



Mercado Petrolero mundial: En espera de la OPEP

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

28 de noviembre de 2016

Contenido

LOS TÓPICOS DEL MES	3
En espera de la OPEP	3
La visión de los organismos	6
En vísperas de la Conferencia	10
Dos visiones sobre la perspectiva de la energía	11
Los mensajes centrales de la AIE	11
Los mensajes centrales de la OPEP	13
INSTANTÁNEAS DEL MERCADO	15
Trump, la energía y los combustibles fósiles	15
Estados Unidos: ¿grandes descubrimientos que nunca serán explotados?	16
Libia: firme intención de recuperar posición exportadora	18



TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES20

 Canadá: retiro de la generación carboeléctrica para 203020

 Una travesura del señor Trump20

 Reino Unido: hacia la captura y secuestro de carbono (C&SC)21

 El regalo de las corporaciones petroleras23



LOS TÓPICOS DEL MES

En espera de la OPEP

Desde finales de septiembre último —ya por de hecho dos meses— el mercado petrolero internacional y sus principales actores han estado, cual si de una obra teatral de Samuel Beckett se tratase, esperando a la OPEP. En aquel momento decidió, como de dijo en estos informes, volver por sus fueros, al anunciar que había decidido introducir un corte o reducción en el volumen de su oferta, con el propósito de acelerar el proceso de rebalanceamiento del mercado, tras un período demasiado prolongado de excedentes de oferta —no atribuibles sólo a ella, por supuesto— que provocó un derrumbe espectacular de los precios a partir de mediados de 2014.¹

Conviene repasar, con un enfoque cronológico, lo ocurrido en este lapso, que va a culminar en unos cuantos días, el 30 de noviembre, cuando se reúna en Viena la Conferencia de la OPEP.

Como ya se señaló, la primera caja de resonancia de la decisión de la OPEP la ofreció, a mediados de octubre, el congreso anual del World Energy Council, reunido en Estambul. Dominado sobre todo por la posición solidaria con el esfuerzo de la OPEP expresada por el presidente de la Federación Rusa, dio lugar a un repunte de las cotizaciones, que mantuvo la del Brent por encima de los Dls 50/b por diecisiete jornadas de mercado sucesivas, desde el 1 hasta el 25 de octubre, fenómeno que no había ocurrido al menos en los últimos seis meses; el WTI registró precios superiores a ese mismo nivel en once jornadas de mercado en octubre, por ejemplo del 10 al 14 y del 19 al 24; finalmente, la canasta de la OPEP no alcanzó tal nivel, pero se mantuvo por encima de los Dls 48/b en la mitad de las jornadas del mes: once de veintidós.

Por su parte, sobre todo a principios de octubre, diversos actores de los mercados también se manifestaron apreciativos de la decisión de la OPEP. Tal fue el caso de un ejecutivo de Société Générale, citado el 3Oct16 por el *FT*, quien señaló que resultaba difícil exagerar la importancia de la decisión de la OPEP porque, independientemente del volumen de suministro que retirase del mercado, “representaba el regreso de Arabia Saudita y de la Organización misma al manejo activo del mercado”.

Para finales de octubre, sin embargo, otros factores —muy diversos— entraron en juego.

Uno de los más difíciles de apreciar fue el observado de las vísperas de la elección presidencial en Estados Unidos. No fueron pocos los participantes en el mercado que apostaron a la baja en el supuesto que un triunfo de Trump alentaría la producción en

¹ Véase “La OPEP vuelve por sus fueros”, Memorandum No 45, octubre de 2016, pp 1-6.



EUA, sobre todo la de petróleo y gas no convencional, no sólo elevando el suministro disponible sino haciendo menos efectivos las eventuales medidas de control de oferta por parte de la OPEP.

Como se esperaba, el Comité de Alto Nivel previsto en el acuerdo de Argel se reunió el 28 de octubre en Viena y al día siguiente se le sumaron representantes de seis países no-miembros: Azerbaijón, Brasil, Federación Rusa, Kasajstán, México² y Omán. La información sobre el encuentro técnico de Viena propalada por la Secretaría de la OPEP fue poco sustantiva, lo que llevó a los observadores a interpretarla como reveladora de que no había sido posible alcanzar entendimientos dentro de la propia OPEP, respecto de las reducciones de producción que corresponderían a cada uno —con las excepciones de Irán, Libia y Nigeria, que quedarían exentos— y entre la OPEP y los otros participantes sobre la forma y alcance de su aportación al esquema de control de oferta. Las últimas jornadas de mercado en octubre marcaron caídas repetidas en la cotizaciones, en especial la de la canasta de crudos de la OPEP.

El jefe de estrategia de Saxo Bank señaló a este respecto: “En los últimos meses, la intervención verbal había sido el arma más efectiva de la OPEP contra el debilitamiento de los precios. Empero, la promesa de intervención real conlleva el riesgo, de no cumplirse, de provocar una caída adicional de las cotizaciones del orden de 10 a 15 por ciento... [dificultando] el retorno al área de precios apetecida, de entre Dls 55 y 60/b. Sobre esta base, esperamos que pueda llegarse a algún tipo de acuerdo, aunque está por verse qué tanto contribuirá a apresurar el rebalanceamiento del mercado y a fortalecer los precios” (*FT*, 31 de octubre de 2016).

Las alzas registradas en los inventarios comerciales de crudo en Estados Unidos entre finales de octubre y principios de noviembre, que alcanzaron, según cifras del American Petroleum Institute, citadas por el *Oil & Gas Journal*, a 9.3 Mb, lo que los colocó muy por encima de los promedios estacionales. Los crudos marcadores registraron repetidas bajas en sus cotizaciones en las primeras diez jornadas de mercado en noviembre.

Otro factor de presión sobre los precios se originó en el inesperado incremento de la producción de gas no convencional en China. Entre enero y septiembre de 2016, según reportó el G&OJ (3Nov16), la producción acumulada de gas *shale* alcanzó a 3,760 Mm³, con alza de 107% respecto del año precedente. Además, la empresa productora, Sinopec, elevó su capacidad de procesamiento de 5.5 a 6.5 miles de millones de m³ y anunció planes para extraer hasta 10,000 Mm³ en 2017.

2 La Secretaría de Energía de México, uno de cuyos funcionarios debe haber representado a México en la reunión citada, parece haberla considerado clandestina, pues no dio a conocer ningún comunicado informativo al respecto. No deja de llamar la atención la forma vergonzante en que las autoridades mexicanas acuden a este tipo de encuentros gubernamentales de países petroleros.



Más adelante en noviembre, las cambiantes expectativas respecto los posibles resultados de la Conferencia de la OPEP el día último del mes volvieron a imprimir un giro hacia la baja a las cotizaciones de los crudos marcadores. Una semana antes del cónclave en Viena deprimió el mercado la noticia de que, desalentado por la falta de acuerdo sobre cuotas nacionales entre los miembros de la OPEP, Arabia Saudita había decidido ausentarse de una reunión informal de consulta con países no-OPEP, programada para el 28 de noviembre.

<i>Cotizaciones en Dls/b</i>	<i>Brent</i>	<i>WTI</i>	<i>OPEP</i>	<i>MME</i>
Máxima del actual ciclo (19 o 20 Jun14)	115.06	107.26	110.48	102.41
Mínima del actual ciclo (20 de enero 2016)	27.88	26.55	22.48	18.90
Cierre de enero 2016 (viernes 29)	34.70	33.62	31.58	25.53
Cierre de febrero 2016 (lunes 29)	35.97	33.75	30.13	27.14
Cierre de marzo 2016 (jueves 31)	39.60	38.34	34.33	30.75
Cierre de abril 2016 (viernes 29)	48.13	44.78	42.47	37.58
Cierre de mayo 2016 (martes 31)	49.69	49.10	45.15	40.26
Cierre de junio de 2016 (jueves 30)	49.68	48.33	46.27	41.00
Cierre de julio de 2016 (viernes 29)	41.80	39.51	36.29	33.62
Cierre de agosto de 2016 (miércoles 31)	47.16	43.30	43.10	35.24
Tras la decisión de OPEP (29 septiembre)	49.24	47.83	44.34	39.69
Cierre de septiembre de 2016 (viernes 30)	49.06	48.24	44.63	39.83
Máxima hasta ahora en 2016 (10 o 19 Oct)	53.14	51.60	49.06	42.86
Cierre de octubre de 2016	48.30	46.86	45.83	38.31
Dato más reciente (25 o 22 noviembre de 2016)	47.24	46.06	(45.22)	39.87

FUENTE: Brent, WTI y MME – Servicio Geológico Mexicano: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios-historicos/695-seguimiento-precio-del-petroleo-mezcla-mexicana-mme-datos.html>; OPEP – Organization of Petroleum Exporting Countries: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.h

En estas circunstancias, en la penúltima semana de noviembre, las cotizaciones se situaron un tanto por debajo del cierre de octubre. A su vez, este nivel resultó inferior al del cierre de septiembre y muy por debajo del máximo logrado, a mediados de octubre, después del anuncio de que la OPEP volvía por sus fueros.



La visión de los organismos

En sus informes de mercado correspondientes a noviembre de 2016 los dos mayores organismos petroleros intergubernamentales destaca las cuestiones que se resumen a continuación:

OPEP

En octubre, el precio de referencia de la canasta de crudos de la Organización se elevó en Dls 4.96/b, un alza notable en el contexto del año en su conjunto, para alcanzar un promedio mensual de Dls 47.87/b. Los otros marcadores, el Brent y el WTI, aumentaron también: en Dls 4.15, a una media de Dls 51.39, y en Dls 4.71, a un promedio mensual de Dls 49.94/b, respectivamente.

Las alzas obedecieron a una declinación de las existencias acumuladas en Estados Unidos y a la expectativa abierta por la decisión de la OPEP de controlar nuevamente la oferta. En sentido opuesto actuaron el aumento de los aparejos de perforación activos en Estados Unidos, el fortalecimiento del dólar y la toma de utilidades. La demanda del Brent se vio fortalecida por el estrechamiento, hasta Dls 1.45, de su diferencial con el WTI.

Se espera, para 2016 en su conjunto, un aumento de la demanda mundial de petróleo de 1.23 Mbd, para alcanzar un promedio de 94.4 Mbd. El dinamismo de la demanda ha sido menor al esperado en América Latina y en el Medio Oriente, que se vio compensado con amplitud por las alzas observadas en los países desarrollados de Europa y en el Asia-Pacífico. Para 2017 se espera una demanda mundial de 95.55 Mbd, superior en 1.15 Mbd a la estimada para el año en curso.

Se espera ahora, de acuerdo a nuevas estimaciones, que la oferta total de petróleo que no procede de la OPEP se contraiga en 780 mbd en el año en curso, hasta una media anual de 56.2 Mbd. En cambio, en

AIE

El asunto que actualmente domina la perspectiva del mercado petrolero es el resultado de la reunión de ministros de la OPEP del próximo 30 de noviembre en Viena, apenas dos meses después del anuncio de Argel de que se establecería un tope de oferta de entre 32.5 y 33 Mbd, acuerdo al que se procuraría incorporar a otros exportadores. Como se estima que en octubre la OPEP produjo 33.8 Mbd, es muy considerable —de un orden superior a 1 Mbd— el monto que debería recortarse.

Además de un buen acuerdo en Viena, rebalancear el mercado plantea otras exigencias: Rusia, el mayor productor, elevará su oferta en el año en curso en 230 mbd y bien podría aumentar otros 200 mbd en 2017. También cabe esperar aumentos de Brasil, Canadá y Kasajstán. Salvo que los productores no-OPEP se disciplinen, podrían aportar un total de medio millón de barriles diarios a una oferta mundial en expansión.

No se espera un dinamismo de la demanda el año próximo por encima del que ya se ha previsto, del orden de 1.2 Mbd en 2016 e igual monto en 2017. No hay elementos para esperar que un mayor crecimiento económico impulse la demanda más allá de estas cotas. El estímulo proporcionado por precios por debajo de Dls 40/b ya parece haberse agotado.

Las cifras de octubre:

Oferta global – Octubre: 97.8 Mbd, con alza de 0.8 Mbd proveniente de OPEP y otros productores. En 2016, el aumento de 800 mbd provendrá de la OPEP, compensando la caída no-OPEP. En 2017 se espera que



2017 se prevé un ligero aumento, del orden de 230 mbd, para alcanzar a 56.43 Mbd. Los líquidos del gas natural deben sumar, el año próximo, 6.43 Mbd a la oferta no-OPEP, con un aumento de 150 mbd sobre lo estimado para el año en curso. De acuerdo con fuentes secundarias, en octubre la OPEP produjo, en promedio, 36.64 Mbd,

En septiembre, los inventarios comerciales en los países de la OPEP se situaron en 3,052 Mb, unos 304 mb por encima de su promedio quinquenal y, en términos de días de cobertura, equivalieron a 65.7 días, unos seis días y medio por encima del promedio. Los inventarios de crudo y de productos excedieron los promedios en 165 y 138 mbd, respectivamente.

Para 2016 en su conjunto, se estima que la demanda por el crudo de la OPEP se situará en 31.9 Mbd, lo que supo un aumento de 1.9 Mbd sobre el año previo. Es de esperarse que en 2017 se añadan otros 800 mbd a esta demanda, para llevarla a un total de 32.7 Mbd.

(Si la OPEP realmente quisiera contribuir a fortalecer los precios y rebalancear el mercado debería fijar este 30 de noviembre una cuota global de oferta de entre de 31.5 y 32 Mbd.)

la oferta no-OPEP se eleve en 500 mbd, tras declinar 900 mbd en el año en curso.

En octubre, la recuperación de la producción en Libia y Nigeria y el récord histórico en Irak provocó que la OPEP llegase a un máximo de 33.83 Mbd, alrededor de 1.3 Mbd más que el año anterior. Es el quinto máximo mensual consecutivo.

Demanda global – Debido a las caídas en los países avanzados de América y en China, aumentará en 2016 apenas 1.2 Mbd. Se espera un comportamiento igualmente deslucido en 2017.

Septiembre fue el segundo mes consecutivo de reducción de los inventarios comerciales de la OCDE. Cayeron en 17.1 Mb a un total de 3,068 Mbd. Los de China aumentaron en 29.7 Mb en septiembre y hubo indicios de que aumentaban también en Japón y Estados Unidos.

Los precios de los crudos marcadores trazaron en octubre una curva en forma de campana, elevándose en la primera parte del mes y borrando todas estas alzas en la segunda parte, conforme aumentaron las dudas y reservas respecto de la probabilidad de que la conferencia de la OPEP llegase a un acuerdo sólido a finales de mes.

CUADRO 1 — PRECIO DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: OCTUBRE DE 2015 Y 2016 (Dls 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
Octubre	47.69	-0.68	50.89	44.74	-0.35	48.81	44.48	-0.10	46.65	2.02	39.03	0.53
1 / 3	48.13	0.44	50.87	45.54	-0.20	48.69	43.82	-0.66	46.72	0.17	38.76	-0.27
2 / 4	49.25	1.12	51.86	46.26	0.72	49.83	44.95	1.13	47.75	0.03	40.23	1.47
5	51.92	2.67	52.51	48.53	2.27	50.44	46.08	1.13	47.86	0.11	41.95	1.72
6	51.33	-0.59	51.93	47.81	-0.72	49.81	48.24	2.16	48.58	-0.72	42.20	0.25
7	53.05	1.68	53.14	49.43	1.62	51.35	48.10	-0.14	48.31	-0.27	43.10	0.90
8 / 10	52.65	-0.40	52.41	49.63	0.20	50.79	48.79	0.69	48.81	0.50	43.06	-0.04
9 / 11	49.86	-2.79	51.81	47.10	-2.53	50.18	47.97	-0.82	48.68	-0.13	41.52	-1.54
12	49.24	-0.62	52.03	46.66	-0.44	50.44	46.00	-1.97	48.07	-0.61	40.40	-1.12
13	49.15	-0.09	51.95	46.64	-0.02	50.35	45.21	-0.79	48.63	0.56	39.79	-0.61
14	48.71	-0.44	51.52	46.48	-0.16	49.94	45.05	-0.16	48.22	-0.41	39.63	-0.16
15 / 17	50.46	1.75	51.68	47.26	0.78	50.29	45.71	0.66	48.24	0.02	40.27	0.64
16 / 18	48.60	-1.86	52.67	45.89	-1.37	51.60	44.92	-0.79	49.06	0.82	39.01	-1.28
19	48.71	0.11	51.38	45.55	-0.44	50.43	43.87	-1.05	48.51	-0.55	38.68	-0.33
20	47.85	-0.86	51.78	45.20	-0.35	50.85	43.67	-0.20	48.08	-0.43	38.18	-0.50
21	48.08	0.23	51.46	45.38	0.18	50.52	43.44	-0.23	48.15	0.07	38.09	-0.09
22 / 24	47.99	-0.09	50.79	44.60	-0.78	49.96	43.45	0.01	47.83	-0.28	38.01	-0.08
23 / 25	47.54	-0.45	49.98	43.98	-0.62	49.18	43.13	-0.32	46.96	-0.87	37.85	-0.16
26	46.81	-0.73	50.47	43.20	-0.78	49.72	42.20	0.07	47.23	0.27	37.07	-0.78
27	49.05	2.24	49.71	45.94	2.74	48.70	43.20	1.00	47.04	-0.21	39.05	1.98
28	48.80	-0.25	48.30	46.06	0.12	46.86	44.34	1.14	45.83	-1.21	39.18	0.15
29 / 31	49.56	0.76	48.14	46.59	0.53	46.67	43.66	0.23	44.51	-1.32	39.32	0.14
30 / 1												

Las diferencias absolutas (+ o -) se calculan contra el lapso comparable inmediato anterior: día o mes.

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

CUADRO 2 — PRECIO DE LOS CRUDOS DE REFERENCIA Y DE LA MME: PARCIAL DE NOVIEMBRE DE 2015 Y 2016 (Dls 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
Noviembre												
1	--	--	48.14	--	--	46.67	--	--	44.51	--	--	38.55
2	48.79	- 0.77	46.86	46.14	- 0.45	45.34	43.95	0.29	43.10	38.66	- 0.66	37.32
3	50.54	1.75	46.35	47.90	1.76	44.66	43.89	- 0.06	42.62	39.54	0.88	37.00
4	48.58	- 1.96	45.85	46.32	- 1.58	44.07	44.43	- 0.46	41.85	38.75	- 0.79	36.57
5 / 7	47.98	- 0.60	46.15	45.20	- 1.12	44.89	43.28	- 1.15	41.98	37.99	- 0.76	37.06
6 / 8	47.42	- 0.56	46.04	44.29	- 0.91	44.98	44.72	1.44	42.22	37.36	- 0.33	37.24
9	47.19	- 0.23	46.36	43.87	- 0.42	45.27	42.13	- 2.59	41.90	36.91	- 0.45	37.25
10	47.44	0.25	45.84	44.21	0.34	44.66	42.26	0.13	42.67	--	--	37.19
11	45.81	- 2.63	44.75	42.93	- 1.28	43.41	41.53	- 0.73	41.54	35.98	- 0.93	35.92
12 / 14	44.06	- 1.75	44.43	41.75	- 1.18	43.32	40.21	- 1.32	40.94	34.62	- 1.36	35.49
13 / 15	43.61	- 0.45	46.95	40.74	- 1.01	45.81	39.21	- 1.00	41.84	33.91	- 0.71	37.22
16	43.58	- 0.03	46.63	41.74	1.00	45.57	38.18	- 1.03	42.90	33.54	- 0.37	37.66
17	43.57	- 0.01	46.49	40.67	- 1.07	45.42	38.29	0.11	42.83	33.36	- 0.18	37.52
18	44.14	0.57	46.86	40.75	0.08	45.69	38.04	- 0.25	42.33	33.28	- 0.08	37.40
19 / 21	44.18	0.04	48.90	40.54	- 0.21	47.49	38.52	0.48	44.34	33.64	0.36	39.44
20 / 22	44.66	0.48	49.12	40.39	- 0.15	48.03	38.37	- 0.14	45.25	33.38	- 0.26	39.57
23	44.83	0.17	48.95	41.75	1.36	47.96	38.35	- 0.02	45.35	33.30	- 0.08	39.87
24	46.12	- 1.29	49.03	42.87	1.12	--	39.59	1.24	45.22	34.86	1.56	--
25	46.17	0.05	47.24	43.04	0.27	46.06	39.81	0.22	44.17	34.86	0.00	--

Las diferencias absolutas (+ 0 -) se

calculan contra el lapso comparable inmediato anterior: día o mes.

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



En vísperas de la Conferencia

Por momentos, hacia finales de noviembre, en la semana previa a la Conferencia de la OPEP en Viena, toda la construcción de los dos meses anteriores pareció venirse abajo. De acuerdo con Bloomberg, el crudo tuvo su caída más aguda en ese período a raíz de la cancelación, ya mencionada, de un encuentro entre países de la OPEP y fuera de ella, previsto para el lunes 28, del que, primero, Arabia Saudita se retiró y, luego, se decidió suspender. La delegación saudí argumentó, aparentemente, que no tenía sentido celebrarlo dado que los primeros no habían alcanzado un acuerdo de restricción de oferta o de congelamiento del nivel de producción y, en consecuencia, no había base para negociar con los demás—que constituyen un conjunto muy dispar: desde Rusia, el mayor exportador fuera de la OPEP; otros exportadores dinámicos, como Azerbaijón y Kazajistán; hasta exportadores en abierta declinación, como México, e incluso exportadores netos marginales, como Brasil (menos de 100 mbd en 2015)³. El viernes 25, los futuros cayeron 3% en Nueva York y se desató una serie de consultas orientadas a salvar la posibilidad de un acuerdo.

Las posiciones dispares parecen resumirse como sigue, de manera esquemática: Arabia Saudita desea que se convenga una reducción de la producción total de la OPEP hasta entre 32.5 o 33 Mbd y exceptuar de ella a Libia y Nigeria; Irán, por su parte, no solo desea ser exceptuado de todo recorte, sino que se le permita continuar elevando la producción, para recuperar plenamente los niveles previos a las sanciones. Irak parece estar dispuesto a avenirse a una reducción modesta. Fuera de la OPEP, Rusia parece preferir congelar la producción a su nivel actual (octubre de 2016), que supera con amplitud los 33 Mbd, estimándose, sin ser confirmada por la Organización, en 33.83 Mbd, como arriba se anotó. Esta lectura no presagia un acuerdo sencillo en el muy escaso tiempo del que dispone la Conferencia.

Un ejecutivo de un *hedge fund* especializado en energía, Again Capital LLC, con sede en Nueva York declaró a Bloomberg: “La charada se ha terminado. Cancelaron la reunión del lunes para evitar el bochorno de que terminara en otro fiasco. El mercado ha premiado con largueza la retórica de la OPEP y ahora tendrá que sancionarla severamente si se muestra incapaz de llegar a un acuerdo.”

Otra declaración significativa, también recogida por Bloomberg, alude al hecho de que los saudíes no estén dispuestos a que se realicen contactos de negociación con productores no-OPEP en tanto no esté consolidado un acuerdo dentro de la Organización: “No me sorprende que los saudíes prefieran alcanzar un acuerdo dentro de la OPEP antes de reunirse con otros productores —dijo Tim Pickering, de Auspice Capital Advisors Ltd,

³ Petrobras, *Repórter d'Administração* 2015: www.petrobras.com.



de Calgary, Canadá—, pues a ellos les corresponde imponer orden, primero, dentro del cártel”.

En suma, son muy poco propicios los auspicios bajo los cuales se iniciará el 30 de noviembre la Conferencia ordinaria de la Organización de Países Exportadores de Petróleo en su sede en la capital de Austria.

Dos visiones sobre la perspectiva de la energía

Los dos principales organismos intergubernamentales sobre petróleo y energía—la Organización de Países Exportadores de Petróleo y la Agencia Internacional de Energía—dieron a conocer en noviembre sus informes anuales sobre la perspectiva de conjunto del sector. A continuación se presentan los puntos más relevantes de uno y otro.

<i>Los mensajes centrales de la AIE</i>
El Acuerdo de París sobre cambio climático, que entró en vigor en noviembre de 2016, es en esencia un acuerdo sobre energía.
La transformación del sector de generación eléctrica, impulsada por el desarrollo de las fuentes renovables, ha dado lugar a un nuevo debate sobre el diseño del mercado y la accesibilidad a la energía, al tiempo que no se han disipado las preocupaciones tradicionales de seguridad de suministro.
En nuestra proyección central, la demanda mundial de energía se incrementará en un tercio (30%) para 2040 en especial la demanda de combustibles modernos, la que sin embargo encierra una multitud de diversas tendencias y de trueques y mudanzas significativos entre diversas fuentes.
Al mismo tiempo, cientos de millones de personas continuarán careciendo, en ese horizonte, de acceso a servicios energéticos básicos.
La expansión necesaria en la oferta mundial de energía demanda una inversión acumulada del orden de Dls 44 billones, 60% de la cual se destinará a combustibles fósiles (extracción de carbón, gas y petróleo) y a plantas generadoras que los emplean; otra quinta parte se orientará a energías renovables.
El mejoramiento de la eficiencia energética demandará la inversión adicional de alrededor de Dls 23 billones.
En general, las naciones están bien encaminadas para alcanzar —e incluso exceder en algunas instancias—la mayor parte de las metas incorporadas al Acuerdo de París. Así, parece factible que se consiga abatir el aumento esperado en las emisiones de GEI derivadas de energía, pero no lo suficiente para limitar el calentamiento a menos de 2°C.
Un escenario más exigente en materia de mitigación —el escenario 450— exigiría un ritmo mucho más acelerado de descarbonación y de mejoramiento de la eficiencia. Gracias al mecanismo de revisión cada cinco años incorporado al Acuerdo de París será más sencillo el seguimiento de las metas nacionales más ambiciosas que algunos países se propongan.



La energía eléctrica representará una proporción constantemente creciente del crecimiento del consumo final de energía. Tras equivaler a apenas algo más de una cuarta parte hace 25 años, la electricidad satisfará dos quintos del consumo adicional hasta 2040, en el escenario central, y alrededor de dos tercios en el escenario 450.

Muchos de los compromisos del Acuerdo de París conciernen al sector eléctrico: en el escenario central, casi 60% de la nueva capacidad de generación proviene de fuentes renovables y, para 2040, casi toda la generación renovable será competitiva en los mercados, sin subsidio alguno.

En el más ambicioso, el escenario 450, cerca de dos tercios de la energía generada en 2040 provendrá de renovables: la mitad de eólica y solar fotovoltaica.

Por ella misma, la reducción de costos de la energía renovable no será suficiente para asegurar la descarbonación deseable de la oferta de energía eléctrica. Se requieren cambios estructurales en el diseño y operación de los sistemas de energía para asegurar incentivos suficientes a la inversión e incorporar altas proporciones de energía eólica y solar.

Los desafíos implicados en lograr el objetivo de 2°C son inmensos y requieren una reasignación estructural de los recursos de inversión en el sector de la energía. Intentar el logro del objetivo aspiracional de 1.5°C conduce a territorios no explorados.

Hasta el momento, la señal dominante que se encuentra en los compromisos nacionales ofrecidos por los gobiernos indica que los combustibles fósiles, en especial el gas natural seguirá siendo esencial en los sistemas de energía del mundo a lo largo de varios decenios. Sin embargo, la industria de hidrocarburos y del carbón no puede pasar por alto la probabilidad de una transición más acelerada.

Sin embargo, un riesgo de corto plazo en el mercado petrolero puede apuntar en la dirección opuesta: una drástica reducción de nuevos proyectos de exploración y producción si la sequía de inversiones en esas actividades se prolonga por un año más.

A más largo plazo, en el escenario central, la demanda adicional de petróleo se concentra en transporte de carga, incluido el marítimo, la aviación y las materias primas petroquímicas. En estas áreas las fuentes alternativas son escasas y, a pesar de la perspectiva de aumento de la oferta de crudo no convencional de Estados Unidos, se concentran en el Medio Oriente.

Un crecimiento de 1.5% anual hasta 2040 en la demanda de gas natural se compara muy favorablemente con las tasas esperadas para otros combustibles fósiles, pero están en proceso de cambio los mercados, los modelos de negocio y las fórmulas de fijación de precios. Un mercado global más flexible —sustentado en una duplicación de los volúmenes comerciados de gas natural licuado (GNL)— permitiría fortalecer la posición del gas en la mezcla mundial de combustibles.

Como nadie espera una elevación de la demanda de carbón, el equilibrio del mercado depende de abatir la capacidad de producción, sobre todo en China y en Estados Unidos.

La interdependencia entre energía y agua se acentuará en los próximos años dado que aumentarán tanto la demanda de agua del sector de energía como la demanda de energía de los sistemas hidráulicos.

El éxito de diversos proyectos de desarrollo y de manejo y suministro de agua depende críticamente de un manejo adecuado del vínculo agua-energía.

International Energy Agency, World Energy Outlook 2016: www.iea.org

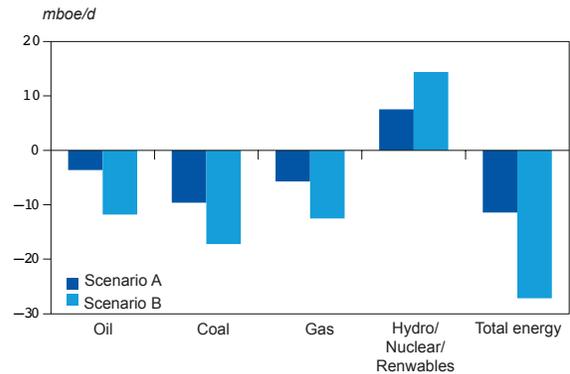


<p>Los mensajes centrales de la OPEP</p>	<p>2016: punto de flexión hacia un mercado balanceado</p>																												
<p>Las políticas de energía priorizan la reducción de emisiones y se apartan de orientaciones más tradicionales.</p>																													
<p>En materia de precios se espera una escalada positiva gradual. Tras una media de DIs 40/b en 2016, se esperan alzas anuales del orden de DIs 5/b hasta 2021, alcanzando en ese año un precio nominal de DIs 65/b. Hacia 2040 se espera un precio real (precios de 2015) de DIs 92/b, que equivaldría a DIs 155/b a precios corrientes. (No se trata de previsiones, sino de hipótesis de trabajo en la construcción de escenarios)</p>																													
<p>Hasta 2040 la demanda de energía primaria crecerá en 40% (108.2 Mbd). Casi toda el alza (100.7 Mbd) se dará en los países en desarrollo.</p>	<p>Por tipo de combustible, los aumentos anuales a 2040 se graduarán así: otros renovables, 6.6; nuclear, 2.2; gas, 2.1; hidro, 1.5; biomasa, 1.2; petróleo, 0.6, y carbón, 0.6 por ciento.</p>																												
<p>El crecimiento de la demanda provendrá principalmente de los sectores de transporte, petroquímica y aviación.</p>																													
<p>En 2040 la demanda de combustible para transporte por carretera, que actualmente es en los países en desarrollo alrededor de un tercio inferior a la observada en la OECD, habrá rebasado ampliamente a esta última, debido sobre todo al incremento en la flota. El mejoramiento en el rendimiento del combustible será muy similar en ambos grupos de países.</p>																													
<p style="text-align: center;">Demand in road transportation in the OECD, 2015 and 2040</p> <table border="1"> <caption>Demand in road transportation in the OECD, 2015 and 2040</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Value (mb/d)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Demand in 2015</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Increasing car fleet</td> <td>+2</td> </tr> <tr> <td>Improvement in fuel economy</td> <td>+2</td> </tr> <tr> <td>Penetration of altern. fuel vehicles</td> <td>+2</td> </tr> <tr> <td>Declining average VMT</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>Demand in 2040</td> <td>16</td> </tr> </tbody> </table>	Category	Value (mb/d)	Demand in 2015	24	Increasing car fleet	+2	Improvement in fuel economy	+2	Penetration of altern. fuel vehicles	+2	Declining average VMT	-10	Demand in 2040	16	<p style="text-align: center;">Demand in road transportation Developing countries, 2015 and 2040</p> <table border="1"> <caption>Demand in road transportation Developing countries, 2015 and 2040</caption> <thead> <tr> <th>Category</th> <th>Value (mb/d)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Demand in 2015</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>Increasing car fleet</td> <td>+30</td> </tr> <tr> <td>Improvement in fuel economy</td> <td>+10</td> </tr> <tr> <td>Penetration of altern. fuel vehicles</td> <td>+2</td> </tr> <tr> <td>Declining average VMT</td> <td>-18</td> </tr> <tr> <td>Demand in 2040</td> <td>28</td> </tr> </tbody> </table>	Category	Value (mb/d)	Demand in 2015	16	Increasing car fleet	+30	Improvement in fuel economy	+10	Penetration of altern. fuel vehicles	+2	Declining average VMT	-18	Demand in 2040	28
Category	Value (mb/d)																												
Demand in 2015	24																												
Increasing car fleet	+2																												
Improvement in fuel economy	+2																												
Penetration of altern. fuel vehicles	+2																												
Declining average VMT	-10																												
Demand in 2040	16																												
Category	Value (mb/d)																												
Demand in 2015	16																												
Increasing car fleet	+30																												
Improvement in fuel economy	+10																												
Penetration of altern. fuel vehicles	+2																												
Declining average VMT	-18																												
Demand in 2040	28																												
<p>Tendencias de la oferta de crudo</p>	<p>La oferta de crudo y condensados no-OPEP aumentará de manera gradual hasta finales del próximo decenio, llegando a 61.4 Mbd, cuando comenzará a declinar hasta 58.9 Mbd en 2040.</p> <p>Norteamérica (EU y Canadá) mantendrá una tendencia creciente por la contribución del aceite no convencional.</p> <p>La oferta de la OPEP, por su parte, tras aumentar hasta 2018, se mantiene estable algunos años y repunta después de 2025.</p>																												

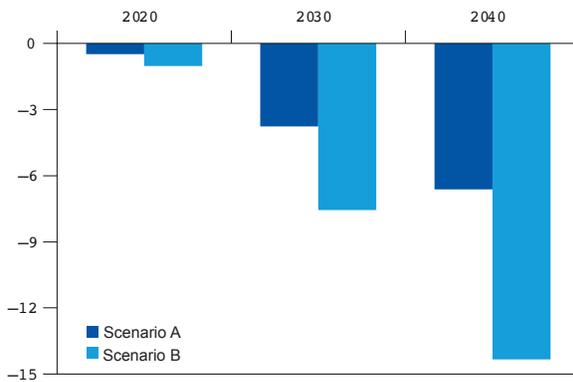


Como resultado de las acciones ligadas al combate del cambio climático se presenta un escenario (B) en el que se acentúan las tendencias ya presente en el escenario de referencia (A). Se triplica la reducción de la demanda global en los tres combustibles fósiles y crece más rápidamente la de energía hídrica, nuclear y renovable.

Change in global primary demand for major fuels relative to the Reference Case by scenario in 2040



Percentage change in total CO₂ emissions compared to the Reference Case



Es también notable la diferencia en ambos escenarios en materia de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que es dable alcanzar. Naturalmente, el escenario B, más agresivo en la sustitución de los combustibles fósiles, produce rendimientos crecientes en materia de mitigación.

Organization of Petroleum Exporting Countries, 2016 World Energy Outlook: www.opec.org



INSTANTÁNEAS DEL MERCADO

Trump, la energía y los combustibles fósiles

El 22 de noviembre, Gregory Meyer publicó en el *Financial Times* una de las primeras evaluaciones de conjunto de lo que puede significar la presidencia de Donald Trump para el sector de la energía y, en particular, para los hidrocarburos y demás combustibles fósiles en Estados Unidos.⁴

Recuerda el autor que, al enumerar el día anterior, las cuestiones que se propone solventar en sus primeros cien días de gobierno —es decir, antes de finales de abril de 2017— se encuentra una destacada referencia a la energía: ‘Cancelaré —dijo— las restricciones destructoras de empleos que afectan la producción de energía en Estados Unidos’. Lo anterior supone abrir más tierras y aguas federales a las actividades de prospección y exploración de petróleo y gas; facilitar la obtención de permisos y licencias para nuevos proyectos y rescindir las acciones ejecutivas del presidente Obama. “Desregulación es la palabra que recoge lo esencial de su compromiso —una idea elusivo que se ha perseguido desde los años 70 del siglo pasado”.

Hay cuatro razones por lo menos que obligan a ver con cautela la influencia real de esa promesa en la producción de crudo de EUA: los precios del petróleo, el tipo de cambio del dólar y el futuro de las tasas de interés, el efecto más bien limitado de las actuales reglamentaciones y las cambiantes relaciones de Estados Unidos con otros exportadores de crudo, como Irán y Rusia.

A mediados de noviembre el WTI alcanzaba un precio de Dls 48.65/b, menos de un punto por encima de días anteriores, pero 80% superior a los niveles mínimos del pasado invierno. Seguía demasiado bajo, sin embargo, para que muchos productores operasen con utilidad. Desde su máximo de 9.6 Mbd, alcanzado en abril de 2015, la producción de EUA se ha reducido en aproximadamente 1 Mbd, pues se dejaron ociosos numerosos pozos como respuesta a la caída de los precios —sobre todo en los campos no convencionales. Algunos analistas suponen que las cosas no regresarán realmente a la normalidad mientras las cotizaciones se mantengan por debajo de los ochenta dólares.

Tras la elección de Trump el dólar se ha revaluado. Un dólar fuerte encarece el petróleo y, al abatir la demanda, afecta las condiciones de producción. El alza de las tasas de interés —normalmente asociada a la expectativa inflacionaria— puede también encarecer los proyectos de inversión de los productores, ya afectados por los menores precios.

4 Véase Gregory Meyer, “Don’t be ton Donald Trump opening the spigots on US oil”, *Financial Times*, 22 de noviembre de 2016 (www.ft.com)-



Facilitar la perforación en tierras federales no actuará como incentivo de la oferta, pues los estados no tienen una amplia participación en esas operaciones. Hay que recordar el caso de Wyoming, que deriva más de la mitad de su producción de tierras federales. El vicepresidente de los petroleros del estado no considera que las limitaciones de acceso a tierras federales constituyan un problema: ‘a menos de que se trate de un jardín urbano o algo por el estilo, realmente no hay áreas que no estén abiertas a la actividad’.

Era de esperarse que los intereses petroleros se quejaran de la prohibición de perforar costa afuera en el litoral norte de Alaska, considerándola una concesión excesiva a los ambientalistas. El hecho es que, desde que cayeron los precios, la exploración en el Ártico estadounidense estaba de hecho suspendida. La perforación de Shell en 2015 no arrojó resultados positivos.

Se ha manifestado la opinión de que, más que el gobierno de Trump, serán las condiciones del mercado las que abran o cierren las válvulas, al menos en el corto plazo. Facilitar la extracción en tierras federales no contribuirá en mucho; facilitarla costa afuera, podría contribuir mucho, pero no por largo tiempo.

Trump se propone eliminar las reglas que limitan las emisiones de metano de las instalaciones petroleras. Empero, no se sabe si esto realmente contribuirá a elevar la producción. Un estudio reciente encontró que la existencia o inexistencia de reglas de este tipo no tiene una influencia perceptible en los volúmenes de producción.

En el exterior el panorama es complicado. Un acercamiento con Rusia facilitaría la adquisición de crudo de ese origen; un enfrentamiento con Irán podría llevar a tratar de limitar de nuevo sus exportaciones en todo el mundo.

El comportamiento de los mercados de futuros ha mostrado la incertidumbre prevaleciente: “Desde el día de la elección, los futuros del WTI para entrega en diciembre de 2020 —el último mes completo de una primera administración de Trump —han aumentado en sólo un dólar.”

Estados Unidos: ¿grandes descubrimientos que nunca serán explotados?

A pesar de la drástica reducción que en los dos últimos años han resentido los presupuestos de inversión en exploración de las grandes corporaciones petroleras y a pesar de que existe la posibilidad de que buena parte de los hidrocarburos ya descubiertos permanezcan en el subsuelo por razones ambientales, continúan los anuncios de nuevos y cuantiosos



hallazgos de nuevos campos. Entre octubre y noviembre, sólo en Estados Unidos, se dieron a conocer los siguientes:

En los primeros días de octubre, la empresa Caelus Energy Alaska, LLC —una corporación privada— dio a conocer un descubrimiento de volúmenes significativos de petróleo ligero en áreas que tiene concesionadas en aguas someras del litoral norte de Alaska, en la bahía Smith. Los principales elementos del anuncio oficial de la corporación fueron los siguientes:

- Dos pozos exploratorios perforados a principios de 2016 e información sísmica sobre 126 millas², permitieron estimar reservas del orden de 6,000 Mb de crudo ligero (de 40 a 45^a API), que podrían elevarse a 10,000 si se incorporan superficies adicionales en áreas vecinas de la bahía Smith. Se espera alcanzar un factor de recuperación de entre 30 y 40 por ciento debido a la favorable condición de los fluidos hallados en el yacimiento. El área tiene un potencial de producción de alrededor de 200 mbd de crudo ligero, sumamente transportable, que aumentará el volumen de aceite movido en el sistema de oleoductos transAlaska y abatirá la viscosidad media de los crudos movidos por el mismo. El CEO de Caelus, Jim Musselman, señaló que el descubrimiento contribuiría a prolongar por tres o cuatro decenios la actividad petrolera en Alaska. “La estabilidad fiscal a largo plazo es crítica para un proyecto de esta dimensión. Sin los programas de crédito estatal nada de esto hubiera ocurrido. No estoy cierto que Caelus misma habría venido a explorar en Alaska” —concluyó. (“Caelus Confirms Large Oil Discovery on the North Slope of Alaska”, 4 de octubre de 2016: www.caelusenergy.com)
- A principios de septiembre, la corporación Apache —basada en Texas— anunció que, tras dos años de amplios trabajos geológicos y geofísicos, acumulación metódica de superficies y perforaciones de ensayo estatégico y delimitación, se encontraba en condiciones de confirmar el descubrimiento de un nuevo y significativo conjunto de recursos, ‘Alpine high’, situado en la porción sus de la cuenca de Delaware, sobre todo en el condado de Reeves, en Texas. La empresa estima que los hidrocarburos in situ se elevan a 75 billones de pies³ de gas natural y a 3,000 Mb de petróleo, sólo en las formaciones Barnett y Woodford. También espera hallar significativo potencial petrolero en otras formaciones inmediatas, menos profundas. Otras características importantes del descubrimiento son las siguientes: Hasta ahora se han perforado 19 pozos, 9 de los cuales ya están en producción. Los costos de perforación se elevan, según se espera, a entre Dls 4 y 6 millones por pozo, según las presiones que se encuentren. Se prevé que el desarrollo completo demande la perforación de 4,100 pozos horizontales.



La estimación inicial para dos de las zonas —Woodford y Barnett— muestra un valor presente neto, antes de impuestos, de entre Dls 4 y 20 millones por pozo, con un precio estimado en Dls 50/b, así como Dls 3 por millar de pies³. (“Apache Corporation discovers significant new resources play in Southern Delaware basin”, 7 de sep de 2016: www.investor.apachecorp.com)

- El Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) dio a conocer una nueva evaluación de los recursos de líquidos y gas contenidos en la parte media de la cuenca de Permian, en el noroeste de Texas, estimándolos en 20,000 Mb de petróleo y de gas natural equivalente a 1,600 Mb. Se trataría del mayor yacimiento continuo de petróleo en el país (continuo en el sentido de que aparece en formaciones no convencionales a lo largo del yacimiento, que se extiende de norte a sur entre las ciudades de Lubbock a Midland, más que en depósitos delimitados). Aunque buena parte de estos hidrocarburos no ha sido descubierta, el USGS considera que son técnicamente recuperables. Sin embargo, la viabilidad económica de los yacimientos dependería de niveles de precios mucho mayores que los ahora prevalecientes. Se requerirían rangos superiores a los Dls 60/b. (Steve Visser, “Mammoth Texas oil discovery biggest ever in the USA”, 18 de noviembre de 2016: www.edition.cnn.com)

Libia: firme intención de recuperar posición exportadora

A pesar de que los enfrentamientos armados siguen sacudiendo al país de manera cotidiana, Libia se empeña en normalizar, al máximo posible, sus flujos de exportación petrolera, que proporcionan recursos indispensables para los diversos grupos que ejercen funciones de gobierno en distintas áreas del país. A principios de octubre se anunció, por ejemplo, la reapertura de la terminal marítima de exportación de Zueitina, al sur de Benghazi en la región noroccidental del país. Por esas fechas se despachó un embarque de 800 mb de crudo destinado a China.

Algunos observadores del mercado consideraron la reapertura de Zueitina como un paso definitivo hacia la normalización de la actividad exportadora de petróleo de Libia, sumida en la irregularidad por largos años y reducida a operaciones eventuales mínimas, a partir del derrocamiento del régimen de Jadafi en 2011. Esta reapertura, así como la de otras dos terminales menores, fue posible gracias al control de la zona asumido por el Ejército Nacional Libio en nombre de la más importante y reconocida de las autoridades que se disputan el control del vasto territorio.



Como se recuerda, en el acuerdo de 28 de septiembre en Argel, la OPEP decidió exceptuar a Libia —junto con Irán y Nigeria, otros países que enfrentan circunstancias excepcionales— de los cortes de producción que se impondrían a los demás asociados y quedarían definidos en la reunión de 30 de noviembre. Libia espera, sin embargo, no sólo verse exenta de dicha reducción, respecto de su actual nivel de producción estimado en medio millón de barriles diarios, sino elevar sustancialmente este número⁵. Se ha señalado que el objetivo a alcanzar en el presente año es del orden de 0.9 Mbd.

El ejército ha colocado Zueitina y las otras dos terminales bajo el control operativo de la compañía petrolera estatal de Libia, la National Oil Corp (NOC), que mantiene vínculos operativos con, entre otras corporaciones, ConocoPhillips, Marathon y Hess.

Este hecho ha llamado la atención pues el líder militar del área, el general Khalifa Haftar, ha encabezado, en el este del país, un gobierno opuesto al reconocido por las Naciones Unidas, Washington y otras potencias, con sede en Trípoli. Es incierto, por tanto, que el flujo de exportaciones reiniciado desde Zueitina pueda ser duradero.

5 Véase, Clifford Krauss, “Lybia Starts Expanding Oil Exports – For Now, at Least”, *The New York Times*, 9 de octubre de 2016 (www.nytimes.com).



TÓPICOS CON IMPLICACIONES AMBIENTALES

Canadá: retiro de la generación carboeléctrica para 2030

Como secuela de su firma y ratificación del Acuerdo de París en materia de cambio climático, el gobierno de Canadá anunció⁶ (que se propone retirar la generación carboeléctrica tradicional en el horizonte de 2030.

A la fecha, cuatro provincias canadienses —Alberta⁷, New Brunswick, Nova Escotia y Shakasteewan— todavía generan a partir del carbón, pero la primera de ellas ya había anunciado una política de eliminación progresiva en un marco temporal semejante.

La nueva política admite que permanezcan abiertas las carboeléctricas dotadas de equipos para el secuestro y la captura de carbono o aquéllas cuyas emisiones sean compensadas por abatimientos de igual magnitud en otras actividades. En 2030, el 90% de la generación eléctrica de Canadá debe arrojar emisiones cero de CO₂.

Aunque importante, la emisión de GEI proveniente de la generación a carbón, estimada en 62 millones de toneladas de bióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en 2014, palidece frente a la cifra de 192 MtCO₂e proveniente de los hidrocarburos.

Una travesura del Sr Trump

A nadie sorprenderá que el presidente electo no haya modificado, en su nueva condición, su proverbial hostilidad a las energías renovables, en especial las que —como las granjas eólicas o solares— suponen alguna intervención en el paisaje y muy en especial las que planea instalar en las proximidades de alguna de sus numerosas propiedades, sean hoteles, campos de golf o desarrollos inmobiliarios, ya sea que se encuentren en Estados Unidos o en otros países.

Lo que si resulta un tanto sorprendente —e inquietante— es que apenas unos cuantos días después de alcanzada esa nueva condición, decida colocarla al servicio directo de sus intereses privados, en una acción que marca un abierto conflicto de interés. El propio interesado hizo notar que la legislación estadounidense prácticamente exime al presidente de las disposiciones en materia de conflictos de interés que se aplican a los funcionarios públicos de muy diversos niveles y ámbitos.

6 “Canada plans to phase out coal-fired generation by 2030”, Enerdata, 23 de noviembre de 2016 (www.enerdata.net).

7 Véase “El plan de generación limpia de Alberta”, Jorge Eduardo Navarrete, Aspectos del derrumbe: el Mercado petrolero internacional en 2015, Programa Universitario de Estudios del Desarrollo, UNAM, México, 2016, pp 94-96.



Entre las personalidades políticas extranjeras que Trump recibió, a las dos semanas de la elección, destacó el Sr Nigel Farage, antiguo líder del partido británico UKIP y constante campeón de la salida británica de la Unión Europea, que ya lo había apoyado con entusiasmo en la campaña. Trump, haciendo gala de su reconocido conocimiento de las normas diplomáticas, se permitió sugerir de manera pública que el controvertido político británico, que no es miembro ni simpatizante del partido en el gobierno, debería ser nombrado embajador del Reino en Estados Unidos.⁸

Quizá conversaron sobre sus numerosas afinidades políticas, pero la parte central del intercambio parece haberse referido al deseo de Trump de que Farage consiguiera el rechazo del gobierno nacionalista de Escocia a llevar adelante la instalación costa afuera de la granja eólica de Aberdeenshire, situada a unos 3.5 km de su recién reinagurado 'Trump International Golf Club' en la misma localidad escocesa. El magnate-presidente electo considera que la granja eólica demerita el paisaje y el valor comercial de su negocio.

No parece haber habido consideración alguna de la contribución de esa particular instalación eólica a la transición energética y al combate al calentamiento global en Escocia y el Reino Unido. El proyecto incluye once turbinas eólicas con capacidad nominal de 100 MW. A lo largo de los últimos años ha estado sujeto a un intenso proceso de litigio que había desembocado en la expectativa de una inminente autorización, que ahora Trump trata de evitar por otros medios: el tráfico de influencias.

Tras enumerar otra docena de instancias en que el presidente electo ha mezclado la atención de sus deberes oficiales con la promoción de sus intereses privados, un reportero de *The New Yorker Today*⁹ (24Nov16) hace notar que este tipo de conductas hacen pensar “en las cleptocracias del Tercer Mundo” y recuerda la ominosa frase de Richard Nixon en 1977: “Si lo hace el presidente, eso significa que no puede ser ilegal.”

Reino Unido: hacia la captura y secuestro de carbono (C&SC)

Después de haber sido rechazada a principios de año, todo parece indicar que antes de que finalice 2016 el gobierno británico dará la luz verde a uno de los primeros grandes proyectos comerciales de captura y secuestro de carbono (C&SC) asociados a plantas de generación carboeléctrica: en el condado inglés de Yorkshire. En el planteamiento más

8 Robert Shirmsley, “Nigel Farage as envoy to Donald Trump: the go-between from hell”, *Financial Times*, 21 de noviembre de 2016 (www.ft.com).

9 Bryan Lizza, “Trump’s perplexing second week”, *The New Yorker Today*, 24 de noviembre de 2016 (www.newyorker.com).



sencillo, se espera instalar una jungla de ductos, tanques y bombas que capturarán el bióxido de carbono (CO_2), emitido por una nueva planta carboeléctrica, y lo conducirán costa afuera para sepultarlo en el subsuelo marino del Mar del Norte, antes de que se disperse en la atmósfera.

A pesar de que esta tecnología no ha sido probada, que sigue siendo en gran medida experimental y de que nadie está cierto de sus resultados ha recibido cuantiosos recursos financieros y se ha convertido en la apuesta favorita de la industria del carbón para continuar operando y ampliando la generación eléctrica basada en éste, el más sucio de los combustibles fósiles, al tiempo que promete cumplir con los compromisos de reducción de emisiones.

Podrían a llegar a construirse decenas o centenas de plantas de C&SC alrededor del mundo—incluso una o dos en México—si resuelve el mayor problema: no la tecnología sino el financiamiento. Añadir equipo e instalaciones de S&CC añadiría alrededor de DIs 1,000 millones a la inversión de DIs 1,400 millones de una carboeléctrica de tamaño convencional.¹⁰

La generación eléctrica es un negocio sucio y la carboeléctrica mucho más sucio. La primera es la actividad económica que más contribuye a las emisiones mundiales de GEI. Apenas una quinta parte de la generación proviene del gas y más del 40% del carbón, cuyas emisiones duplican a las que se originan en las de gas. Éstas no son ‘limpias’, como algunos alegan, simplemente son menos sucias. En relación a los pobladores en la era preindustrial, los de ahora respiran aire que contiene 400 ppm (partes por millón) de CO_2 , mientras esos ancestros absorbían sólo 275 ppm; viven, además, en un planeta 1°C más cálido que aquéllos.

El Acuerdo de París de 2015 prevé limitar ese aumento de temperatura a, cuando mucho, 1°C adicional para fin de siglo y, si es posible, a sólo $\frac{1}{2}^\circ$ adicional. Para alcanzar el menos ambicioso de estos objetivos —dice nuestra autora—se requeriría “que las emisiones de CO_2 , provenientes de combustibles fósiles, en especial del carbón, se redujesen dramáticamente antes de 2050 y prácticamente cesaran por completo antes del fin del siglo”. Sin embargo, siendo el carbón un combustible para generación eléctrica barato y abundante, son muchos los países —como Indonesia y Vietnam— que se proponen ampliar sus capacidades. Como una carboeléctrica tiene una vida útil media de 30 años, cada nueva planta aleja el horizonte para dejar de utilizar el carbón como combustible de generación. El ‘renacimiento global del carbón’ puede ser un fenómeno de larga duración.

¹⁰ Esta nota se apoya en el estudio de Pilita Clark, “Carbon capture: Miracle machine or white elephant?”, *Financial Times*, 9 de septiembre de 2016 (www.ft.com).



En estas circunstancias, sobre todo los empresarios carboníferos, presionados por las necesidades de protección ambiental, han vuelto los ojos a las tecnologías de C&SC y tienden a considerarlo el factor que puede realmente provocar un cambio drástico de perspectiva. Es usual que se prevea una rápida y exitosa difusión de la tecnología, dándose por supuesto que, para mediados de siglo, serán muy numerosas las plantas carboeléctricas que estarán dotadas de instalaciones y equipos para la C&SC.

Se habla también de otro desarrollo técnico, el uso como combustible de bloques o pellets de madera o de otros materiales de origen vegetal que permitirán que el cultivo y la combustión “arroje emisiones de carbono negativas”. Se contempla un ciclo que permitiría, primero, cultivar bosques que absorberían CO₂ de la atmósfera; usar la madera como combustible de generación y capturar y almacenar las emisiones resultantes, con una reducción importante de éstas, al capturarlas por dos vías.

La planta de Yorkshire podría quemar carbón y/o pellets de madera.

Hasta ahora, el record de los proyectos de C&SC es desalentador. Según diversas estimaciones, en el presente siglo se han canalizado alrededor de Dls 35,000 millones a estas iniciativas; cerca de 25,000 ha provenido de gobiernos, sobre todo de países avanzados, y unos 10,000 de empresas, no siempre relacionadas con la generación carboeléctrica. Hasta ahora, sólo hay un proyecto comercial de C&SC en operación, en Canadá, en operación desde el año pasado. Se supone que el año próximo entrarán en funcionamiento otros dos, ambos en EUA. En cambio, el número de proyectos cancelados por muy diversas razones — sobre todo la suspensión de los subsidios oficiales— llega a más de treinta. En la época del entusiasmo, la AIE preveía que alrededor de 100 proyectos de C&SC deberían estar en operación para 2020 y más de 3,500 para 2050. Recientemente ha reducido estas estimaciones a no más de 30 proyectos para la primera de estas fechas.

El regalo de las corporaciones petroleras

Quizá para manifestar su beneplácito por la entrada en vigor del Acuerdo de París a principios de noviembre, diez de las mayores corporaciones petroleras del mundo —excepto de Estados Unidos, donde tenía lugar una campaña presidencial uno de cuyos principales candidatos había manifestado abierta oposición a las acciones internacionales contra el cambio climático— anunciaron que incrementarían en Dls 1,000 millones en diez años sus erogaciones orientadas a combatir el calentamiento global. Ese monto, equivalente a Dls 10 millones al año por cada corporación, se añadiría a las erogaciones que ya realizan con tal finalidad.

Las compañías involucradas son: BP, CNPC, ENI, PEMEX, Reliance, Repsol, Royal Dutch Shell, SaudiAramco, Statoil y Total. Se advirtió la ausencia de Chevron, ExxonMobil y las demás corporaciones situadas en EUA.

“Una gota en el océano”, le pareció a un directivo de una ONG ambientalista británica el compromiso que asumieron las corporaciones, pues recordó que, por ejemplo, una de ellas (RDShell) suele ejercer gastos de capital anuales por encima de Dls 20,000 millones

El monto ofrecido también palidece frente al gasto de alrededor de Dls 348,000 millones en 2015 dedicado a la más amplia gama de proyectos de energía limpia.

Además, las corporaciones señalaron que los fondos que ahora ofrecen no se destinarán a tecnologías que supongan competencia directa a su línea de negocios, como sería el caso de almacenamiento de energía o generación renovable. Quizá la mayor parte de los mínimos recursos comprometidos se destine a proyectos de captura y secuestro de carbono. (*Financial Times*, 4 de noviembre de 2016)



Con todo lo anterior, es difícil concebir que la captura y secuestro de carbono sea la respuesta global que permita el continuado uso del carbón como combustible de generación eléctrica, al tiempo que se cumple con los objetivos nacionales de mitigación de emisiones de GEI. Cabe también la reflexión de que todo lo anterior se ha convertido en una cuestión meramente académica, dado que la administración de Trump en Estados Unidos parece bien dispuesta a promover la producción irrestricta de carbón y la generación carboeléctrica, sin preocupación alguna por los impactos ambientales asociados. Si la de Estados Unidos procede de esta manera, ninguna otra industria carbonífera querrá renunciar al privilegio.¹¹

27 de noviembre de 2016

JORGE EDUARDO NAVARRETE

¹¹ El punto de vista de la industria puede hallarse en el sitio web de la World Coal Association: www.worldcoal.org

