón Mineral por Gas natural y Otras Fuentes (Nuclear, Eólica; Solar y Bioenergías).

El escenario de Precio "BAJOS" implica una menor tasa de crecimiento del consumo total de energía, (medidas más fuertes de uso racional de la energía) una mayor sustitución del Petróleo y Carbón Mineral y una mayor penetración de las Otras Fuentes, todo en relación al Escenario de Precios "ALTOS".

Como la demanda de Petróleo sería menor en el Escenario de Precios "Bajos" también lo serán las inversiones en Petróleo, pero por el contrario serán mayores las inversiones para todas las energías, por lo que implica la mayor incorporación de Otras Fuentes con costos de inversión más altos.

El Escenario de Precios "Bajos" implica, adicionalmente, una mayor sustitución del consumo de petróleo, en principio por Gas Natural y también por otras fuentes energéticas renovables y por la energía nuclear, pero en valores que se consideran razonables.

En síntesis para el petróleo crudo:

El precio medio en U\$S 2012/ bl resulta de:

- 52,31 para el período 1982/ 2012
- 116,0 para los precios "ALTOS" para el período 2013-2035
- 106,8 para los precios "BAJOS" para el período 2013-2035

Cuadro N° 5.8.1
Evolución Precios Crudo WTI 2013-2035: Escenario de Precios "ALTOS"
(U\$S2012/bl)

AÑO	PRECIO WTI U\$S 2012/bl.
2012	93,32
2013	95,16
2014	96,00
2015	98,00
2016	98,00
2017	100,94
2018	103,97
2019	107,09
2020	108,69
2021	110,32
2022	111,98
2023	113,66
2024	115,36
2025	117,09
2026	119,44
2027	121,23
2028	123,05
2029	124,89
2030	126,51
2031	127,97
2032	129,63
2033	131,33
2034	133,05
2035	134,65

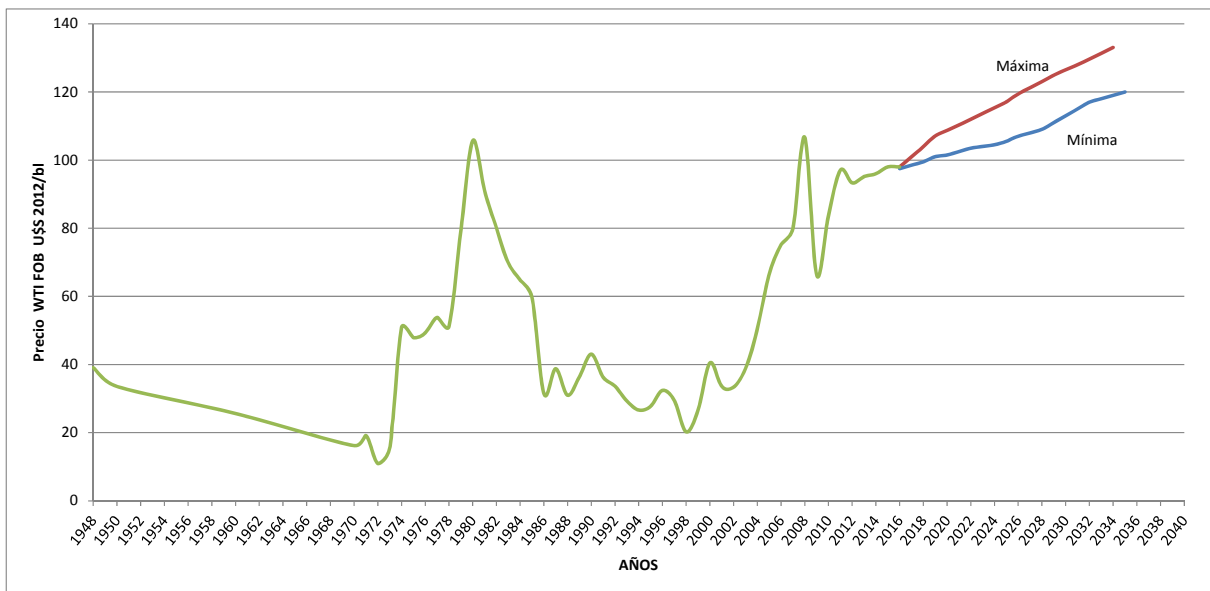
Fuente: Elaboración Propia

Cuadro Nº 5.8.2
Evolución Precios Crudo WTI 2012-2035: Escenario de Precios “Bajos”
(U\$S2012/bl)

AÑO	PRECIO WTI U\$S 2012/bl.
2012	93,32
2013	95,16
2014	96,00
2015	97,00
2016	97,50
2017	98,50
2018	99,50
2019	101,00
2020	101,50
2021	102,50
2022	103,50
2023	104,00
2024	104,50
2025	105,50
2026	107,00
2027	108,00
2028	109,00
2029	111,00
2030	113,00
2031	115,00
2032	117,00
2033	118,00
2034	119,00
2035	120,00

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico Nº 5.8.1
Evolución Precios del Crudo WTI: 1947 – 2035: Escenarios de Precios “ALTOS” y “BAJOS”
(u\$S 2012/bl)
1947-2025



Fuente: Elaboración Propia.

6. PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL) Y DEL CARBÓN MINERAL (CM)

Como el precio del petróleo es el precio director de la energía, de su proyección se deducirán los precios del Gas Natural Licuado y del Carbón Mineral, en base a la comparación de la evolución de los precios de los tres energéticos en el período 2000-2011., atemperando la relación precios del Petróleo vs precio del Gas Natural Licuado por las expectativas que a principios del año 2013 se tienen respecto de la penetración del GN en los sistemas energéticos en los próximos años.

(Los datos de los precios históricos se han obtenido del BP Statistical Review of World Energy)

En los Cuadros N° 6.1 y 6.2 y en el Gráfico N° 6.1 se muestra la proyección de los precios del Gas Natural Licuado (GNL) para el período 2012-2035 para los Escenarios de Precios Altos y de Precios Bajos respectivamente.

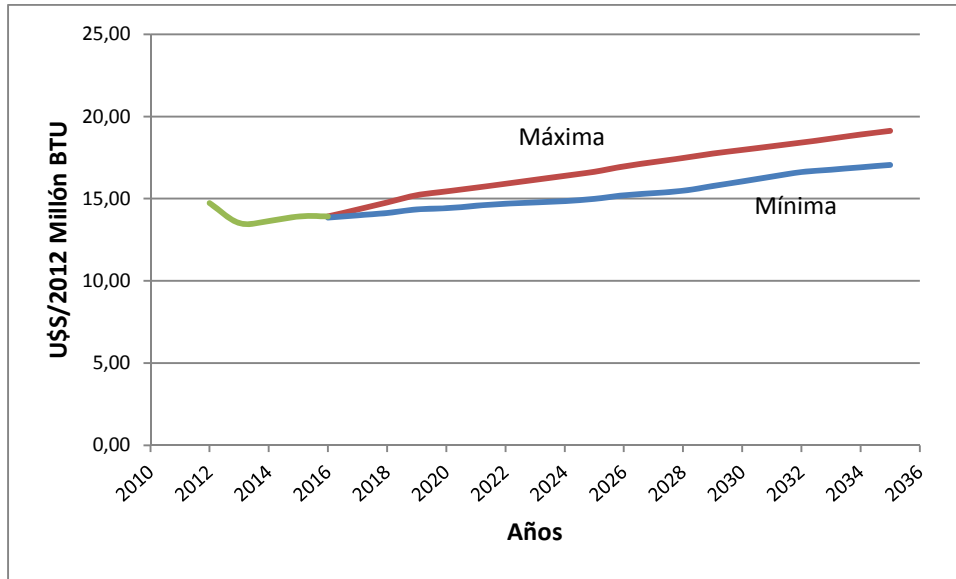
En los Cuadros N° 6.3 y 6.4 y en el Gráfico N° 6.2 se muestra la proyección de los precios del Carbón Mineral (CM) para el período 2012-2035 para los Escenarios de Precios Altos y de Precios Bajos respectivamente.

Cuadro N° 6.1
Proyección de precios del GNL de Precios “ALTOS”
2012-2035

AÑO	GNL U\$\$/2012millón BTU
2012	14,73
2013	13,52
2014	13,64
2015	13,92
2016	13,92
2017	14,34
2018	14,77
2019	15,21
2020	15,44
2021	15,67
2022	15,91
2023	16,15
2024	16,39
2025	16,63
2026	16,97
2027	17,22
2028	17,48
2029	17,74
2030	17,97
2031	18,18
2032	18,42
2033	18,66
2034	18,90
2035	19,13

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N° 6.1
Proyección de precios del GNL de Precios Altos y Bajos
2012-2035



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 6.2
Proyección de precios BAJOS del GNL
2012-2035

AÑO	GNL U\$/2012millón BTU
2012	14,73
2013	13,52
2014	13,64
2015	13,78
2016	13,85
2017	13,99
2018	14,13
2019	14,35
2020	14,42
2021	14,56
2022	14,70
2023	14,77
2024	14,85
2025	14,99
2026	15,20
2027	15,34
2028	15,48
2029	15,77
2030	16,05
2031	16,34
2032	16,62
2033	16,76
2034	16,91
2035	17,05

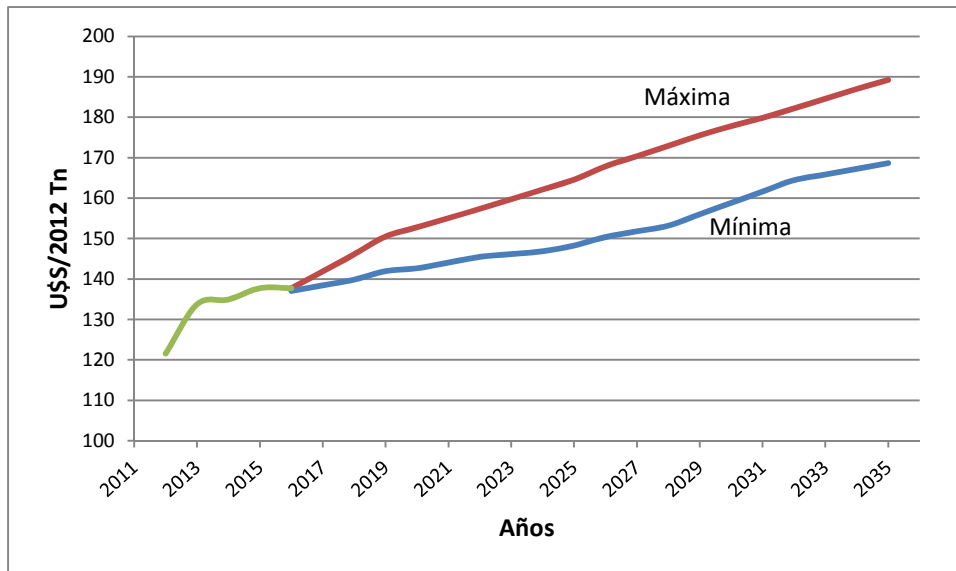
Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 6.3
Proyección de precios ALTOS del CM
2012-2035

AÑO	CM U\$S2012/tn
2012	121,54
2013	133,74
2014	134,92
2015	137,74
2016	137,74
2017	141,87
2018	146,12
2019	150,51
2020	152,76
2021	155,06
2022	157,38
2023	159,74
2024	162,14
2025	164,57
2026	167,86
2027	170,38
2028	172,94
2029	175,53
2030	177,81
2031	179,86
2032	182,19
2033	184,58
2034	187,00
2035	189,24

Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico N° 6.2
Proyección de precios Altos y Bajos del CM
2012-2035



Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro N° 6.4
Proyección de precios Bajos del CM
2012-2035

AÑO	CM U\$S2012/tn
2012	121,54
2013	133,74
2014	134,92
2015	136,33
2016	137,03
2017	138,44
2018	139,84
2019	141,95
2020	142,65
2021	144,06
2022	145,47
2023	146,17
2024	146,87
2025	148,28
2026	150,38
2027	151,79
2028	153,20
2029	156,01
2030	158,82
2031	161,63
2032	164,44
2033	165,84
2034	167,25
2035	168,66

Fuente: Elaboración Propia.

7. ESCENARIO DE PRECIOS Y DE CONSUMO DE ENERGÍAS

Elaborado por la Agencia Internacional de la Energía en su informe: "World Energy Outlook 2012", de noviembre del año 2012.

Proyección de Precios PE; GNL y CM: 2011-2035

Precios	Unidad	Escenario de nuevas Políticas						Escenario de Políticas actuales						Escenario Ligado a limitaciones al aumento de temperatura Global					
		2011	2015	2020	2025	2030	2035	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2011	2015	2020	2025	2030	2035
WTI	U\$S2011/bl	107,6	116	119,5	121,9	123,6	125	107,6	118,4	128,3	135,7	141,1	145	107,6	115,3	113,3	109,1	104,7	100
Gas Natural Gaseoso Europa	U\$S2011/millón BTU	9,6	11	11,5	11,9	12,2	12,5	9,6	11,2	12,1	12,9	13,4	13,7	9,6	10,9	10,8	10,4	10	9,6
GNL Japón	U\$S2011/millón BTU	14,8	15	14,3	14,5	14,7	14,8	14,8	15,3	14,7	15,2	15,6	16	14,8	14,9	13,5	12,9	12,5	12,2
CM importado por OECD	U\$S2011/Tn	123,4	108,5	112	113	114	115	123,4	110	115	119,2	122,5	125	123,4	105,3	97,5	89	78	70

Fuente: World Energy Outlook 2012, página 41.

Demanda de Energía por Fuente: 2011-2035

Demanda Energía	Millones TEP	Escenario de nuevas Políticas			Escenario de Políticas actuales			Escenario Ligado a limitaciones al aumento de temperatura Global		
		2010	2020	2035	2010	2020	2035	2010	2020	2035
PE	Millones TEP	4113	4457	4656	4113	4542	5053	4113	4282	3682
GN	Millones TEP	2740	3266	4106	2740	3341	4380	2740	3078	3293
CM	Millones TEP	3474	4082	4218	3474	4417	5523	3474	3569	2337
OTRAS	Millones TEP	2403	3117	4217	2403	3032	3720	2403	3247	5481
TOTAL	Millones TEP	12730	14922	17197	12730	15332	18676	12730	14176	14793

Fuente: World Energy Outlook 2012, página 51.