



# Mercado Petrolero mundial: Se atenúa el derrumbe

Jorge Eduardo Navarrete  
Grupo de Energía

18 de febrero de 2016

## **FLASH DEL 16 DE FEBRERO—ACUERDO INICIAL PARA CONGELAR PRODUCCIÓN**

*La noche del 15 de febrero trascendió que los ministros de Energía de Arabia Saudí, Federación de Rusia, Qatar y Venezuela habían alcanzado un acuerdo en principio que —bajo la condición de que se unieran al mismo otros países productores— congelaría el monto de su producción petrolera en los muy altos niveles alcanzados en enero de 2016, como acción conjunta orientada a reducir el exceso de suministros y fortalecer los precios, tras algo más de 18 meses de caídas casi ininterrumpidas cercanas al 75%. El anuncio provocó un repunte inmediato en los precios, que llegó hasta 6% al inicio de la jornada de mercado el día siguiente, aunque más adelante perdió impulso y cerró, en el caso del Brent, en 32.18 dls/b, 3.6% por debajo del cierre del día anterior.*

*Las primeras informaciones\* destacan que se trata del primer acuerdo para limitar volúmenes de producción, en que intervienen países de la OPEP y de fuera de ella, en quince años, alcanzado en una reunión no publicitada realizada en Doha. El ministro saudí manifestó que “mantener la producción al nivel de enero es adecuado en una situación del mercado en que la oferta se reduce por los niveles de precio prevalecientes y [existe] una demanda al alza”. El ministro de Rusia subrayó la condición de que otros productores secunden la iniciativa y el qatarí añadió que atraer a otros productores grandes “podría resultar complicado”. Los analistas estimaron que este factor provocó que la fuerte alza inicial de las cotizaciones, se atemperara a lo largo de la jornada. Un anuncio conjunto ruso-saudí parecía improbable en momentos de agudas tensiones bilaterales alrededor del conflicto en Siria.*

*\* “Saudis and Russia agree oil output freeze, Iran still an obstacle”, Reuters; “Saudi Arabia and Russia ministers agree oil production freeze”, Financial Times; “Russia and 3 OPEC Members Agree to Freeze Oil Output”, The New York Times; aparecidas el 16 de febrero en las respectivas páginas web.*



## CONTENIDO

COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO.....	3
2015: caída más abrupta y más prolongada de lo esperado.....	3
Evolución trimestral de la demanda, la oferta y los precios.....	3
Un amortiguador de 3,000 millones de barriles.....	7
Los hedge funds y las apuestas a la caída de precios.....	9
2016: un principio de año desastroso.....	11
Las calificadoras degradan a algunos países exportadores.....	15
Los otros damnificados: las corporaciones petroleras.....	16
IRÁN: TRAS EL FIN DE LAS SANCIONES.....	17
TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES.....	19
China: primer generador eólico.....	19
Estados Unidos: tres reveses a la estrategia de energía limpia y una nueva opción	
Sabotaje jurídico a los compromisos en la COP21.....	20
Estrategia de la industria: sacar del mercado a la energía solar.....	21
Una propuesta sin futuro—el impuesto al petróleo.....	23
Posible compromiso sobre una ley de energía.....	24
Referencias.....	26



## COMPORTAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO

### 2015: caída más abrupta y más prolongada de lo esperado

Los catorce meses tras a la decisión de la Conferencia de la OPEP de noviembre de 2014 de “mantener el nivel de producción de 30.0 millones de barriles diarios, convenido en diciembre de 2011”<sup>1</sup> han sido desastrosos, sobre todo en materia de precios. Aunque esa decisión no ha sido, desde luego, el único factor—y, con toda probabilidad, tampoco el más importante—se ha aceptado, de manera más o menos convencional, fechar a partir de ella la caída precipitada, con breves altibajos y periodos de extrema volatilidad, de las cotizaciones, medida en las de los tres principales crudos marcadores. En realidad, la caída se había iniciado seis meses antes, desde mediados de 2014<sup>2</sup>.

Adviértase la inaudita magnitud de la reducción relativa de las cotizaciones:

<i>De Jun 2014</i>	<i>A Dic 2014</i>	<i>A Dic 2015</i>	<i>A Ene 2016</i>
<i>Brent</i>	- 43.4%	- 66.8%	- 72.5%
<i>WTI</i>	- 48.3%	- 69.0%	- 72.4%
<i>Canasta OPEP</i>	- 44.9%	- 69.5%	- 75.3%
<i>Memo: MME</i>	- 45.9%	- 71.6%	- 72.4%

Fuente: Calculado con base en el Cuadro 1

El análisis más reiterado atribuye este comportamiento, como determinante principal, al exceso de oferta, a un mercado sobreabastecido. Sin embargo, la magnitud del excedente de oferta y sus altibajos, así como el notable aumento sostenido de la demanda, parecen sugerir que hubo otros factores en juego.

### *Evolución trimestral de la demanda, la oferta y los precios*

Un repaso del comportamiento del mercado petrolero mundial en 2015, que atienda a la evolución de la demanda, tanto de las economías de la OECD como de las economías emergentes y en desarrollo; de la oferta, tanto la originada en la OPEP como fuera de ella, y de los precios de los tres crudos marcadores, destacaría estos factores:



Demanda	Oferta	Precios
<p><b>En el primer trimestre</b> la demanda registró una reducción modesta sobre el trimestre anterior, originada en la caída de las economías emergentes, ante la previsión de desarrollo débil. La demanda de los avanzados observó un leve repunte.</p>	<p>La intención proclamada de mantener su participación en el mercado no provocó aumento alguno de la OPEP. El alza de oferta provino en su totalidad de fuera de la Organización, en especial la no convencional de América del Norte.</p>	<p>Los precios de los crudos marcadores acentuaron su desplome, en especial en enero, en lo que se consideró una primera reacción a la decisión de la OPEP de no reducir su tope de producción y de mantener sobreabastecido al mercado.</p>
<p>OECD + 0.11Mbd No-OECD - 0.55Mbd Mundial - 0.44Mbd</p>	<p>OPEP 0.00Mbd No-OPEP + 0.55Mbd Mundial + 0.55Mbd</p>	<p>Brent - 28.3% WTI - 35.9% OPEP - 31.4%</p>
<p>El incremento de la oferta no-OPEP elevó a 1.42Mbd el sobreabasto del mercado, más de tres veces por encima del último trimestre del año anterior. La caída de las cotizaciones en el trimestre fue superior a la observada en octubre-diciembre de 2014.</p>		
<p><b>En el segundo trimestre</b> se invirtió este sentido: hubo un aumento considerable fuera de la OECD, más que compensado por una caída aún más fuerte de la correspondiente a los países avanzados, dando lugar a una reducción de la demanda total.</p>	<p>Esa supuesta voluntad de elevar la producción por la OPEP se dejó sentir con fuerza, con alza de más de 1 Mbd sobre el trimestre anterior. Un aumento mucho más modesto se dio en el resto del mundo, como preludio de lo que ocurriría en el año.</p>	<p>A pesar del fuerte aumento de la oferta y del hecho de que la demanda tuvo leve descenso, pues el alza no-OPEP fue más que compensada por la caída en la demanda de la OECD, los precios de los tres marcadores se movieron al alza.</p>
<p>OECD - 1.05Mbd No-OECD + 0.95Mbd Mundial - 0.10Mbd</p>	<p>OPEP + 1.1Mbd No-OPEP + 0.1Mbd Mundial + 1.2Mbd</p>	<p>Brent + 15.0% WTI + 19.0% OPEP + 19.1%</p>
<p>Al mismo tiempo, el sobreabasto calculado para el trimestre fue del doble del primero, llegando a 2.4 Mbd, elemento que también debería haber debilitado los precios. Éstos, sin embargo, gozaron de un breve veranillo, aunque las fluctuaciones diarias de las cotizaciones se acentuaron.</p>		
<p>En el tercer trimestre, el alza de la demanda se generalizó y fue particularmente fuerte en los países de la OECD, para un total mundial de 1.6Mbd en el período.</p>	<p>Del otro lado, los suministros de la OPEP—a la que se atribuyó siempre el exceso de oferta—se contrajeron, sin compensar del todo el alza de más de un Mbd de los demás productores.</p>	<p>El descenso de las cotizaciones de los tres marcadores, cercana al 20% en el trimestre, pareció poco congruente con un alza de la demanda sumado a una caída de la oferta.</p>
<p>OECD + 1.4Mbd No-OECD + 0.2Mbd Mundial + 1.6Mbd</p>	<p>OPEP - 0.5Mbd No-OPEP + 1.1Mbd Mundial - 0.6Mbd</p>	<p>Brent - 19.4% WTI - 19.3% OPEP - 19.6%</p>
<p>La caída de las cotizaciones, menos drástica que la del primer trimestre, contrastó, no obstante con un segundo trimestre de recuperación y con un comportamiento del mercado que podría esperarse arrojara otro resultado. El excedente de oferta se comprimió considerablemente, en alrededor de 1Mbd, pero la caída de las cotizaciones fue considerable.</p>		
<p><b>En el cuarto trimestre</b> de 2015 la demanda volvió a contraerse en el sector avanzado y la leve alza registrada en el mundo en desarrollo no logró cubrirla.</p>	<p>La oferta total se mantuvo estable en el período, pues el alza de la proveniente de la OPEP fue compensada, barril por barril, por el resto.</p>	<p>Se diría, que prácticamente con independencia de los cambios en demanda y oferta, los precios registraron otro trimestre de caída considerable.</p>



OECD	- 0.5Mbd	OPEP	+ 0.8Mbd	Brent	- 12.7%
No-OECD	+ 0.2Mbd	No-OPEP	- 0.8Mbd	WTI	- 9.3%
Mundial	- 0.3Mbd	Mundial	0.0Mbd	OPEP	- 13.3%

Culminó un año paradójico, con fuertes movimientos a la baja en las cotizaciones de los principales crudos marcadores que no parecen guardar relación ni con la magnitud ni el sentido de los cambios de la oferta y la demanda en el mercado. En el cuarto trimestre, el excedente de oferta calculado fue del orden de 1.6Mbd, bastante inferior al observado, por ejemplo, en el segundo trimestre que en aquel momento dio lugar a una recuperación generalizada de las cotizaciones.

Uno de los puntos insuficientemente aclarados en el análisis previo es el relativo a la contribución de la OPEP al excedente de oferta y, por tanto, al desplome de los precios. La mayoría de los análisis convencionales de mercado atribuyen a la ‘sobreproducción de la OPEP’ la mayor —si es que no la exclusiva— responsabilidad en esos fenómenos. Un análisis de mercado de febrero de 2016 de la Agencia estadounidense de Información sobre Energía arroja luz sobre este asunto<sup>3</sup>. La producción de crudo de la OPEP, dice el estudio, alcanzó en 2015 un volumen promedio de 31.6 Mbd, con alza de 0.8Mbd, atribuible sobre todo a la creciente producción de Irak y Arabia Saudí. Hay que añadir 6.6Mbd de producción de líquidos diferentes del crudo. (La estimación queda un tanto por debajo de la presentada por la AIE, que se refleja en el cuadro 3). “La AIE supone que una reducción de la producción, convenida entre los miembros de la OPEP y otros productores importantes, no tendrá lugar en el período de análisis [que cubre hasta 2017] pues los principales productores de la OPEP llevarán adelante la estrategia de defender su participación en el mercado.”

El excedente de capacidad de producción de crudo de la OPEP —añade la AIE— alcanzó a 1.6 Mbd en promedio en 2015. “La capacidad excedente es un indicador típico de las condiciones del mercado y una capacidad excedente inferior a 2.5 Mbd se interpreta como indicación de un mercado relativamente equilibrado. Sin embargo, la continuada acumulación de inventarios y los elevados niveles reales y previstos de inventarios globales hace menos significativo un nivel relativamente bajo de capacidad excedente”, como el que se encontró en la OPEP hacia finales de 2015.

En suma, no parece existir evidencia suficiente de que hayan sido los volúmenes adicionales de oferta proveniente de la OPEP los responsables mayores de la caída de los precios en 2015.



CUADRO 1 – PRECIOS MEDIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: 2015 (dólares por barril)

	<i>Brent</i>	<i>WTI</i>	<i>Canasta OPEP</i>	<i>MME<sup>a</sup></i>
<b>2014</b>				
2º semestre	90.18	85.16	86.97	78.38
4º trimestre	77.00	73.11	73.15	66.33
Anual	99.37	92.84	96.29	86.00
<b>2015</b>				
1er trimestre	55.19	48.68	50.30	45.44
2º trimestre	63.48	57.94	59.89	52.87
1er semestre	59.34	53.31	55.10	49.16
3er trimestre	51.19	46.52	48.16	41.40
4º trimestre	44.69	42.18	39.84	33.86
2º semestre	47.94	44.35	47.47	37.63
Anual	53.57	48.80	51.28	43.39
<b>2016</b>				
Enero	31.92	31.78	26.63	22.82

<sup>a</sup>Mezcla mexicana de exportación

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano ([portalweb.sgm.gob.mx](http://portalweb.sgm.gob.mx)) y OPEC Monthly Oil Market Report (números de 2013,2014, 2015 y enero 2016) ([www.opec.org](http://www.opec.org))

CUADRO 2 – OFERTA MUNDIAL DE PETRÓLEO (Millones de barriles diarios – MBD)

	OPEP	No OPEP	Total
<b>2014</b>			
4º trimestre	37.8	57.6	95.4
2º semestre	37.8	57.1	94.8
Anual	37.5	56.3	93.7
<b>2015</b>			
1er trimestre	37.7	57.4	95.1
2º trimestre	38.8	57.5	96.3
1er semestre	38.3	57.5	95.7
3er trimestre	38.3	58.6	96.9
4º trimestre	39.1	57.8	96.9
2º semestre	38.7	58.2	96.9
Anual	38.7	57.6	96.3
<b>2016</b>			
Enero	n.d	n.d	96.5

FUENTE: International Energy Agency, Oil Market Report (números de 2014, 2015 y 2016) (<https://www.iea.org/oilmarketreport/reports>)



CUADRO 3 – DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO (Millones de barriles diarios – MBD)

	OECD	No OECD	Total
<b>2014</b>			
4º trimestre	46.3	47.7	94.0
2º semestre	46.1	47.2	93.6
Anual	45.7	47.1	92.8
<b>2015</b>			
1er trimestre	46.5	47.1	93.6
2º trimestre	45.3	48.6	93.9
1er semestre	45.9	47.9	93.8
3er trimestre	46.7	48.8	95.4
4º trimestre	46.2	49.0	95.3
2º semestre	46.5	48.9	95.4
Anual	46.2	48.4	94.6

FUENTE: International Energy Agency, Oil Market Report (números de 2014, 2015 y 2016) (<https://www.iea.org/oilmarketreport/reports>)

*Un amortiguador de 3,000 millones de barriles*

El comportamiento de los inventarios comerciales de petróleo a lo largo de 2015 es un factor importante para la sostenida baja de los precios del petróleo en el año. La Agencia de Información sobre Energía de Estados Unidos<sup>4</sup> estima que el monto de los intercambios comerciales, que refleja el balance entre producción (oferta) y consumo (demanda) exhibió excedentes de oferta variables en todos los trimestres de 2015, como sigue (medidos en Mbd):

Enero-marzo	Abril-junio	Julio-septiembre	Octubre-diciembre
1.83	2.30	1.48	1.76

Las cifras absolutas de los inventarios comerciales de crudo y otros líquidos en Estados Unidos y en el conjunto de la OECD, procedentes de la misma fuente, son también impresionantes pues equivalieron al cierre de 2015 a más de dos meses (66 días) de consumo (expresados en millones de barriles):

Volumen	1er trimestre	2o trimestre	3er trimestre	4o trimestre
Estados Unidos	1,217	1,277	1,306	1,319
OECD	2,797	2,888	2,961	3,029



En la edición de noviembre de 2015 de su *Oil Market Report*, la AIE analizó, como asunto de especial interés el papel de los enormes inventarios acumulados en el mercado petrolero mundial al acercarse el cierre de 2015<sup>5</sup>. Consideró que los inventarios acumulados, cuyo volumen se acerca a un récord de 3,000 millones de barriles, ofrecen una extraordinaria red de protección al mercado petrolero mundial: “una acumulación sin precedentes que compensaría eventuales choques geopolíticos o disrupciones inesperadas de la oferta”.

De manera previsible, la visión de la OPEP, expresada también en su reporte de noviembre de 2015<sup>6</sup>, es diferente: la acumulación excesiva de existencias, especialmente de inventarios comerciales de las empresas, es preludio a episodios de baja pronunciada de precios o ambos se presentan como fenómenos simultáneos. En los últimos diez años—dice la OPEP—ha habido dos episodios de acumulación excesiva. “El primero ocurrió junto con el deterioro de la demanda mundial de petróleo que siguió a la crisis financiera de 2008, cuando el excedente de los inventarios totales de la OECD llegó a 180 millones de barriles en el primer trimestre de 2009. El segundo episodio es la actual situación del mercado, resultante de la elevación en la oferta mundial. Ésta ha conducido a un excedente de los inventarios comerciales de la OECD. En los dos casos, los precios del crudo han caído a los niveles más bajos registrados en varios años.”

Iniciada en Estados Unidos, la sobreacumulación de inventarios se ha extendido a la OECD y más allá:

- Desde el segundo trimestre, los inventarios en Asia-Oceanía se han elevado en más de 20 millones de barriles.
- En Europa, la recuperación de la producción en Rusia y las crecientes compras al Medio Oriente han copado la capacidad de almacenamiento.
- China y la India están elevando sus reservas comerciales y estratégicas.

El fenómeno de amplias existencias ha aparecido también —continúa la AIE— en los mercados de derivados. Los inventarios de destilados se han elevado ante el notable aumento de la demanda de gasolina en los mayores consumidores, Estados Unidos y China, cuyos motoristas han respondido con rapidez a los menores precios del combustible vía adquisición y uso de vehículos más grandes y mayores distancias recorridas. En cambio, la demanda de destilados medios se ha debilitado ante la extendida y persistente atonía de la actividad industrial.

Los altos inventarios pueden ofrecer protección si una temporada invernal larga y cruda en el hemisferio norte tensa la oferta. Empero, las predicciones apuntaban, más bien, como hasta ahora ha ocurrido, a un invierno suave, tanto en Norteamérica como en Europa. En este caso, los enormes inventarios podrían actuar como red de protección



contra eventuales interrupciones de oferta, poco probables, pero no contra continuadas caídas en los precios.

El tema de los inventarios comerciales fue abordado por el secretario general de la OPEP en una conferencia en Londres, en diciembre de 2015. Abdalla S El-Badri destacó, primero, el enorme aumento reciente de los inventarios de la OECD<sup>7</sup>. Medidos por como promedio quinquenal móvil, han pasado de un deficiente (volumen inferior al promedio) de 85 Mb en 2013 a un excedente de más de 260 Mb hacia finales de 2015. A esta cifra habría que añadir las existencias comerciales en países fuera de la OECD y los aumentos en algunas reservas estratégicas nacionales.

“No hay duda de que esta situación ha afectado con fuerza y en forma muy negativa los precios del crudo”—afirmó. El-Badri señaló también que enfrentar el problema de los inventarios comerciales excesivos es un ámbito muy adecuado para la cooperación entre los países de la OPEP y los productores petroleros ajenos a ella:

“Es importante—aseveró—que todos los productores importantes discutan y hallen una solución a este asunto. El mercado necesita que los inventarios se reduzcan a niveles que permitan la recuperación de los precios y la reanudación de las inversiones.”

### *Los hedge funds\* y las apuestas a la caída de precios*

Un segundo factor adicional que conviene examinar es la especulación financiera vinculada al petróleo, es decir, el rol de los ‘mercados de papel’ en el desastroso comportamiento de los precios a lo largo de 2015.

Una nota informativa de finales de 2015 incluye la siguiente información:

Los *hedge funds* y otros agentes en los mercados de dinero han amasado, al 1 de diciembre, posiciones en corto que equivalen a 172 millones de barriles de petróleo crudo en los principales contratos de futuros y opciones en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX). Se trata de la tercera posición corta de mayor magnitud de la que se tenga registro después de las posiciones en corto por 178 millones de barriles, reportadas el 24 y el 31 de marzo del mismo año. Las posiciones en corto en la NYMEX casi se duplicaron en las siete semanas anteriores, desde un nivel mínimo reciente de 90 millones de barriles reportado el 8 de octubre. Si se incluyen las posiciones en corto sobre el Brent, los *hedge funds* tienen una posición corta combinada del orden de 300 millones de barriles<sup>8</sup>.

---

\* Se traduce como “fondos de cobertura”. En el texto se usa la expresión en inglés, más breve y común.



Se señala que la mayoría de los analistas prevén que los precios extiendan su caída en 2016 y que los *hedge funds* puedan cerrar gradualmente sus posiciones en un mercado a la baja. Pero el mismo gran número de posiciones cortas que serían recompradas y cerradas podría proporcionar un cierto apoyo de corto plazo a los precios. “Si los precios no caen, como esperan los *hedge funds*, algunos de ellos tratarían de reducir sus posiciones y tomar ganancias”. Un fenómeno de este tipo se produjo en marzo y en agosto y, después de algún tiempo, provocó movimientos considerables en los precios. “La incertidumbre acerca de lo que ahora ocurrirá explica por qué ha aumentado tanto la volatilidad de las opciones petroleras: los fundamentales apuntan a una nueva caída de los precios al tiempo que las posiciones en el mercado apuntan a un *rally* importante.”

Al presentar una suerte de resumen de la actividad vinculada al mercado petrolero de los *hedge funds* en 2015, dos analistas financieros de la agencia Reuters señalaron: “Para obtener ganancias con la aguda caída de los precios del petróleo en [2015], es preferible no ser humano. Aunque unos cuantos corredores bien conocidos han obtenido ingresos por parte de la caída de 35% en los precios del petróleo, han sido los fondos manejados por computadoras o fondos ‘sistemáticos’ los que han capturado gran parte de las ganancias. Estas ‘cajas negras’ usan programas para dar seguimiento a varias clases de activos y buscan sacar provecho de las tendencias del mercado. Así, después de que el crudo perdió 46% en 2014, estos fondos ya realizaban grandes apuestas a principios del siguiente año, con la hipótesis de que la tendencia bajista continuaría, en especial a través de los mercados de futuros y de otros mercados de derivados vinculados con la energía.”<sup>9</sup> Los fondos ‘discrecionales’, aquellos en que las decisiones son tomadas por personas, han ofrecido resultados mixtos, combinando ganancias espectaculares de algunos con pérdidas también impresionantes de otros. Todos, sin embargo, han contribuido a un mercado mucho más especulativo, volátil e inestable.

La opinión de la AIE respecto del efecto de la especulación sobre los precios ha sido tradicionalmente positiva. Un ejemplo se encuentra en un artículo aparecido hace años en la revista oficial de la Agencia, firmado por un analista *senior* de su *staff*, en el que se afirma: “Los especuladores no deben ser vistos como distorsionadores de precios. Son más bien actores esenciales para el adecuado funcionamiento de los mercados de derivados de los productos básicos, a los que proporcionan la liquidez necesaria y, en consecuencia, reducen la volatilidad del mercado. Las medidas regulatorias, como la fijación de límites a las posiciones especulativas... pueden tener consecuencias adversas, tales como reducir la liquidez, aumentar el costo del hedging y ampliar la volatilidad en los mercados de energía.”<sup>10</sup>

Una conclusión opuesta se desprende de la coincidencia, a lo largo de 2015, de los períodos de intensa fluctuación de las cotizaciones con la hiperactividad de los *hedge*



funds vinculados con el petróleo. Lo mismo ocurría, en los primeros años del siglo, con precios vigorosamente al alza. Un artículo de la época, fechado en Londres, anotaba: “Los especuladores han contribuido a elevar los precios a niveles récord, alcanzando casi 50 dls/b. El petróleo es un tema muy de moda en la City, donde millones de libras se obtienen diariamente y los oil traders se hallan entre los ejecutivos más solicitados.”<sup>11</sup> La conexión existió entonces y existe ahora.

## 2016: un principio de año desastroso

Al igual que un año antes, el principio de 2016 resultó desastroso para el mercado petrolero, pues los precios de los principales crudos marcadores —Brent, WTI y canasta OPEP— registraron caídas muy considerables y tocaron niveles mínimos casi en lo que va del siglo. Desde enero resultaba claro, como hizo notar la AIE, que la demanda mundial de crudo tendría, en el año, un crecimiento muy por debajo de la expansión observada en 2015 y el panorama de la oferta distaba de ser claro, aunque apuntaba a una cierta ampliación.

Surgieron, desde enero, señales de una búsqueda de entendimiento entre países productores —dentro y fuera de la OPEP— pero más que la idea de un posible acuerdo pesaron en el mercado las señales negativas provenientes de países productores, corporaciones petroleras y analistas que contemplan alarmados como la inestabilidad petrolera se retroalimenta de las volatilidades cambiaria y bursátil

El mercado vivió once jornadas sucesivas a la baja, entre el 4 y el 18 de enero, en cuyo curso la caída acumulada de las cotizaciones llegó a Dls 24.54, equivalente a una baja de 46.3% para el Brent; a Dls 19.78 o 41.0% para el WTI, y a Dls 21.25, es decir, 47.4% para la canasta de crudos de la OPEP. En la segunda parte del mes se combinaron jornadas al alza, con avances y caídas moderadas, por lo general inferiores a un dólar entre un día y otro. Al cierre de enero, las cotizaciones promedio del mes se situaron en niveles notoriamente inferiores a las correspondientes al mes inmediato anterior. En suma, enero mantuvo la tendencia a la baja que ha dominado al mercado. (véase el cuadro 4.) La mezcla mexicana de exportación por su parte, tuvo en enero un mes de mayor volatilidad y pérdida que los crudos marcadores. La caída máxima en el mes, registrada el 20 de enero, lo situó Dls 21.50 por debajo de la cotización de cierre de diciembre de 2015, deterioro equivalente a 53.2 por ciento.

EL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL EN ENERO DE 2016  
 CUADRO 4—PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: ENERO DE 2015 Y 2016 (Dólares por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en dólares)

	Brent				WTI				Canasta OPEP				Mezcla mexicana exportación			
	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -	2015	+ o -	2016	+ o -
Enero	56.42	-0.91	37.22	-0.12	52.69	-0.58	36.76	-0.28	51.78	-0.22	31.79	0.52	44.81	-0.63	27.04	-0.55
2 / 4	53.11	-3.31	36.42	-0.80	50.04	-2.65	35.97	-0.79	48.87	-2.91	31.21	-0.58	41.52	-3.29	26.26	-0.78
5	51.10	-2.01	34.23	-2.19	47.93	-2.79	33.97	-2.00	46.57	-2.30	29.71	-1.50	39.94	-1.58	24.75	-1.51
6	51.15	0.05	33.75	-0.48	48.65	0.52	33.27	-0.70	44.79	-1.78	27.85	-0.51	40.70	0.76	24.11	-0.64
7	50.96	-0.19	33.55	-0.20	48.79	0.14	33.16	-0.11	45.68	0.89	28.47	0.52	40.47	-0.23	23.65	-0.46
8	50.11	-0.85	31.55	-2.00	48.36	-0.43	31.41	-1.75	45.19	-0.49	27.07	-1.40	39.70	-0.77	22.07	-1.58
9 / 11	47.43	-2.68	30.86	-0.69	46.07	-2.29	30.44	-0.97	43.55	-1.64	25.76	-1.31	38.11	-1.59	21.50	-0.57
12	46.59	-0.84	30.31	-0.55	45.89	-0.18	30.48	0.04	41.50	-2.05	25.69	-0.07	37.36	-0.75	21.38	-0.12
13	48.69	2.10	31.03	0.74	48.48	2.59	31.20	0.72	41.65	0.15	25.00	-0.69	38.48	1.12	21.70	0.32
14	47.67	-1.02	28.94	-2.09	46.25	-2.23	29.42	-1.78	43.14	1.49	24.74	-0.26	38.52	0.04	20.70	-1.00
15	50.17	2.50	28.45	-0.49	48.69	2.44	---	---	43.40	0.26	23.58	-1.16	39.12	0.60	---	---
16 / 18	48.79	-1.38	28.76	0.31	48.69	0.00	28.46	-0.96	43.87	0.47	23.85	0.27	39.12	0.00	20.02	-0.68
19	47.99	-0.80	27.88	-0.88	46.39	-2.30	26.55	-1.91	43.04	-0.83	22.48	-1.37	38.44	-0.68	18.90	-1.12
20	---	---	29.25	1.37	---	---	29.53	3.08	43.25	0.21	22.89	0.41	---	---	20.32	1.42
21	48.52	0.53	32.18	2.93	46.31	-0.08	32.19	2.66	43.05	-0.20	25.50	2.71	38.18	-0.26	22.77	2.45
22	48.79	0.27	30.50	-1.68	45.59	-0.72	30.34	-1.75	43.69	0.64	25.58	0.08	38.03	-0.15	21.87	-0.90
23/25	48.79	0.00	31.80	1.30	45.15	-0.44	31.45	1.11	42.90	-0.79	25.11	-0.47	37.77	-0.26	22.55	0.68
26	49.60	0.81	33.10	1.30	46.23	1.08	32.30	0.85	43.24	0.34	26.40	1.29	38.59	0.82	23.38	0.83
27	48.47	-1.13	33.89	0.79	44.45	-1.78	33.23	-0.07	44.08	0.84	28.28	1.88	38.45	-0.14	25.04	1.76
28	49.13	0.66	34.70	0.81	44.53	0.08	33.62	0.39	43.88	-0.20	31.58	-0.33	38.42	-0.03	25.53	0.49
29	52.99	3.86	34.24	-0.46	48.24	4.71	31.62	-2.00	44.83	0.95	31.45	-0.13	40.40	1.98	25.82	0.29
30/1	<b>49.82</b>	<b>-3.43</b>	<b>31.92</b>	<b>-2.52</b>	<b>47.37</b>	<b>-4.45</b>	<b>31.78</b>	<b>-5.14</b>	<b>44.38</b>	<b>-6.95</b>	<b>26.63</b>	<b>-0.34</b>	<b>39.31</b>	<b>-4.41</b>	<b>22.81</b>	<b>-1.51</b>

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano ([portalweb.sgm.gob.mx](http://portalweb.sgm.gob.mx)) y OPEP, "OPEC Basket Price" ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/40.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm))

CUADRO 5—PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PRINCIPIOS FEBRERO DE 2015 Y 2016 (Dólares por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dls.)

	Brent		WTI		Canasta OPEP		Mezcla mexicana exportación	
	2015	+ o - 2016	2015	+ o - 2016	2015	+ o - 2016	2015	+ o - 2016
Febrero	52.99	3.86	48.24	3.71	44.83	0.95	40.40	1.99
30/1	54.75	1.76	49.57	1.33	48.19	3.36	43.57	3.17
2	57.91	3.16	53.05	3.48	51.77	3.58	46.31	2.74
3	54.16	- 3.75	48.45	- 4.60	52.22	1.45	44.90	- 1.41
4	56.57	2.41	50.48	2.03	50.81	-1.41	46.10	1.20
5	57.80	1.23	51.69	1.21	53.36	3.55	47.52	1.42
6/8	58.34	0.54	52.86	1.18	53.58	0.22	48.01	0.49
9	56.43	- 1.91	50.02	- 2.84	53.14	- 0.44	46.57	- 1.54
10	54.66	- 1.73	48.84	- 1.18	52.21	- 0.93	45.37	- 1.20
11	57.05	2.39	51.21	2.37	52.86	0.65	47.62	2.25
12		3.30		29.44		26.74		24.11
				0.32		1.53		2.03

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano ([portalweb.sgm.gob.mx](http://portalweb.sgm.gob.mx)) y OPEP, “OPEC Basket Price” ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/data\\_graphs/40.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm))





En las primeras jornadas de febrero se acentuó la volatilidad de las cotizaciones de los crudos marcadores, con clara tendencia a la baja, aunque no volvieron a alcanzarse los mínimos de mediados de enero.

Los informes mensuales de la OPEP y de la AIE sobre la evolución del mercado destacaron, para enero, elementos como los siguientes:

OPEP	AIE
<p>La caída de precios de enero reflejó el monto de oferta excedente, la continuada desaceleración de la economía de China y la menor demanda de combustible de calefacción por un invierno suave en el hemisferio norte.</p> <p>Las cotizaciones de la segunda mitad del mes indican un relativo mejoramiento del sentimiento del mercado y el cambio de sentido, hacia el alza, de las posiciones de los <i>hedge funds</i>.</p> <p>La firmeza del dólar siguió presionando al mercado, así como la continuada e incluso acelerada acumulación de inventarios. Un factor estacional de gran influencia fue el suave invierno que prevaleció en el hemisferio norte.</p> <p>La declinación que se espera en 2016 de la oferta no-OPEP —del orden de 700 mbd— es modesta si se tiene en mente la magnitud de la caída de los precios. En sí, no contribuirá mucho a la recuperación de las cotizaciones en el año.</p> <p>Se espera que en 2016 la demanda de crudo originado en la OPEP se sitúe en 31.6 Mbd, con aumento de 1.8 Mbd sobre la cifra de 2015.</p>	<p>El principal factor que detuvo la caída de los precios tras los mínimos registrados a mediados de enero parece haber sido la expectativa de un acuerdo de reducción de oferta de la OPEP y otros grandes productores—a pesar de lo remota e improbable que parece.</p> <p>Actuó también la expectativa de cierta moderación en el nivel de producción de la OPEP, a pesar del esperado aumento de la iraní. La producción <i>shale</i> sigue mostrando capacidad de sostenerse, con ajustes menores, a pesar de la muy fuerte caída de los precios.</p> <p>También alivió al mercado la previsión de un alza de la demanda en respuesta a los bajos precios (inferiores a Dls 30), pero ésta sigue frenada por un crecimiento modesto de la economía mundial, con riesgo de moderarse aún más.</p> <p>La revaluación del dólar eliminó el estímulo de demanda resultante de su debilitamiento.</p> <p>Quizá deba preverse que el mercado siga ampliamente sobreabastecido a lo largo de 2016 y no haya oportunidad para una reacción al alza de los precios.</p>
<p>Organization of Petroleum Exporting Countries, <i>Monthly Oil Market Report</i>, 10 de febrero de 2016.</p>	<p>International Energy Agency, <i>Oil Market Report</i>, 9 de febrero de 2016.</p>



### Las calificadoras degradan a algunos países exportadores

El 17 de febrero se propaló que la calificadora Standard & Poors había decidido revisar a la baja la calificación crediticia de diversos países exportadores de petróleo cuya solvencia había sido afectada por el desplome de los precios del petróleo, en especial las caídas ocurridas a principios de 2016<sup>12</sup>.

<p><b>ARABIA SAUDÍ : DOS GRADOS, DE A+ A A- GRADO ‘ALTO-MEDIO’ / BAJO RIESGO CREDITO</b></p> <p>El colapso de los precios ha lastimado la posición financiera del reino y causando una multiplicación de las preocupaciones acerca de su situación económica y dando lugar a especulación de que se eliminará el vínculo entre el riyal y el dólar. La baja de los ingresos ha provocado déficit de enorme magnitud, respondidos a través de reducciones de gasto y contratación de deuda. La desalentadora perspectiva de los precios fue el disparador de la baja de dos escalones en la calificación.</p>	<p><b>BRASIL: UN GRADO, DE BB+ A BB ELEMENTOS ESPECULATIVOS / RIESGO SUSTANCIAL</b></p> <p>“Siguen siendo muy considerables los desafíos que enfrenta el país. Esperamos un proceso de ajuste más prolongado, con una menor restricción en la política fiscal y un año más de aguda contracción económica.” El país se ha visto afectado en muy diversos frentes: el creciente escándalo de corrupción en Petrobras ha minado la confianza en la capacidad de las autoridades para responder en forma efectiva a la recesión. Esta segunda baja elevará el costo del nuevo financiamiento.</p>
<p><b>COLOMBIA: BAJA A ‘PERSPECTIVA NEGATIVA’</b></p> <p>‘Esperamos que el gobierno continúe las medidas de ajuste fiscal —tanto del lado del ingreso como del gasto— en vísperas del éxito de las negociaciones y de un acuerdo de paz. Si no se alcanzasen estos acuerdos, la débil posición fiscal afectará la percepción externa, con daño a la posición crediticia del país.’ Tras la baja de la perspectiva se encuentra la caída de precios del petróleo que trae consigo una expansión del déficit presupuestal y afecta las opciones de crecimiento.</p>	<p><b>BAHRAIN: DE BB CON PERSPECTIVA ESTABLE A BBB- CON PERSPECTIVA NEGATIVA</b></p> <p>‘Esperamos que el impacto de los bajos precios del petróleo exacerben una ya muy débil posición fiscal y de deuda. La vulnerabilidad a las fluctuaciones del petróleo ha aumentado desde 2009 por la permanencia hasta 2015 de las políticas anticíclicas de aquel momento, con altos niveles de gasto, aumento de salarios y subsidios, a pesar de los esfuerzos de consolidación anunciados.’ La carga de la deuda se ha duplicado desde 2009.</p>
<p><b>OTROS PAÍSES:</b> La calificación para <b>RUSIA (BB+)</b> se mantuvo sin cambio, a pesar de una más o menos generalizada expectativa de degradación. Ese rango, ya cercano al <i>junk status</i> se traduce formalmente como “situación con elementos especulativos, sujeta a riesgos sustanciales”. En cambio, se degradó a <b>OMÁN y KAZAJASTÁN</b> a <b>BBB-</b> que es el más bajo escalón antes de perder el llamado ‘grado de inversión’. El colapso de los precios del petróleo es el común denominador detrás de todos estos movimientos en las calificaciones crediticias<sup>13</sup>.</p>	



## Los otros damnificados: las corporaciones petroleras

Entre finales de enero y principios de febrero buen número de corporaciones petroleras internacional dio a conocer sus resultados financieros del cuarto trimestre de 2015 o, en algunos casos, del año en su conjunto. El común denominador fueron las afectaciones de diverso tipo provocadas por el colapso de los precios del crudo. El siguiente mosaico muestra la situación de algunos de estos otros damnificados:

<p><b>CONOCOPHILLIPS</b> anunció una reducción de 2/3 en el dividendo que pagará a sus accionistas, como resultado de la caída de los precios del petróleo, la primera gran corporación que adopta una decisión de esta naturaleza. Anunció también una reducción de 17% en sus gastos de inversión de Dls 7,700 a 6,400 millones. Ambos anuncios siguieron a la divulgación de una pérdida neta de Dls 3,500 millones en el cuarto trimestre de 2015. (FT, 4Feb).</p>	<p><b>EXXONMOBIL</b> logró, con su diversificada estructura, paliar la caída de precios. Sus actividades de refinación, favorecidas por los menores precios, produjeron un alza de 185% en sus utilidades, que compensó la reducción de 86% en las utilidades de la división de exploración y extracción. El flujo de caja de la empresa quedó corto respecto de los dividendos a pagar, por lo que se contrató deuda para cubrirlos. Sin embargo los gastos de inversión y en exploración se reducirán en 25%, a Dls 23,200 millones. (FT, 2Feb).</p>
<p><b>ROYAL DUTCH SHELL</b> —cuyo CEO declaró esperar que el rebalanceamiento del mercado ocurra en 2016 o, cuando muy tarde a principios de 2017— reportó una drástica reducción de sus utilidades: de Dls 19,000 millones en 2014 a sólo 3,800 millones en 2015. La actividad primaria arrojó pérdidas por Dls 5,700 millones y las de transformación industrial utilidad por 10,200 millones. Espera mantener en 2016 el dividendo de Dls 18 por acción definido para 2015. (FT, 4Feb).</p>	<p><b>STATOIL</b> anunció que no afectará el nivel establecido de dividendos, a pesar de registrar en 2015 una caída de 40% en los ingresos netos de la empresa. A pesar de ello, anunció una reducción marginal (de Dls 14.7 a 13 mil millones) en sus gastos de capital y un aumento (de Dls 1.7 a 2.5 mil millones) en su objetivo de reducción de costos. Para preservar el flujo de caja, el dividendo será pagado en acciones, con un descuento de 5%. (FT, 4Feb).</p>
<p><b>BRITISH PETROLEUM</b> informó haber tenido, en el cuarto trimestre, una pérdida de Dls 3,300 millones originada en la caída de los precios del crudo. Los ejecutivos de la corporación reiteraron su intención de no afectar el pago de dividendos. El CEO de BP declaró que “aunque tiene que aceptarse que los precios continuarán bajos por más tiempo, no es razonable pensar que continuarán bajos por siempre”. (NYT, 2Feb). Para el conjunto de 2015, BP reportó una pérdida de Dls 7,500 millones —la mayor de su historia—, que respondió tanto a la caída de los precios del crudo como al costo, estimado en Dls 9,800 millones, de la liquidación de los reclamos derivados del accidente del pozo Macondo. (FT, 2Feb).</p>	



## IRÁN: TRAS EL FIN DE LAS SANCIONES

A mediados de diciembre de 2015 se puso fin a los regímenes de sanciones asociadas al programa nuclear de Irán<sup>14</sup>. En las seis u ocho semanas siguientes, Irán retornó, con presencia incontrastable, a los diversos escenarios de la energía, el comercio, la economía, las finanzas y la política internacionales. Sigue una muy resumida reseña del retorno de Irán—la decimoctava economía del mundo en 2015, medida a paridad de poder adquisitivo por el Banco Mundial.

En el frente interno, el levantamiento de las sanciones y los acuerdos a que el gobierno iraní se avino para conseguirlo distaron de ser universalmente bienvenidos, aunque mes y medio después resulta claro que contaron con el aval mayoritario de la opinión política. Entre los opositores, además de los grupos fundamentalistas recalcitrantes, se contaron algunos segmentos de opinión nacionalista que estimaron muy alto el precio pagado —tanto en relación al programa nuclear como a la apertura del país a inspectores y otros agentes extranjeros— en función de beneficios que, incluso en el mejor de los casos, tomaría tiempo recabar<sup>15</sup>. Parece haber prevalecido el beneplácito por el rompimiento del aislamiento y la recuperación del estatus de ‘país normal’.

En materia petrolera, el país trató de iniciar y alcanzar en el término más breve posible su reinserción plena en el mercado petrolero mundial. Las noticias de los primeros embarques de crudo iraní a mercados antes cerrados por las sanciones llamaron la atención y ocuparon espacios de prensa, al menos en la de Irán mismo<sup>16</sup>. Se trataba, en un primer momento, de recuperar exportaciones equivalentes a entre 500 mil y hasta un millón de barriles diarios, en un término de seis a siete meses, hazaña complicada en más de un sentido en un mercado sobreabastecido con fuerte presión a la baja sobre las cotizaciones. La AIE contabiliza las exportaciones procedentes de “un Irán libre de las sanciones” como uno de los factores que contribuyeron a que en enero la producción de la OPEP aumentara en 280 mbd hasta un total de 32.63 Mbd<sup>17</sup>.

También a mediados de febrero se supo que, consultado por los ministros de Petróleo de Venezuela, Qatar e Irak, el ministro iraní, Bijar Namdar Zanganeh, señaló que “Irán apoya cualquier esfuerzo, incluyendo la cooperación entre miembros y no miembros de la OPEP, que se oriente a estabilizar el mercado y los precios del petróleo”<sup>18</sup>. Se entiende que en la coyuntura de un muy reciente levantamiento de las sanciones y de recuperación de su capacidad efectiva de producción, Irán no congelaría su producción en el nivel alcanzado en enero.

En el frente diplomático, la recuperación de la posición iraní fue sumamente rápida. A mediados de enero, apenas un mes después del fin de las sanciones, se señalaba; “Irán



ya es tratado como un jugador indispensable en varios conflictos del Oriente medio. Tiene un lugar en la mesa del foro diplomático ruso-estadounidense para encontrar una salida a la salvaje guerra civil en Siria. Irán y Estados Unidos colaboran discretamente en Iraq en la lucha contra ISIS. El intercambio de prisioneros entre Estados Unidos e Irán [simultáneo al anuncio de término de las sanciones] muestra que Washington y Tehrán intentan alcanzar acuerdos basados en sus mutuos intereses, más que en las viscerales animosidades del pasado.”<sup>19</sup>

Los momentos más memorables de estas primeras semanas de reinserción de Irán en la comunidad internacional fueron las visitas de Estado del presidente Hassan Rouhani a Italia (con breve paso por el Vaticano) y Francia, a finales de enero. Además de su enorme significado político abundaron también en el anuncio de acuerdos económicos y comerciales de la mayor importancia, como el acuerdo para la adquisición de 114 aviones al consorcio europeo Airbus, revelador de la enorme confianza con que Irán vuelve a pisar los primeros tablados de la economía y los negocios internacionales.<sup>20</sup>

“El presidente Rouhani y su delegación se proponen inicializar contratos en Italia con valor de alrededor de Dls 17,000 millones —desde oleoductos a ferrocarriles— y en Francia una flotilla de 114 Airbus. Estos acuerdos, con los países europeos más cercanos a Irán antes de que las sanciones destrozaran su economía, son un prelude de lo que va a venir ahora que la mayoría (pero no todas) las sanciones han sido eliminadas”— escribió también David Gardner. Se estima que Irán absorberá inversiones por Dls 150 mil millones anuales en los próximos cinco años. Sus importaciones pueden situarse entre Dls 75 y 115 mil millones de aquí a 2020.



## TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

### China: primer generador eólico

El 10 de febrero de 2016, el Consejo Mundial de Energía Eólica (Global Wind Energy Council) dio a conocer su compendio estadístico para 2015<sup>21</sup>. De él se desprende la siguiente numeralia sobre energía eólica:

Países con mayor capacidad instalada (> 10,000 MW)	2014	2015
República Popular China	114,604	145,107
Estados Unidos de América	65,877	74,471
Alemania	39,128	44,947
India	22,465	25,168
España	23,025	23,025
Reino Unido	12,633	13,603
Canadá	9,694	11,200
Francia	9,285	10,358
<i>Total mundial</i>	<i>369,695</i>	<i>432,419</i>
Capacidad instalada off shore	8,728	12,105
<i>Memorandum: México</i>	<i>2,359</i>	<i>3.073</i>

Llama la atención, desde luego el aumento anual superior a una cuarta parte (26.6%) de la capacidad de generación eólica instalada en China, que la confirma como líder con un tercio (33.6%) de la capacidad instalada mundial. La mitad (48.4%) de la capacidad eólica añadida en 2015 se instaló en China.

En 2015, Estados Unidos agregó casi 9 mil MW de capacidad y dispone ahora de una capacidad, más o menos equivalente a la mitad de China, pero aun en rápida expansión.

Más que a los grandes generadores, el GWEC espera rápidos aumentos en los pequeños. “Países en África, Asia y América Latina serán los líderes de la próxima década”, dijo el presidente del Consejo<sup>22</sup>.



## Estados Unidos: tres reveses a la estrategia de energía limpia y una nueva opción

### *Sabotaje jurídico a los compromisos en la COP21*

La “decisión sobre un caso pendiente”, adoptada con un voto mayoritario mínimo (5 a favor: Alito, Kennedy, Scalia, Roberts y Thomas, y 4 en contra: Breyer, Ginsburg, Kagan y Sotomayor), es decir, conservadores a favor y liberales en contra, ocupa apenas una cuartilla<sup>23</sup>, pero sus consecuencias pueden resultar demoledoras para los esfuerzos de la administración en materia de reducción de emisiones de bióxido de carbono derivadas del uso de combustibles fósiles en la generación eléctrica y, más allá de las fronteras estadounidenses, para el cumplimiento de los compromisos en materia de cambio climático adoptados en la COP21.

Lo que la Corte decidió el 9 de febrero fue, en atención a una demanda presentada por el estado de Dakota del Norte —que refleja fielmente los intereses de las industrias del carbón e hidrocarburos— conceder la suspensión de la aplicación de las disposiciones del Programa de Energía Limpia, anunciado hace unos meses por el gobierno de Obama atendiendo tanto a objetivos nacionales como globales en materia de cambio climático<sup>24</sup>.

La suspensión se aplicará en tanto la Corte de Apelaciones del Circuito del Distrito de Columbia se pronuncia sobre la petición del demandante, que objeta la aplicación de los “Lineamientos sobre las emisiones contaminantes con carbono por fuentes estacionarias existentes: Unidades de generación para el servicio público de energía eléctrica”, emitidos por la Agencia estadounidense de Protección Ambiental (EPA). El demandante desea que la Corte Suprema disponga de información más amplia sobre el caso, mediante la aprobación de un “*writ of certiorari*” (mandato de entrega de antecedentes). Si la Corte de Apelaciones niega esta petición del demandante, el caso se da por concluido. Si la acepta, la suspensión se mantendrá hasta que, habiendo considerado la información adicional suministrada, la Corte Suprema se pronuncie en definitiva sobre la materia.

En cualquiera de los dos casos, la demora en la implementación del Programa de Energía Limpia será considerable, extendiéndose hasta bien entrado 2017 y aún más allá. La primera afectación es que los estados de la Unión no se verán obligados a presentar, en septiembre próximo, sus metas estatales de reducción de emisiones de GEI provenientes de la generación eléctrica. Se ha hecho notar que el Programa adolecía de cierta vulnerabilidad jurídica, al ser producto de una disposición presidencial (“executive order”) más que de una ley aprobada por el Congreso<sup>25</sup>.

Las demoras en los diversos pasos del Programa será acumulativas y, como resultado, no se cumplirán los plazos previstos en las disposiciones estadounidenses ni los plazos



de los compromisos internacionales de reducción de emisiones. La Unión Europea, a través del comisionado de Energía, ya ha manifestado su preocupación y se han iniciado consultas con el gobierno de Estados Unidos sobre los alcances de la decisión de la Suprema Corte.

La demanda de Dakota del Norte no es el único ni el más importante desafío jurídico que enfrenta la política de cambio climático de Obama. La Suprema Corte aún no decide si conocerá de la presentada por 29 gobiernos y entidades estatales, a través de los fiscales generales de Virginia Occidental y Texas, con el apoyo de empresas carboníferas y algunas de generación eléctrica<sup>26</sup>. El sentido y la orientación política de la decisión de febrero hacen muy probable que la Corte Suprema decida también escuchar esta otra demanda. Quizá no sea exagerado afirmar que han empezado a doblar las campanas para la estrategia ambiental de Obama.

#### *Estrategia de la industria: sacar del mercado a la energía solar*

Quizá el supuesto objetivo de la llamada ‘estrategia saudita’ para el petróleo—expulsar del mercado a los competidores de alto costo: el crudo no convencional de Estados Unidos, el petróleo del ártico ruso, el aceite del subsal brasileño, otros crudos de yacimientos bajo aguas profundas y ultraprofundas en el Golfo de México y en otras áreas—<sup>27</sup> pueda atribuirse también, guardando debidamente las proporciones, a una aparente colusión entre la empresa generadora y distribuidora de energía eléctrica en el estado de Nevada, NVEnergy, y la autoridad reguladora estatal, la Comisión de Servicios Públicos de Nevada (Public Utilities Commission of Nevada—PUCN). Una decisión adoptada el 21 de diciembre de 2015 por la PUCN elevó sustancialmente las tarifas de porteo que los generadores y vendedores individuales de energía solar deben pagar a la empresa por el transporte/distribución de la energía excedente que generan los paneles solares que millares de ellos han instalado en sus hogares. Se teme que la decisión en Nevada sea reproducida en otros estados y signifique un golpe demoledor para el desarrollo del mercado nacional de energía limpia distribuida, a favor de la energía convencional, generada con combustibles fósiles.<sup>28</sup>

Nevada ha sido un caso de éxito significativo en la generación doméstica —por unidades familiares— de energía solar, impulsada por un programa oficial de estímulo. Alrededor de 17 mil residentes, apoyados por un esquema de devolución de inversiones hasta por Dls 23,000, aplicable sólo una vez, instalaron los paneles fotovoltaicos en los techos de sus residencias, en la expectativa de que, salvo por el ajuste inflacionario, las tarifas que pagarían se mantendrían constantes por lapsos largos, de entre 20 y 30 años. Ahora, con



el ajuste tarifario impuesto por la PUCN en diciembre, “enfrentan la perspectiva de pagar por la electricidad mucho más que si nunca hubieran hecho esa inversión, aunque ahora ellos mismos generan casi toda la energía eléctrica que utilizan”.

En su portal, la Comisión publicó un aviso de dos páginas redactado en un lenguaje técnico prácticamente impenetrable, excepto para los comisionados mismos y los ejecutivos de NVEnergy, en el que no se señalan, por ejemplo, los incrementos propuestos para las distintas tarifas aplicables.<sup>29</sup>

Por su parte, la información proporcionada por NVEnergy, la empresa mayormente involucrada, tampoco ofrece información clara y suficiente: “A lo largo de cinco años —informa la empresa—<sup>30</sup> el cargo básico por servicio se incrementará de manera gradual y cada incremento estará acompañado por una reducción en el pago por energía que los clientes con medidor (‘metering customers’) cubre por cada unidad de energía recibida de NVEnergy. Establece también un proceso gradual para disminuir el crédito que NVEnergy paga por la energía entregada por clientes con medidor al sistema de la empresa, así como el monto del crédito por energía excedente entregada por esos clientes, mismo que será revisado periódicamente por la PUCN.”

En suma, ninguna de estas informaciones ofrece una visión clara de los costos y beneficios que los cambios anunciados suponen para los compradores/vendedores individuales. Con base en el artículo citado, se entiende que “a partir del 1 de enero de 2016 las tarifas estarán sujetas a alzas graduales que terminarán por triplicar las cuotas mensuales que los usuarios de energía solar pagan a la empresa distribuidora por el uso de la red y disminuirá en tres cuartas partes el reembolso que reciben por la energía que entregan a la red”.

Otros elementos que conviene tener en consideración, mencionados también por el articulista, son los siguientes:

- Los tres comisionados han sido designados o vueltos a nombrar por el gobernador republicano de Nevada, cuya campaña electoral recibió DIs 20,000, la contribución máxima admisible, de la empresa NVEnergy, propiedad de Berkshire-Hataway, quizá la beneficiaria más importante de los cambios anunciados.
- Como ha hecho notar, Greenpeace, el American Legislative Exchange Council, un lobby que recibe apoyo financiero de intereses vinculados a los combustibles fósiles, ha recomendado la adopción de modelos de tarifas de porteo y compra de energía distribuida como el adoptado por la PUCN.
- El debate que despertó el anuncio de finales de diciembre forzó a la PUCN a abrir un nuevo período de consultas y la empresa insinuó que el nuevo esquema quizá



podría aplicarse sólo a los nuevos contratos, sin aplicarlo en forma retroactiva a los que ya están en vigor. De ser este el caso, constituiría un muy fuerte desincentivo para la expansión de la generación eléctrica distribuida a través de generación solar doméstica.

### *Una propuesta sin futuro—el impuesto al petróleo*

Entre sus principales características, la propuesta de presupuesto para el año fiscal 2017 del presidente Obama incluye un “sistema de transporte limpio para el siglo 21”, financiado con un nuevo impuesto a cargo de las corporaciones petroleras. “El sistema ampliaría en alrededor de 50% las inversiones estadounidenses en infraestructura de transporte limpio y sometería a revisión las inversiones ya comprometidas para reducir la contaminación de carbono, abatir el consumo de petróleo y crear nuevos empleos”.<sup>31</sup>

El sistema de transporte limpio propuesto descansaría, en lo fundamental, “en un nuevo impuesto de Dls 10 por barril [de petróleo producido] pagadero por las empresas petroleras, que sería disminuido gradualmente a lo largo de cinco años”. Se estima que la recaudación anual equivaldría a Dls 32,000 millones. Esta tasa proporcionaría los fondos necesarios para financiar las inversiones que reclama el sistema y también aseguraría la solvencia de largo plazo del Fondo Fiduciario Carretero, dedicado al mantenimiento de la infraestructura vial. “Al imponer una cuota sobre el petróleo se establece un claro incentivo para que la innovación privada reduzca la dependencia respecto del petróleo y, al mismo tiempo, invierta en las tecnologías de energía limpia reclamadas en el futuro.”

De acuerdo con el proyecto presupuestal ya citado, el Sistema de Transporte Limpio tendría tres principales componentes:

- *Reorientar las inversiones federales para ampliar las opciones de transporte—*Se destinarían alrededor de Dls 20 mil millones anuales, adicionales al gasto corriente, para reducir la densidad del tráfico vehicular y establecer nuevas opciones para movilizarse al trabajo y la escuela. Se ampliarían los sistemas de transporte en zonas urbanas, suburbanas y rurales; los trenes de alta velocidad se convertirían en una alternativa al transporte aéreo en los grandes corredores regionales, y se invertiría en nuevas tecnologías ferroviarias, como la de ‘maglev’.
- *Estimular y premiar las innovaciones de los gobiernos estatales y locales que provean sistemas de transporte más limpios, resistentes y eficientes—*Alrededor de Dls 10 mil millones anuales se destinarían a asegurar que los gobiernos locales, regionales y estatales eleven al máximo el rendimiento de sus inversiones en sistemas de transporte. Por ejemplo, se apoyarían las iniciativas locales para reducir



la contaminación por carbono en el sector de transporte, mediante mejor planeación en el uso del suelo, la construcción en terminales de combustibles limpios y el uso creciente de transporte público.

- *Acelerar la incorporación segura a la infraestructura de vehículos autónomos, tecnologías de bajo carbono y sistemas inteligentes de transporte*—Del orden de DIs 2,000 millones anuales se invertirían en producir una nueva generación de vehículos y aeronaves limpios e inteligentes, mediante el estímulo a la I&D en transporte limpio y el lanzamiento de proyectos piloto de vehículos autónomos inteligentes, seguros y no contaminantes.

El nuevo impuesto propuesto entronca con otras iniciativas recientes, referidas también a contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, entre las que descuella la moratoria de expedición de permisos para la producción de carbón en tierras federales<sup>32</sup>. Cuando se dio a conocer esta iniciativa, a principios de febrero, la reacción republicana no se hizo esperar. El *speaker* de la Cámara de Representantes, Paul D Ryan, de Wisconsin, declaró: “Una vez más, el presidente pretende que los esforzados consumidores paguen por su excéntrica agenda de cambio climático. La buena noticia es que este plan no es más que una distracción de año electoral. Como bien lo sabe este *lame-duck presidente*, la iniciativa llegará muerta a las puertas del Congreso.”<sup>33</sup>

De hecho, según otras informaciones, el presidente de la Cámara de Representantes ni siquiera se dio por recibido formalmente del proyecto de presupuesto de la administración, marcando un nivel mínimo de las relaciones entre poderes —y de la más elemental cortesía política— en la Unión Americana.

### *Possible compromiso sobre una ley de energía*

A partir del otoño de 2014 se considera en el Senado, en especial en el Comité de Energía y Recursos Naturales, un tipo de proyecto de ley que parece estar en vías de acelerada extinción, sobre todo en coyunturas preelectorales como la que desde entonces se vive en Estados Unidos. Los proyectos bipartidistas son, en efecto, cada vez menos frecuentes en el enrarecido ambiente político que domina en especial a la Cámara de Representantes pero que también se respira en el Senado. Ha llamado mucho la atención, por ello, que el proyecto haya sobrevivido hasta ahora el debate en el Comité, en cuyo curso se introdujeron numerosas enmiendas al proyecto original. Hasta principios de febrero, ninguna de ellas compromete o pone en peligro la continuada consideración del proyecto, pues han respondido a puntos de vista o a intereses compartidos por demócratas y



republicanos o, al menos, no abiertamente rechazados por ninguno de ellos. Un muy conocido y respetado organismo no gubernamental de seguimiento y análisis del trabajo legislativo en Estados Unidos (GovTrack.us) considera que este proyecto de ley —cuyo nombre abreviado es el de Ley de Modernización de la Política Energética de 2015, su código es el S.2012, y sus principales copatrocinadores las senadoras Lisa Murkowski (R, Alaska) y Maria Cantwell (D, Washington)— tiene una probabilidad de 37% de ser aprobado.<sup>34</sup>

El proyecto de ley es el de mayor alcance que se propone desde 2007, cuando se aprobó una ley de energía sustitutiva de la de 2005 que, a su vez, había reemplazado a otra adoptada en 1992. El actual proyecto abarca los siguientes capítulos: a) eficiencia energética en construcciones, aparatos, procesos industriales y vehículos, con un apartado sobre la investigación y desarrollo tecnológico de vehículos; b) infraestructura, con disposiciones en materia de ciberseguridad, reserva petrolera estratégica, electricidad y almacenamiento de energía y computación; c) generación y suministro de energía, por tipo de fuentes: hidroeléctrica, geotérmica, marina y mareomotriz, biomasa, hidrocarburos, carbón, y nuclear; d) operación de los sistemas energéticos, incluyendo cuestiones como el vínculo agua-energía, la confiabilidad de la red, los mercados y la accesibilidad, técnica y económica.<sup>35</sup>

El proyecto de ley, de acuerdo a una nota periodística,<sup>36</sup> se orienta a poner al día los sistemas de distribución de electricidad y transporte de hidrocarburos y, al hacerlo, ofrece oportunidades a los diferentes grupos de interés del vasto sector de energía en Estados Unidos. A los productores de combustibles fósiles les ofrece la oportunidad de aumentar sus exportaciones al autorizar la construcción de terminales portuarias de exportación y a los productores de energías renovables —eólica y solar, principalmente— ofrece el desarrollo de grandes sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, para combatir la intermitencia de la generación. Prevé, por otra parte, la creación o desarrollo de programas para mejorar la eficiencia energética de los edificios y prevenir el riesgo de ciberataques a la red nacional de distribución de energía eléctrica. El proyecto “no incluye disposiciones orientadas a aumentar de manera drástica la producción de combustibles fósiles, como desearía la mayoría de los republicanos, ni se refiere de manera directa a las cuestiones relacionadas con el cambio climático, como preferirían los demócratas”.

El director de un organismo no gubernamental, citado en la nota —Kevin Book de ClearView Energy Partners— estima “puede ocurrir una de dos cosas: el proyecto de ley puede verse atrapado en la retórica de la campaña política y verse destruido, o bien dar lugar a un debate sustantivo y convertirse en una ley de energía significativa”. La diferencia entre una y otra estriba en si se cede a la tentación de añadir al proyecto enmiendas que reflejen intereses favorecidos por algunos grupos de interés, pero despierten animadversión de



otros. En este momento, finales de enero, la segunda opción parece la más probable, concluyó el señor Book.

Habrá que mantenerse al tanto de ulteriores desarrollos de este importante debate legislativo.

## Referencias

- (1) Organization of Petroleum Exporting Countries, “OPEC 166th Meeting concludes”, OPEC Press Release, Viena, 27 de noviembre de 2014 ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/press\\_room/2938.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2938.htm)).
- (2) Con la ventaja del tiempo transcurrido, ahora se evidencia cuán errada fue la previsión de mercado de la Conferencia de la OPEP en junio de 2014. “La Conferencia revisó los acontecimientos recientes en los mercados petroleros... advirtiendo la relativa estabilidad de los precios hasta ahora en 2014 como indicación de que el mercado cuenta con suministros adecuados y que las fluctuaciones periódicas reflejan más las tensiones geopolíticas que una respuesta a las fundamentales [del mercado].” Véase, Organization of Petroleum Exporting Countries, “OPEC 165th Meeting concludes”, OPEC Press Release, Viena, 11 de junio de 2014 ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/press\\_room/2845.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2845.htm)).
- (3) U.S. Energy Information Administration (EIA), “Short-term Energy Outlook”, 9 de febrero de 2016 ([https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global\\_oil.cfm](https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global_oil.cfm)).
- (4) *Ibidem*.
- (5) International Energy Agency, “Billion Barrel Cushion”, *Oil Market Report*, noviembre de 2015 (<https://www.iea.org/oilmarketreport/reports/2015/1115/>).
- (6) Organization of Petroleum Exporting Countries, “Developments on Global Inventories”, *Monthly Oil Market Report*, 12 de noviembre de 2015, pp 3-5 ([http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/MOMR\\_November\\_2015.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_November_2015.pdf))



- (7) Abdalla El-Badri, secretario general de la OPEP, “Perspectiva de los mercados globales de energía”, Chatham House, Londres, 25 de enero de 2016 ([http://www.opec.org/opec\\_web/en/3410.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/3410.htm)).
- (8) Reuters, “Oil thorn between fundamentals and hedge fund positions: Kemp”, 7 de diciembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/us-opec-meeting-kemp-idUSKBN0TQ18620151207>).
- (9) Simon Jessop y Barani Krishnan, “Balk box hedge funds lead winners from oil colapse”, *Reuters*, 22 de diciembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/us-hedgefunds-oil-performance-idUSKBN0U51U320151222>).
- (10) Bahattin Buyuksahin, “Speculation demystified: virtuous volatility”, *IEA Energy*, París, 2 de noviembre de 2012 ([www.iea.org/ieaenergy/iea-journal-issue-3/](http://www.iea.org/ieaenergy/iea-journal-issue-3/)).
- (11) Robert Winnett, “Soaring prices: Speculators hijack the oil market”, *The Peninsula*, Qatar, septiembre de 2001 (<http://www.mafhoum.com/press7/206E63.htm>).
- (12) Una recopilación de notas informativas sobre las acciones de la calificadora Standard & Poors Financial Services se consultó el 18 de febrero de en la página web del *Financial Times*: [http://www.ft.com/intl/topics/organisations/Standard\\_&\\_Poor's\\_Financial\\_Services\\_LLC](http://www.ft.com/intl/topics/organisations/Standard_&_Poor's_Financial_Services_LLC)
- (13) Véase también Robin Wiggelsworth y Mark Odell, “Oil exporting countries hit by downgrades”, *Financial Times*, 17 de febrero de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/a463966e-d5ae-11e5-8887-98e7feb46f27.html#axzz40UOJKPh1>).
- (14) “Flash del 15 de enero: Fin del régimen de sanciones contra Irán”, PUED, *Mercado petrolero mundial*—enero de 2016, pp 1-2 ([www.unam/pued.mx](http://www.unam/pued.mx)).
- (15) Véase, por ejemplo, Joby Warrick, “Sanctions relief could strenghten hand of Iran’s reformas, but perils remain”, *The Washington Post*, 17 de enero de 2016 ([www.washingtonpost.com/world/national-security](http://www.washingtonpost.com/world/national-security)).
- (16) Véase, por ejemplo, “Iran to load its second oil cargo by end of Feb”, *Theran Times*, 18 de febrero de 2016 ([http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=253096](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=253096)).
- (17) IEA, *Monthly Oil Market Report, 9 February 2016* (<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>)



- (18) “Iran says backs effort to stabilize oil markets”, *Theran Times*, 18 de febrero de 2016 ([http://www.tehrantimes.com/index\\_View.asp?code=253087](http://www.tehrantimes.com/index_View.asp?code=253087)).
- (19) David Gardner, “A future without sanctions heralds a brighter outlook for Iran”, *Financial Times*, 12 de enero de 2016 ([www.ft.com/content...](http://www.ft.com/content/...))
- (20) Véase “Iran plans to buy 114 Airbus jets on Rouhani’s Europe visit”, *Financial Times*, 24 de enero de 2016 (<http://www.ft.com/content/cdcc295c-c290-11e5-b3b1-7b2481276e45>).
- (21) Global Wind Energy Council, *Global Wind Statistics 2015*, GWEC, Bruselas, 10 de febrero de 2016 ([http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015\\_LR.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR.pdf)).
- (22) Citado en Lucy Hornby, “China breezes past US as top wind power”, *Financial Times*, 10 de febrero de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/e2298424-cfdf-11e5-831d-09f7778e7377.html#axzz40UOJKPh1>)
- (23) U. S. Supreme Court, “Order in pending case – 15A793 – North Dakota V. EPA et al”, martes 9 de febrero de 2016 ([http://www.supremecourt.gov/orders/courtorders/020916zr4\\_4g15.pdf](http://www.supremecourt.gov/orders/courtorders/020916zr4_4g15.pdf)).
- (24) Véase “El Plan de Generación Eléctrica Limpia de Estados Unidos”, PUED, *Mercado petrolero mundial*—agosto de 2015, pp 7-9 ([www.unam/pued.mx](http://www.unam/pued.mx)).
- (25) Ed Crooks, “Obama’s climate strategy left up in the air”, *Financial Times*, 10 de febrero de 2016 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/8df438ea-d011-11e5-831d-09f7778e7377.html#axzz40UOJKPh1>).
- (26) *Ibidem*.
- (27) Para un análisis reciente de la llamada ‘estrategia saudita’ en el mercado petrolero internacional y algunas de sus consecuencias, véase la nota “Arabia Saudí: el costo de la estrategia alcanza al estratega”, PUED, *Mercado petrolero mundial*—enero de 2016, pp 6-11 ([www.unam/pued.mx](http://www.unam/pued.mx)).
- (28) La fuente principal de este apartado es Jacques Leslie, “Nevada’s Solar Bait-and-Switch”, *The New Yor Times*, 1 de febrero de 2016 (<http://www.nytimes.com/2016/02/01/opinion/nevadas-solar-bait-and-switch.html?emc=eta1>).



- (29) Comisión de Servicios Públicos de Nevada, “PUCN to consider revised rates for customers who participate in net energy metering”, Carson City, 21 de diciembre de 2015 ([http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AXImages/PRESS\\_RELEASES/300.pdf](http://pucweb1.state.nv.us/PDF/AXImages/PRESS_RELEASES/300.pdf)).
- (30) NVEnergy, “Netmetering”, [https://nvenergy.com/renewablesenvironment/renewablegenerations/NetMetering.cfm?utm\\_source=nve\\_frontpage&utm\\_medium=banner&utm\\_content=net-meter-rates&utm\\_campaign=net-meter-ratesFP](https://nvenergy.com/renewablesenvironment/renewablegenerations/NetMetering.cfm?utm_source=nve_frontpage&utm_medium=banner&utm_content=net-meter-rates&utm_campaign=net-meter-ratesFP)
- (31) U S Government, “21st Century Clean Transportation System”, *The President’s Budget for Fiscal Year 2017*, [www.whitehouse.gov/obm](http://www.whitehouse.gov/obm).
- (32) Véase “Estados Unidos: Moratoria de nuevas licencias para explotación de carbón en tierras federales”, *Mercado petrolero mundial*—enero de 2016, pp 15-17.
- (33) Coral Davenport, “Obama to Propose a \$10-a-Barrel Fee on Oil”, *The New York Times*, 4 de febrero de 2016 ([www.nytimes.com/2016/02/05/business/energy-environment/obama-to-propose-a-10-a-barrel-fee-on-oil.html?emc=eta1](http://www.nytimes.com/2016/02/05/business/energy-environment/obama-to-propose-a-10-a-barrel-fee-on-oil.html?emc=eta1)).
- (34) “S.2012: Energy Policy Modernization Act of 2015”, *GovTrack.us* (<https://www.govtrack.us/congress/bills/114/s2012>). La probabilidad resulta razonable si se considera que sólo el 21% de las iniciativas de ley rebasan su etapa de consideración en comité.
- (35) El texto y las características del proyecto de ley pueden consultarse en la página web del Congreso de Estados Unidos: [www.congress.gov/bill/114th-congress/senate/Bill/2012/text](http://www.congress.gov/bill/114th-congress/senate/Bill/2012/text).
- (36) Coral Davenport, “Senate Begins Debate on a Comprehensive Bipartisan Energy Bill”, *The New York Times*, 27 de enero de 2016 ([www.nytimes.com/2016/01/28/us/politics/senate-bipartisan-energy-legislation.html](http://www.nytimes.com/2016/01/28/us/politics/senate-bipartisan-energy-legislation.html)).