



Mercado Petrolero mundial: Los derrumbes de noviembre y la conferencia de la OPEP

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

13 de diciembre de 2018

Contenido

EL PULSO DEL MERCADO	2
Fin de año agitado: altibajos de precios en octubre y noviembre	2
El derrumbe del martes 13	2
Apreciaciones de la AIE y de la OPEP	3
Comportamiento de los precios en octubre y noviembre	3
La conferencia decembrina de la OPEP	7
Antecedentes	7
Resultados de la 125 ^{ava} Conferencia	10
Resultados de la 5 ^a reunión ministerial	10
Otras consideraciones	11
OTROS TÓPICOS DEL MERCADO	13
¿Cómo seguir la pista de un mercado más volátil?	13
El rápidamente cambiante mercado petrolero global demanda nuevas acciones	13
Un mercado más sensitivo	15
Irán: el juego de las sanciones	15
Las dos caras del mercado petrolero global	16
Las ‘oil majors’ se involucran en la generación eléctrica	17
TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES	20
La ‘dominación energética’ de Estados Unidos y el cambio climático	20
En el mundo de Trump se busca conseguir la dominación energética global	20



EL PULSO DEL MERCADO

Fin de año agitado: altibajos de precios en octubre y noviembre

El derrumbe del martes 13

El martes 13 de noviembre –como si se tratase de confirmar el mal fario que se atribuye a la coincidencia de tal día de la semana con ese numeral– se produjo una fuerte caída de las cotizaciones de los crudos marcadores, que interrumpió una la tendencia alcista de semanas anteriores.

Según una nota del *Financial Times* del día siguiente¹, la caída del Brent alcanzó al 6.6%, en tanto que la correspondiente al WTI, más acusada, llegó al 7.1 por ciento.

(Ambos marcadores tuvieron, según la misma nota, una recuperación parcial en la jornada inmediata siguiente: el miércoles 14 la cotización del Brent en Nueva York ganó 3.3% --exactamente la mitad de la caída de la víspera– para cerrar en 67.52 dólares por barril (dls/b), mientras que el WTI recuperó algo menos, 2.8%, para cerrar en 56.23 dls/b.)

Por su parte, la cotización de la canasta de crudos de la OPEP tuvo una caída más moderada, cifrada en 4.1%, para cerrar la jornada del martes en 67.01 dls/b, que constituyó la tercera consecutiva a la baja y que situó a este marcador por debajo de los 70 dls/b por primera vez desde mediados de abril y tras rebasat la cota de los 80 dólares entre mediados de septiembre y mediados de octubre².

La mezcla mexicana de exportación no escapó a esta caída generalizada: en la jornada del martes 13 su cotización perdió Dls 3.89, equivalente a 6.04%, para cerrar en 60.53 dls/b, acentuado una tendencia claramente perceptible en las dos semanas anteriores³.

El pesimismo sobre las perspectivas de comportamiento de la demanda global parece haber sido el factor principal que explica esta caída del martes 13 –la mayor desde julio último para los dos primeros marcadores. Sin embargo, muchas otras cuestiones entraron en juego, tanto de muy corto plazo como más permanentes o incluso estructurales.

Tras unos cuantos días de relativa tranquilidad, hacia el 23 de noviembre los crudos marcadores volvieron a sufrir caídas de consideración. El viernes 23, por ejemplo, la

1 Gregory Meyer et al, “Oil bounces after worst tumble since July”, *Financial Times*, 14 de noviembre de 2018.

2 www.opec.org – Daily basket Price

3 *El Financiero*, México, 14 de noviembre de 1918



cotización tanto del Brent como del WTI, registraron disminuciones de entre 6 y 7 por ciento, seguidas ahora por jornadas de una marcada inestabilidad, con tendencia a la baja, hasta el cierre del mes.

Estos episodios sirvieron para recordar a todos los participantes en el mercado que tanto las reacciones especulativas como la variación, aún marginal, de los fundamentales seguirán sacudiendo y manteniendo en vilo a los mercados.

Apreciaciones de la AIE y de la OPEP

En sus informes mensuales de noviembre de 2018,⁴ los más recientes divulgados hasta la fecha de cierre de este memorándum, los principales organismos multilaterales del mundo de la energía destacan las siguientes apreciaciones sobre el comportamiento de los precios en el otoño del año en curso.

“Los precios del Brent en la International Commodities Exchange (ICE) alcanzaron, hacia principios de octubre, un nivel superior a los 86 dls/b, máximo para los últimos cuatro años, y después se deprimieron por debajo de los 70 dls/b. Las curvas tanto del Brent como del WTI se movieron hacia una situación de contango.” El aumento de los inventarios comerciales en los países de la OCDE, que rebasaron el promedio de los últimos cinco años, fue uno de los factores que contribuyeron al deterioro.

Por su parte, la OPEP hizo notar que, en octubre, su canasta de crudos cerró con una cotización de Dls 79.39 por barril, la más elevada desde octubre de 2014, es decir, en los últimos cuatro años. La percepción, sin embargo, habría de cambiar rápidamente, por las preocupaciones de oferta excedente, por la forma en que diversos exportadores, dentro y fuera de la OPEP, reaccionaron ante la inminente salida del mercado de volúmenes no determinados de crudo iraní tras la entrada en vigor de las sanciones estadounidenses.

Comportamiento de los precios en octubre y noviembre

En el mes de octubre, el mercado mantuvo 23 sesiones. El Brent registró aumento de sus cotizaciones en diez de ellas y disminución en las trece restantes. Sin embargo, cerró el mes con ganancia neta de apenas Dls 1.09 por barril. La cota de los Dls 80/b fue superada en las primeras trece jornadas, en tanto que en las diez siguientes, el precio se mantuvo entre Dls 75 y 79, sin alcanzar de nuevo el nivel de la primera parte del mes.

⁴ Véanse, International Energy Agency, Oil Market Report, “OMR public -- Highlights”, 14 de noviembre de 2018 (www.iea.org) y Organization of Petroleum Exporting Countries, Monthly Oil Market Report, 13 de noviembre de 2018 (www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm).



Ya en noviembre, el mercado mantuvo 22 sesiones. El Brent registró aumento de sus cotizaciones en únicamente ocho de ellas y disminución en las catorce restantes. Como consecuencia, cerró el mes con una fuerte pérdida neta, cifrada en Dls 14.78 por barril, equivalente a alrededor del 25 por ciento. En el curso de noviembre, la cotización del Brent atravesó por tres momentos: en las primeras ocho sesiones, siete de ellas a la baja, se mantuvo, sin embargo, por encima de los Dls 70/b. Más tarde, entre las sesiones novena y decimosexta, hubo dos fuertes reducciones diarias, los días 13 y 20, que llevaron la cotización a la banda de los Dls 60/b, y, de inmediato, otra serie de caídas que lo colocaron por debajo de esta cota.

Por lo que se refiere al WTI, en trece de las 23 sesiones de mercado de agosto se registraron alzas, algunas de mucho menor magnitud que las bajas registradas en las restantes diez. Hasta mediados del mes, este marcador rebasó la cotización de Dls 70/b, mientras que en la segunda parte se mantuvo por encima de Dls 65/b. La cotización media mensual cerró por encima, en apenas Dls 0.20, de la del mes inmediato anterior. En noviembre, sólo en las primeras siete de las 22 sesiones los precios se mantuvieron por encima de los Dls 60/b, y en las siguientes dieciséis se situó, con marcadas fluctuaciones entre Dls 50 y 59 por barril. En este mes se registraron solo seis jornadas al alza, quince a la baja y una sin variación. La caída mensual del WTI fue del orden del 20%, inferior a la del Brent.

En las primeras diez, de las 22 sesiones celebradas en octubre, la canasta OPEP sostuvo cotizaciones por encima de Dls 80/b, mientras que en las doce últimas se movió entre Dls 75 y 80. En quince jornadas las cotizaciones se redujeron, frente a siete en que aumentaron, para registrar una cotización promedio mensual que siguió bordeando los Dls 80/b. Ya en noviembre, aumentaron las sesiones a la baja (15 de 22), como en el caso de los otros marcadores. La cotización bajó de los Dls 70/b a partir del 9 y de los Dls 60/b a partir del 26, para cerrar el mes con caída de Dls 14.08/b, apenas inferior a las registradas por el Brent y el WTI.

(En cuanto a la mezcla mexicana de exportación, que había alcanzado la cota de los Dls 70/b en la segunda mitad de septiembre, logro mantenerla a lo largo de octubre, aunque con tendencia a la baja, Ya en noviembre, la MME se vio afectada también por la tendencia a la baja. Se mantuvo por encima de los Dls 60/b en las primeras sesiones y se colocó en la banda de los cincuenta dólares en el resto del mes, en el que alcanzó una cotización media mensual muy inferior a la del mes anterior, aunque con caída menor a la de los crudos marcadores.)

CUADRO 1 – PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: OCTUBRE DE 2017 Y 2018 (Dis por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dis)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación		
	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018	2017	+ o -	2018
Octubre	57.02	-2.87	84.98	51.67	0.10	75.30	55.20	-0.39	81.58	49.02	-0.72	76.34
29 / 1	55.67	-1.35	84.80	50.59	-1.08	75.23	54.60	-0.60	83.28	47.60	-1.42	76.93
30 / 2	56.12	0.45	86.29	50.44	-0.15	76.41	54.28	-0.32	83.64	47.42	-0.18	77.73
3	56.00	-0.12	84.58	50.00	-0.44	74.33	53.93	-0.35	84.09	47.34	-0.08	77.21
4	57.09	1.09	84.16	50.79	0.79	74.34	54.62	0.69	83.24	48.23	0.89	77.00
5	55.50	-1.59	83.91	49.34	-1.45	74.29	54.47	-0.15	81.88	47.03	-0.20	76.55
6 / 8	56.86	0.36	85.00	51.43	2.09	74.96	53.70	-0.77	83.17	48.60	1.57	77.36
7 / 9	55.29	-1.55	83.09	49.58	-1.85	73.17	54.23	-0.47	82.60	47.00	-1.60	75.77
10	56.13	0.84	80.26	50.61	1.03	70.97	54.54	0.31	80.14	47.99	0.99	73.67
11	57.49	1.36	80.43	51.81	1.20	71.34	54.44	-0.10	79.36	49.33	1.34	73.57
12	58.34	0.85	80.78	52.00	0.19	71.78	55.12	0.68	79.31	49.33	0	74.28
13 / 15	57.49	-0.85	81.41	51.81	-0.19	71.92	55.74	0.62	79.02	49.33	0	74.55
14 / 16	57.63	0.24	80.05	51.87	0.06	69.75	55.83	0.09	79.50	49.25	-0.08	73.71
17	58.05	0.42	79.29	52.05	0.18	68.65	56.12	0.29	78.25	--	--	73.68
18	57.82	-0.23	79.78	51.29	-0.74	69.12	55.52	0.40	78.15	49.98	0.73	74.17
19	57.89	0.07	79.83	51.63	0.34	69.17	55.41	-0.11	78.68	49.11	-0.87	74.06
20 / 22	57.69	-0.20	76.44	51.91	0.28	66.43	55.77	0.36	77.71	49.31	0.20	71.43
21 / 23	58.33	0.64	76.17	52.27	0.36	66.82	55.59	-0.18	75.04	49.36	0.05	70.66
24	58.94	0.61	76.89	51.96	-0.31	67.33	56.33	-0.29	75.33	49.64	0.28	71.40
25	59.04	0.10	77.62	52.39	0.43	67.59	56.45	0.12	75.71	50.15	0.51	71.01
26	60.44	1.40	77.34	53.87	1.48	67.04	57.45	1.00	76.07	51.56	0.41	71.61
27 / 29	60.55	0.11	75.91	54.11	0.24	66.18	58.27	0.82	75.51	52.12	0.56	--
28 / 30	61.79	1.24	75.47	54.31	0.20	65.41	58.53	0.26	75.24	52.72	0.60	70.17
31	57.70	1.25	80.73	51.64	4.04	70.76	55.48	4.28	79.41	49.16	3.15	74.22
Media												

5 FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://portal.cnh.gob.mx/estadisticas.php>) y "OPEC Basket Price" (http://www.opec.org/ope_web/en/data_graphs/40.htm).

CUADRO 2 – PRECIOS DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: NOVIEMBRE DE 2017 Y 2018 (Dis por barril y alzas (+) o bajas (-) diarias en Dls)

	Brent			WTI			Canasta OPEP			Mezcla mexicana exportación						
	2017	+ o -	2018	+ o -	2017	+ o -	2018	+ o -	2017	+ o -	2018	+ o -				
Noviembre	60.49	-1.30	72.89	-2.58	54.30	-0.01	63.69	-1.62	59.21	0.78	72.64	2.60	52.21	-0.51	67.06	-3.11
1	60.62	0.13	72.83	-0.06	54.54	0.24	63.14	-0.55	58.45	0.24	71.36	-1.28	51.92	-0.29	66.70	-0.36
2	62.07	1.45	73.17	0.34	55.64	0.10	63.10	-0.04	59.12	0.67	71.45	0.09	52.74	0.82	67.04	0.34
3 / 5	64.26	2.19	72.13	-1.04	57.34	1.70	62.21	-0.89	61.02	1.90	70.88	-0.57	54.68	1.94	--	--
4 / 6	65.05	0.79	72.07	-0.06	57.14	-0.20	61.67	-0.54	62.07	0.05	70.63	-0.25	54.71	0.03	65.82	-0.78
7	64.65	0.60	70.65	-1.42	56.77	-0.37	60.67	-1.00	61.61	-0.46	70.68	0.05	54.53	-0.18	65.15	-0.67
8	65.18	0.53	70.18	-0.47	57.11	0.34	60.19	-0.48	61.70	0.09	68.89	-1.79	54.82	0.49	64.05	-0.10
9	64.84	-0.34	70.12	-0.06	56.70	-0.41	59.33	-0.26	61.91	0.21	69.82	-0.07	54.66	-0.16	64.42	0.37
10 / 12	62.94	-1.90	65.47	-4.65	56.77	0.07	55.69	-4.24	61.27	-0.64	67.01	-2.81	54.03	-0.63	60.53	-3.89
11 / 13	60.91	-2.03	66.12	0.65	55.67	-0.10	56.25	0.56	60.52	-0.75	64.51	-2.50	52.74	-1.29	60.35	-0.18
14	61.25	0.34	66.62	0.50	55.28	-0.39	56.46	0.21	59.79	-0.73	66.00	1.49	52.62	-0.12	60.58	0.23
15	61.18	-0.07	66.76	0.14	55.14	-0.14	56.46	0	59.98	0.19	65.28	-0.72	52.51	-0.11	60.35	-0.23
16	61.34	0.16	66.79	0.03	56.21	0.07	56.76	0.30	59.90	-0.08	65.46	0.16	53.19	0.68	60.64	0.29
17 / 19	61.34	0	62.53	-4.26	56.21	0	53.43	-3.33	60.33	0.43	64.02	-1.44	52.97	-0.32	57.65	-2.99
18 / 20	62.28	0.94	63.48	0.95	56.84	0.63	54.63	1.20	60.49	0.16	62.33	-1.69	53.12	0.25	57.85	0.20
21	62.92	0.64	62.60	-0.88	57.88	0.04	54.02	-0.61	61.09	-0.40	62.08	-0.25	53.62	0.50	--	--
22	63.27	0.35	58.80	-3.80	--	--	50.42	-3.60	61.14	0.05	60.27	-1.81	--	--	--	--
23	63.58	0.31	60.48	1.68	58.94	1.06	51.63	1.21	61.64	0.50	59.29	-0.98	54.55	0.93	54.88	-2.97
24 / 26	63.25	-0.33	60.21	-0.27	58.10	-0.84	51.56	-0.07	61.51	-0.13	59.05	-0.24	53.86	-0.69	54.68	-0.20
25 / 27	63.56	0.31	58.76	-1.45	57.96	-0.14	50.29	-1.27	61.31	-0.20	59.25	0.20	53.91	0.05	53.43	-1.25
28	63.74	0.18	59.51	0.75	57.25	-0.71	51.45	1.16	61.14	-0.17	58.09	-1.16	53.53	-0.38	53.66	0.23
29	63.53	-0.21	58.71	-0.80	57.40	0.15	50.93	-0.52	61.06	-0.08	58.33	0.21	53.59	0.06	53.14	-0.52
30	62.83	5.10	65.95	-14.78	56.63	4.99	56.54	-14.22	60.74	5.24	65.33	-14.08	53.55	4.39	60.42	-13.80
Media																

FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos (<https://portal.cnih.gob.mx/estadisticas.php>) y "OPEC Basket Price" (http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm).



La conferencia decembrina de la OPEP

Antecedentes

En el complicado panorama de mercado que acaba de examinarse, al que deben añadirse los elementos de tensión geopolítica también prevalecientes, tuvieron lugar, en Viena y en la primera semana de diciembre, la conferencia de fin de año de la OPEP e, inmediatamente después, la reunión con los signatarios de los Acuerdos de Viena que no son parte de la Organización.

Aunque ya en varias ocasiones el presidente de Estados Unidos había presionado públicamente a la OPEP, en esta ocasión el deseo de influir en las decisiones de la Organización se manifestó la víspera misma de la Conferencia. En efecto, el 5 de diciembre, cuando ya estaban congregadas en Viena las delegaciones de la OPEP, Trump, a través de su medio de expresión favorito, el tuit, manifestó:

Esperemos que la OPEP mantenga los flujos de petróleo como están, sin restringirlos.
El Mundo no quiere ver, ni necesita, precios del petróleo más altos!

Otros factores de tensión que enmarcaron las reuniones de los países petroleros fueron las disputas que provocaron el abandono de la OPEP por parte del emirato de Qatar –del que la Conferencia “tomó nota”, ignorando su fuerte significación política; la controversia alrededor del príncipe heredero del reino saudita, por su aparente responsabilidad en el asesinato, en la oficina consular saudí en Estambul, de un periodista disidente; la escalada de tensiones entre Irán y Arabia Saudita, y, entre varios otros, las dificultades asociadas a la entrada en vigor de las sanciones a Irán impuestas por Estados Unidos. Quizá algunos de estos factores explican que estas reuniones, de la OPEP y los demás firmantes de los acuerdos de Viena, hayan sido las más clara y abiertamente disputadas de los últimos años.

Como en ocasiones anteriores, el acuerdo político básico que abrió el camino para el acuerdo formal al que finalmente llegaron la OPEP y los otros firmantes de los Acuerdos de Viena fue un entendimiento entre Arabia Saudita, líder de facto de la OPEP, y la Federación de Rusia, cabeza reconocida de los productores ajenos a la Organización que participan en los acuerdos de Viena. El encuentro entre el presidente Putin y el príncipe Salman tuvo lugar en Buenos Aires al margen de la cumbre del Grupo de los Veinte. Estas conversaciones permitieron a ambos acordar que era conveniente reducir la oferta mundial de crudo, mediante cortes de la OPEP y otros. Los detalles de cómo hacerlo se acordarían después.

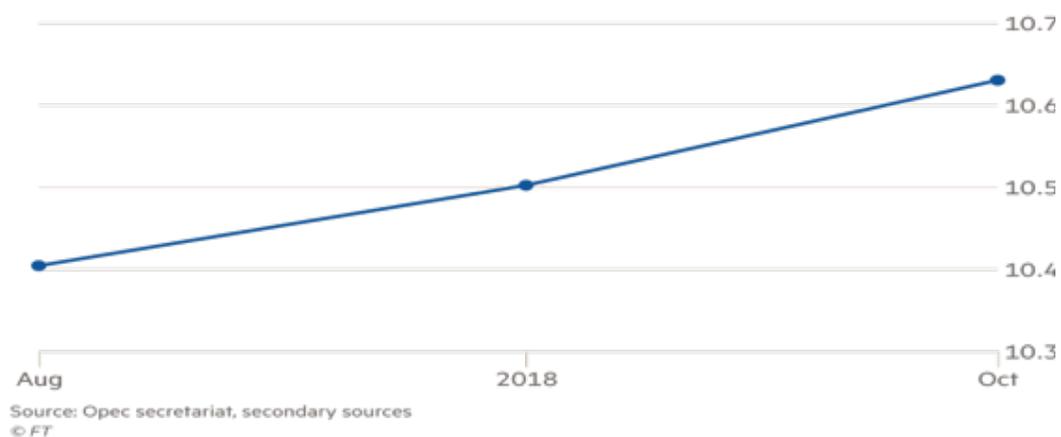


Una segunda consulta bilateral tuvo lugar, en Viena en vísperas de las reuniones formales. Se trataba de definir la oportunidad y el volumen de las reducciones. Tanto la OPEP, representada por Arabia Saudita, como Rusia estaban de acuerdo en reducir pero no había consenso ni en el monto de la reducción ni en el lapso de aplicación. Aparentemente, Rusia prefería una reducción menor y aplicada de forma gradual. Arabia, interesada en un impacto positivo inmediato, favorecía una reducción mayor y que se aplicara cuanto antes. Se hablaba de un corte total de un millón a millón y medio de barriles diarios⁵.

El acuerdo alcanzado por la OPEP resultó complicado y no pudo lograrse, como se esperaba, en la reunión del jueves 7 de diciembre. Al término de los trabajos de ese día reinaba un ambiente de confusión y pesimismo. Al término de los trabajos, el ministro saudí de Energía e Industria, Khalid al-Falih, declaró no tener confianza en que fuera posible conseguir un acuerdo. El ministro declaró que se discutía una reducción de alrededor de 1 Mbd –aproximadamente el 1% de la producción mundial– monto mucho menor al esperado por el mercado, del orden de por lo menos 1.3 a 1.5 Mbd. Además del monto de la reducción, habría que acordar la siempre difícil y controvertida cuestión de cómo distribuirlo entre los miembros de la Organización y sobre el trato para aquéllos que han disfrutado de excepciones, parciales o completas, por circunstancias extraordinarias, como Irán (las sanciones), Irak y Libia (las secuelas de la guerra), Nigeria (los actos terroristas) y Venezuela (la crisis generalizada).

Saudi Arabia's oil production on the rise

Million barrels per day

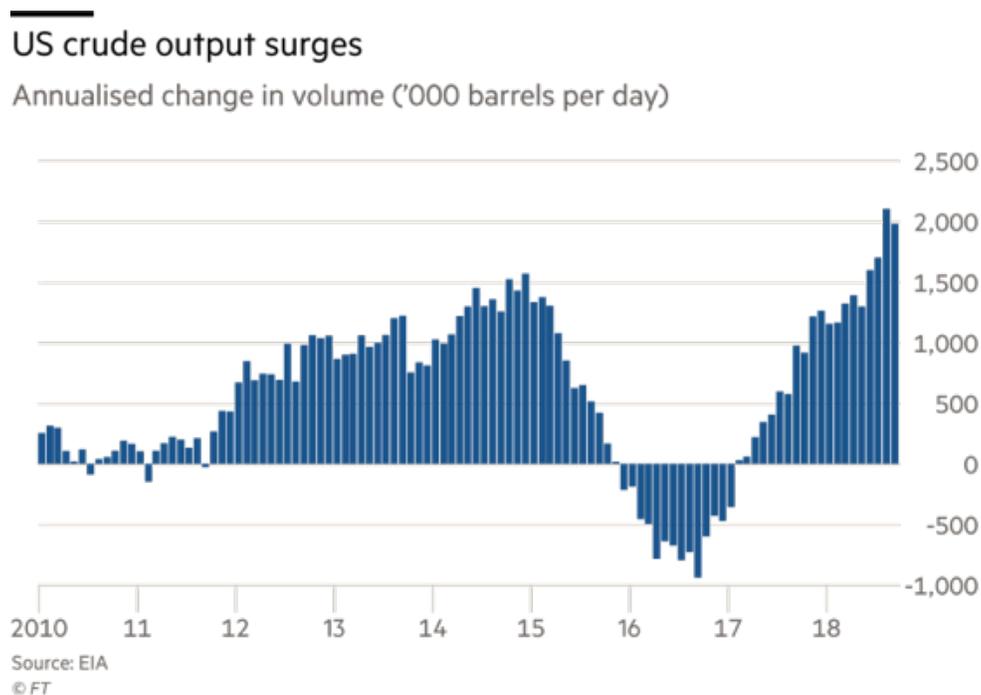


5 Véase, Reuters, “Exclusive: Russia Accepts Need for Oil Cuts, Bargains with Saudis on Details-Sources”, The New York Times, 29 de noviembre de 2018 (www.nytimes.com/reuters/2018/11/29/business/29reuters-oil-opec-russia-exclusive.html).



Decidir el recorte se complicaba además por el aumento de la producción que realizaron, desde mediados de año, prácticamente todos los miembros de la OPEP. Arabia Saudita misma es un buen ejemplo de esta actitud. Como muestra la gráfica, elevó su producción en más de 200 mbd a partir de agosto, con un aumento acelerado en septiembre, en respuesta a la excitativa de Trump de compensar las eventuales caídas de la producción de Irán a resultas de las sanciones.

El aumento ha sido especialmente notable en Estados Unidos, por la creciente importancia del petróleo no convencional. Como muestra la gráfica siguiente, los aumentos mensuales anualizados, que habían estado por encima de 1 Mbd en el primer trimestre de 2018, se elevaron por encima del 1.5 Mbd en julio y agosto y se acercaron o rebasaron los 2 Mbd en septiembre y octubre.



Con este historial, el gobierno de Trump parece estar muy conforme con un precio de alrededor de Dls 60/b –como el que ha prevalecido en buena parte del año–, que aparentemente proporciona incentivo y ganancia suficiente a sus productores y no tener interés en que se eleve más.



Resultados de la 125^{ava} Conferencia

Tras un segundo día de reuniones, el viernes 7 de diciembre, la OPEP alcanzó el acuerdo –con algunas cuestiones pendientes.

El comunicado de la CLXXV Conferencia señala, en parte:

- La Conferencia tomó nota de la evolución del mercado petrolero desde su reunión de junio último y discutió la perspectiva del mercado para el resto de 2018 y 2019. Observó que los actuales fundamentales de oferta y demanda confirman una situación cómoda, gracias a los esfuerzos a favor del equilibrio del mercado de los participantes en los Acuerdos de Viena.
- La Conferencia discutió la creciente volatilidad del mercado y alcanzó un amplio consenso sobre las perspectivas para 2019, que apuntan a un aumento de la oferta global superior al crecimiento esperado de las necesidades mundiales, habida cuenta de los factores de incertidumbre prevalecientes.
- Advirtió también que la perspectiva del crecimiento económico mundial para 2019 es ligeramente inferior a la de 2018, tanto por las implicaciones de las políticas económicas como por las incertidumbres existentes, lo que podría afectar la demanda global de petróleo el año próximo. La Conferencia también observó las consecuencias de estos desarrollos sobre los niveles de existencias mundiales y su influencia sobre el ambiente global del mercado y la industria.
- “En vista de los actuales fundamentales y de la opinión de consenso sobre un creciente desequilibrio en 2019, la Conferencia decidió introducir un ajuste en la producción total de la OPEP en 0.8 millones de barriles diarios respecto de los niveles de octubre de 2018, a partir del 1 de enero de 2019, por un periodo de seis meses, sujeto a revisión en abril de 2019.”

Resultados de la 5^a reunión ministerial

Concluida la Conferencia, ya avanzada la tarde del viernes 7, se efectuó la reunión de la OPEP y los otros firmantes de los Acuerdos de Viena –o, como la OPEP la denomina formalmente, la reunión de los signatarios de la Declaración de Cooperación, V Reunión Ministerial OPEP – no-OPEP. En el comunicado final de ésta, destaca los siguientes puntos:



- “... la 5ª Conferencia Ministerial OPEP – no-OPEP, tras deliberar acerca de las perspectivas inmediatas del mercado petrolero y en vista del creciente desbalance entre la oferta y demanda globales en 2019, decide ajustar la producción global en 1.2 millones de barriles diarios a partir del 1 de enero de 2019, por un lapso inicial de seis meses. Las contribuciones de la OPEP y las contribuciones voluntarias de los países no-OPEP participantes en la Declaración de Cooperación corresponderán a 0.8 Mbd (2.5%) y a 0.4 Mbd (2.0%), respectivamente.”
- “La Reunión subrayó el apoyo y compromiso de todos los países signatarios de la Declaración de Cooperación de llevar adelante el éxito conseguido hasta ahora, a través de la continuada institucionalización del marco para una cooperación regular y duradera, bajo el proyecto de Carta de Cooperación de los Países Productores de Petróleo, que fue acordada en principio y será concluida y ratificada por los países participantes.”
- “La Reunión también hizo notar que la Declaración de Cooperación permanece abierta a todos los productores [de petróleo].”

Otras consideraciones

Si se considera que, según estimaciones de la AIE,⁶ la producción de petróleo de la OPEP ascendió a 32,990 mbd, la reducción, que empezará a aplicarse a partir del próximo año, por 800 mbd equivale a sólo el 2.5%. Sorprende que se espere que un ajuste de magnitud tan limitada contribuya de manera efectiva y suficiente a reequilibrar el mercado.

La reducción de los productores no-OPEP, que se espera llegue a 2.5% de su producción en octubre de 2019, deberá equivaler al 2.5% del volumen de ésta, es decir, a 400 mbd. La producción resultante para octubre es de 16 Mbd, alrededor de la mitad de la estimada para la OPEP.

De acuerdo con estas estimaciones, los signatarios de la Declaración de Cooperación (OPEP y no-OPEP) habrían tenido una producción total de 49 Mbd en octubre de 2019, alrededor de la mitad de la producción mundial.

Un primer reporte sobre el comportamiento del mercado después de las reuniones de Viena⁷ subraya que el acuerdo alcanzado “provocó un alza superior a 5% en los precios del crudo y ayudó a fortalecer los tipos de cambio de las divisas de los países petroleros”.

6 IEA, *Monthly Oil Market Report*, “OMR public -- Highlights”, 14 de noviembre de 2018 (www.iea.org).

7 Mamta Baktar, “Crude prices, oil linked currencies rise on Opec deal”, *Financial Times*, 7 de diciembre de 2019 (www.ft.com/content/ea329430-fa2f-11e8-8b7c-6fa24bd5409c).



El Brent, el marcador global tuvo su mejor día en casi dos años con alza de 5.7% para cerrar en 63.52 dls/b, mientras que el WTI acumuló ganancias por 5.1% hasta alcanzar a Dls 54.12 por barril. Según cifras de la OPEP, la recuperación del precio de la canasta OPEP en la jornada del 10 de diciembre fue mucho más modesta, de apenas 0.8% para llegar a 59.72 dólares por barril.

En los mercados cambiarios, registraron ascensos frente al dólar de EUA las siguientes monedas: dólar canadiense, 0.8% a 1.327; corona noruega, 0.4% a 8.486; rublo ruso, 1.9% a 66.11, y peso colombiano, 1% a 3.146.

El juego empezará el 1 de enero, subrayó un observador.



OTROS TÓPICOS DEL MERCADO

¿Cómo seguir la pista de un mercado más volátil?

Quedó subrayado en el apartado anterior que la creciente volatilidad del mercado petrolero mundial –manifiesta sobre todo en altibajos cotidianos de consideración en las cotizaciones de los crudos marcadores, pero también en cambios bruscos en los volúmenes comerciados internacionalmente– es una de las preocupaciones que fueron examinadas por los ministros de la OPEP y de los otros productores que son parte de los Acuerdos de Viena, en sus recientes reuniones en Viena. Es el tema de la volatilidad el que la prestigiosa consultora Economist Intelligence Unit examina en uno de sus estudios más recientes,⁸ divulgado casi en coincidencia con las reuniones señaladas.

El documento examina las siguientes cuestiones que dominan la coyuntura del mercado y que pueden dar lugar a cambios de fondo, estructurales, en su futura operación.

El rápidamente cambiante mercado petrolero global demanda nuevas acciones

Las reducciones de oferta de la OPEP y otros productores en los dos últimos años han contribuido a reducir el exceso de suministros y corregido en buena medida la impredecibilidad de las cotizaciones. Sin embargo, en el cierre de 2018, los factores de tensión e incertidumbre son numerosos. Entre ellos se cuentan:

- la reimposición de las sanciones de Estados Unidos a Irán, cuyo impacto se vio atenuado por la exención ofrecida a ocho grandes importadores de crudo iraní;
- la naturaleza impredecible de los giros de política petrolera de la administración Trump;
- la crisis de deuda, cada vez más compleja y generalizada, que afecta a Venezuela y puede provocar reducciones adicionales masivas de su crudo de exportación;
- el agravamiento de las tensiones y conflictos políticos en Libia y Nigeria –que con otras modalidades se presentan también en otros productores– y su potencial disruptivo de los suministros de crudo; y,
- el muy rápido crecimiento de la producción estadounidense de petróleo no convencional (*shale*), ahora de bajo costo, que ha alterado radicalmente los patrones globales de suministro.

⁸ Véase, Economist Intelligence Unit, *Turbulent times: Measuring real-time shifts in a volatile oil market*, 2018, 14 pp (www.eiu.com).



Más allá del mercado petrolero, hay otros elementos que ejercen o apuntan hacia fenómenos o tendencias perturbadoras. Entre ellos:

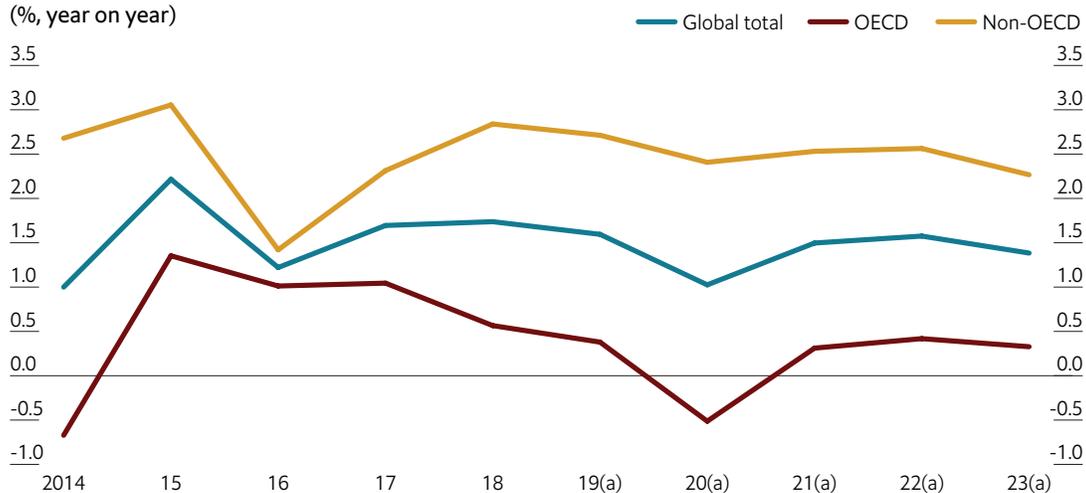
- el enfriamiento de la economía global esperado en 2019-2020 como resultado de las alzas del rédito en las economías avanzadas y los desequilibrios estructurales en las economías emergentes; y,
- la oleada de medidas proteccionistas desatada por Estados Unidos, que ha envuelto sobre todo a China, con consecuencias negativas sobre la actividad económica global.

Cabe esperar, como resultado de este conjunto de factores, que el consumo mundial de petróleo modere o detenga su crecimiento en el próximo bienio, para después mantenerse deprimido o crecer débilmente:

- en los países de la OCDE se espera una declinación marcada en 2019, que se corrija al año siguiente y mantenga un crecimiento inferior al 0.5% anual hasta 2023;
- en las economías no-OCDE habrá cierta declinación del ritmo de aumento del consumo en los dos siguientes años y una tendencia que lo mantendrá entre 2 y 2.5 por ciento en los tres siguientes; y,
- en la economía mundial, al combinarse, ambas tendencias supondrán un aumento muy modesto del consumo petrolero, con declinación en 2019 y 2020 y leve alza, siempre por debajo del 1.5% en los siguientes años.

Growth in crude oil consumption

(%, year on year)



(a) Forecast.

Sources: International Energy Agency actuals; EIU forecasts.

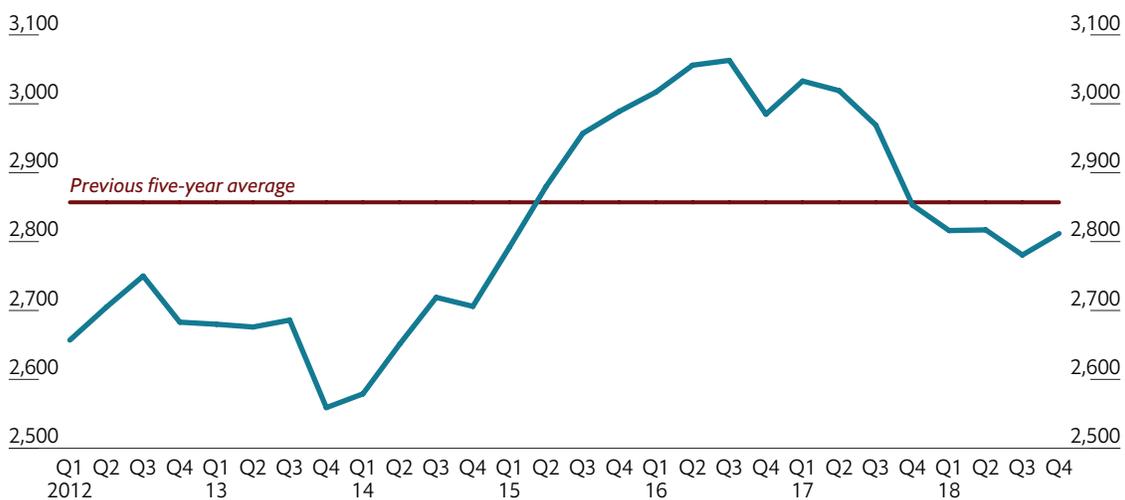


Un mercado más sensitivo

Desde principios de 2015 hasta finales de 2017 los inventarios comerciales de crudo de los países de la OPEP se mantuvieron por encima del promedio quinquenal móvil, suavizando el impacto directo de los cambios en oferta y demanda sobre la volatilidad de las cotizaciones. A lo largo de 2018 esta situación se modificó y las existencias se situaron por debajo de esa media quinquenal, abonando a la mayor sensibilidad y volatilidad del mercado.

OECD oil stocks

(Commercial, on land; m barrels)



Source: International Energy Agency.

Irán: el juego de las sanciones

“El 4 de noviembre Estados Unidos impuso sanciones a Irán, el tercer mayor productor de la OPEP, en seguimiento de la decisión del presidente Trump de retirar a su país del acuerdo nuclear con Irán, adoptada en mayo. Estados Unidos presionó a Arabia Saudita a mediados de 2018 para que incrementase su producción, con vistas a compensar la reducción de los suministros iraníes derivados de las sanciones. Esta acción no fue suficiente para disipar los temores de insuficiencia de oferta y el precio del Brent se situó por encima de los Dls 85/b en octubre. Al último minuto, de manera inesperada Estados Unidos eximió de observar las sanciones a los ocho mayores importadores de crudo iraní, en un esfuerzo para detener el alza de los precios⁹.

⁹ Resulta, sin embargo, que los bajos precios del crudo, que solían ser considerados como muy favorables para la economía de EUA, han dejado de serlo, al menos en algunos casos: “desde el advenimiento del fracking, cuando cae el precio del petróleo, caen también las inversiones” y la actividad económica se ve afectada negativamente. (“America should be wary of cheap oil”, *Financial Times*, 12 de diciembre de 2018.)



“La cuestión importante para los próximos meses –que tendrá un amplio impacto sobre la estabilidad económica y política en Irán– será el grado en que el crudo iraní pueda seguirse colocándose en los mercados de Asia. Si Estados Unidos decidiera retirar la exención, lo que es posible dada la impredecibilidad de Trump, el mercado volvería a verse perturbado. Si las exportaciones de Irán cayesen por debajo de los 10 millones de barriles a la semana por algún tiempo (actualmente se estiman en alrededor de 14.5 Mb semanales) se provocarían reacciones, en Irán y otros países, que aumentarían la volatilidad de los precios.”

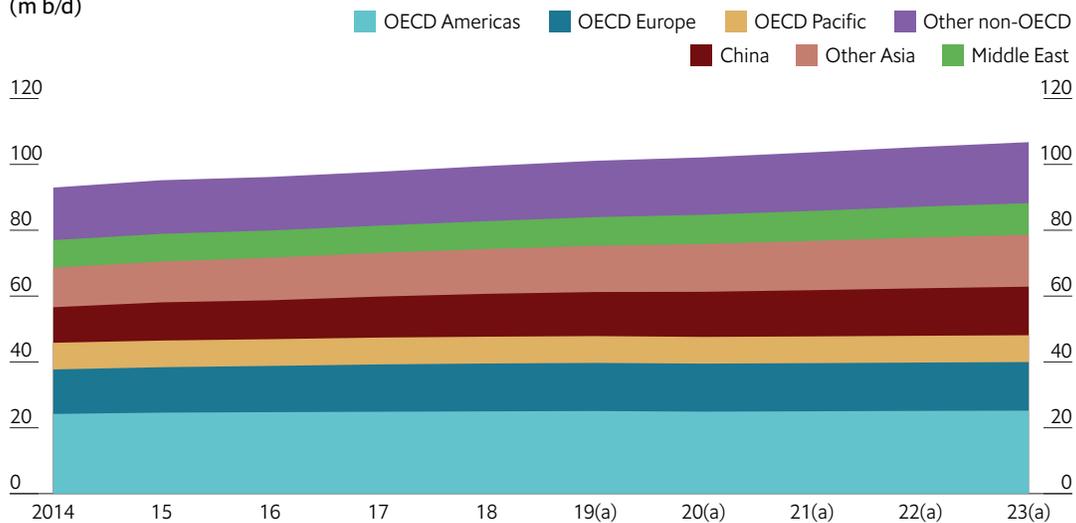
Las dos caras del mercado petrolero global

El mercado petrolero global ofrece ahora, del lado de la oferta, una estructura tripartita: los tres grandes productores –Rusia, Estados Unidos y Arabia Saudita– son los que determinan el monto y evolución de la producción mundial. La producción de EUA es, a la vez, la más flexible y la más dinámica: creció 14% en 2018 y se espera aumente en por lo menos 6% en 2019. Sigue siendo muy sensible a las variaciones de precios.

Esas tasas contrastan con los recortes de oferta que han acordado la OPEP y otros signatarios de los Acuerdos de Viena.

Global oil consumption

(m b/d)



(a) Forecast.

Sources: International Energy Agency actuals; EIU forecasts.

Del lado de la demanda, la situación es más diversa y compleja. A nivel global, los dos factores que impulsaron el consumo en 2015-2018 –primero, los muy bajos precios, tras el desplome de mediados de 2014, y más adelante la recuperación económica generalizada del último bienio– dejarán de estar presentes.



En Estados Unidos, la actividad económica, con crecimiento de 2.9% en 2018, se moderará a entre 2 y 2.2 por ciento en 2019 y la desaceleración puede agravarse si la guerra comercial con China se agudiza. China misma continuará desacelerándose: de 6.6% en 2018 a alrededor de 6.2% anual en el bienio siguiente.

Las curvas del consumo total de petróleo permanecerán básicamente planas hasta 2023 en los países de la OCDE y en China. El aumento de la demanda dependerá del resto del mundo, principalmente de Asia.

Las ‘oil majors’ se involucran en la generación eléctrica

Han empezado a fortalecerse y tornarse más frecuentes las muestras de inquietud de las grandes corporaciones petroleras internacionales por la perspectiva de largo plazo –a partir de la segunda mitad del siglo y más allá– de la industria. Además de las incertidumbres asociadas a la evolución de los mercados globales de hidrocarburos, son las perspectivas de las consecuencias para el negocio petrolero de las acciones y políticas nacionales –y la cooperación multilateral– en materia de combate del cambio climático y, en especial, el ritmo y alcance de los procesos de transición energética, cuyo componente mayor es la sustitución, que se teme sea cada vez más acelerada, de los combustibles fósiles en el consumo mundial de energía.

La respuesta tradicional de las corporaciones petroleras ha sido la diversificación: reducir la dependencia respecto de su línea principal de negocio –los hidrocarburos– agregando otras, de preferencia dentro del propio sector de la energía. Abrir actividades en otras fuentes primarias de energía, en especial las renovables y otras bajas en carbono, que ofrecen la ventaja de poder ser publicitadas desde el ángulo de su impacto ambiental positivo, había sido el canal favorito para esta diversificación. Ahora, otra actividad gana importancia para las corporaciones petroleras transnacionales: incursionar en la generación de energía eléctrica, a partir, en muchos casos, de su amplia disponibilidad de gas natural –sea convencional o *shale*.

Un ensayo reciente, del que se deriva la información para este apartado, ofrece una visión de conjunto acerca de la forma en que las corporaciones petroleras contemplan su actividad futura en el campo de la generación eléctrica¹⁰.

En una entrevista del presidente de Repsol, la empresa petrolera española, éste manifestó que “la electricidad va a ser uno de los principales impulsores de los nuevos modelos de bajo

¹⁰ Véase Anjali Raval, “Oil majors switch on to a future in power generation”, *The Financial Times*, 12 de noviembre de 2018 (www.ft.com/content/76995)



carbono que seguirán las más importantes compañías petroleras del mundo; la electricidad, además, será el principal componente de la oferta adicional de energía primaria”.

Repsol, Shell y Total, entre otras corporaciones europeas, prevén realizar operaciones a lo largo de la cadena de oferta eléctrica –desde la generación hasta las estaciones de carga de automóviles eléctricos– replicando el modelo que cubre desde la extracción de crudo hasta la gasolinera. Existe también la opción de penetrar el mercado doméstico, hasta ahora cubierto por las empresas distribuidoras de energía.

Un consultor de Wood MacKenzie hace notar que las corporaciones petroleras, al entrar al mercado eléctrico, disponen de una ventaja comparativa por su conocimiento de la velocidad y las modalidades de la transición energética. “Sabemos bien que deben evolucionar en paralelo a los cambios en el mercado, para evitar el riesgo de quedarse atrás o quedarse fuera.”

En su perspectiva energética hasta 2040, la BP hace notar que el sector eléctrico proporcionará el grueso (70%) del incremento de la demanda de energía primaria, con crecimiento que será tres veces más rápido que el que se espera para otras fuentes de energía. “Los vehículos eléctricos representan hoy en día una parte muy modesta de la flota vehicular, pero ostenta un muy rápido crecimiento, que se advierte también en los vehículos autónomos y el uso compartido de las unidades.”

Repsol se cuenta entre las corporaciones que han avanzado más en su estrategia hacia el sector eléctrico. Espera invertir en una red de puntos de carga para autos eléctricos; establecer una empresa conjunta con la coreana Kia Motors para una flota de 500 vehículos híbridos, e invertir 750 millones de euros en la compra de los activos de la generadora española Viesgo.

Por su parte, Shell se ha extendido hacia el segmento del gas natural a partir de su adquisición del grupo British Gas –que le ha significado tantos problemas. Con su compra de First Utility, una empresa de distribución eléctrica británica, se insertó directamente en el mercado eléctrico de consumo, con participación también de New Motion, una de las mayores empresas europeas de provisión de carga eléctrica a los vehículos. Al expandirse el consumo eléctrico, Shell espera posicionarse, a través de sus disponibilidades de gas, en el mercado de provisión de energía de respaldo.

Estos y otras petroleras europeas –como Total, Equinor, BP y Eni– han hecho mayores inversiones en operaciones de bajo carbono que sus competidoras de Estados Unidos, China y Rusia, por lo que parecen mejor preparadas para hacer frente a las exigencias de una economía baja en carbono.



No todo mundo considera sencillo el tránsito hacia la provisión de electricidad por parte de las corporaciones petroleras. Por ejemplo, el director de productos básicos de Legal & General Investment Management considera que “encontrar, desarrollar, producir y transportar hidrocarburos es un negocio fundamentalmente diferente al de general y transportar electrones. ¿Necesita una empresa petrolera transformarse en algo parecido a una empresa eléctrica para asegurar su futuro? Es probable que la respuesta sea no.”

Hay otras opiniones: “Es enorme la posibilidad de combinar el gas y las energías renovables para generación de electricidad”, de acuerdo con un ejecutivo de Total, a cargo del desarrollo de esos segmentos. “Aunque los electrones puedan ser vistos como un nuevo commodity, llevarlo hasta el consumidor no lo es. Podemos crear más valor con la provisión de servicios, desde medidores inteligentes hasta monitores de consumo y menores costos por cargar las baterías de los vehículos eléctricos.”

Para los próximos años, las menores utilidades del negocio eléctrico respecto del petrolero seguirán siendo un desincentivo. “El rendimiento típico de las inversiones en eólica o solar seguirá siendo del rango de 5 a 9%, en tanto que suele ser mayor a 20% para los proyectos tradicionales en hidrocarburos.



TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

La ‘dominación energética’ de Estados Unidos y el cambio climático¹¹

En el mundo de Trump se busca conseguir la dominación energética global.

Para ello se busca explotar al máximo los combustibles fósiles y reducir al mínimo las regulaciones ambientales, en especial las relativas al cambio climático. Sin embargo, el cambio climático mismo supone dificultades crecientes para la instrumentación de la ambiciosa política energética de Trump. “El cambio climático afecta todo en forma negativa, incluida la agenda de Trump”, en palabras de un investigador de la Hoover Institution especializado en resiliencia.

En forma por demás irónica, el cambio climático daña especialmente a la producción de combustibles fósiles. “En la medida en que el uso de combustibles fósiles aumenta la temperatura, este mismo calentamiento hace más difícil perforar por petróleo, extraer el carbón de las minas y transportar combustibles por medio de ductos.”

Otros ejemplos: Trump busca elevar la producción de petróleo y gas en el Oeste, donde las sequías dificultan disponer de los vastos volúmenes de agua exigidos por la fracturación hidráulica; el equipo de perforación y la maquinaria construidos para operar a las muy bajas temperaturas de Alaska pierden efectividad conforme éstas se elevan como resultado del cambio climático.

La ‘dominación energética’ se ha convertido en un eslogan al que acuden, casi bajo cualquier pretexto, los altos funcionarios de la administración Trump. Por ejemplo, el secretario de Energía, Rick Perry, ha dicho que, al ejercer su dominación energética, Estados Unidos “exporta libertad”, en alusión a las ventas de gas que sustituyen suministros provenientes de Rusia en el Báltico y Europa oriental, o facilitan operaciones de exploración petrolera costa afuera.

En cuanto a los daños asociados al cambio climático que ya han ocurrido y han supuesto costos importantes, destacan los asociados al huracán Sandy, en 2012, que forzó a las empresas eléctricas de los estados de Nueva York y Nueva Jersey a invertir miles de millones de dólares en la construcción de plataformas elevadas que permitan proteger los equipos de inundaciones y rediseñar las redes eléctricas, para aumentar

¹¹ Véase, Lisa Friedman, “Trump’s ‘Energy Dominance’ Doctrine Is Undermined by Climate Change”, *The New York Times*, 29 de noviembre de 2018 (www.nytimes.com/2018/11/19/climate/trump-energy-dominance.html.)



su resiliencia a condiciones extremas. Se estima que los costos de reconstrucción de los sistemas eléctricos de Puerto Rico, tras los huracanes Irma y María –que no se han concluido en casi dos años–se han elevado a Dls 17 mil millones.

Una conclusión desconsoladora: “No puede esperarse que los impactos climáticos provoquen o aceleren el final de la industria de hidrocarburos.”