



Mercado Petrolero mundial: Hacia la COP21: Otra vez

*Jorge Eduardo Navarrete
Grupo de Energía*

26 de noviembre de 2015

HACIA LA COP21: OTRA VEZ

Introducción

De manera más acentuada que en octubre, la conversación global sobre energía ha seguido vinculada a las expectativas, todavía poco definidas, de la Conferencia de París sobre cambio climático (COP21) que se habría iniciado en los últimos días de noviembre. No podrá evitarse que los atentados terroristas de mediados de mes constituyan un trasfondo negativo y el hecho de que la reunión opere bajo condiciones de seguridad muy estrictas dejará su huella en el tono y alcance de los debates.

En la primera parte de este documento se examinan algunas decisiones en materia de energía que se han adoptado o anunciado en el contexto de la COP21.

El anuncio de China sobre un esquema de intercambio de emisiones

Como parte de una política de reducción de emisiones de amplio trazo, en ocasión de su visita a Washington a finales de septiembre, el presidente Xi Jinping anunció su decisión de iniciar, en 2017, un sistema de intercambio de emisiones de alcance nacional que abarca los sectores industriales clave: siderurgia, generación eléctrica, químico, materiales de construcción, papelería y de metales no ferrosos. Correspondió, por parte de China, a la Comisión Nacional de Reforma y Desarrollo (NDRC), definir las políticas, acciones e innovaciones institucionales requeridas para promover un desarrollo sustentable, verde, bajo en carbono y resistente al cambio ambiental.



El documento que recogió el anuncio en materia de intercambio de emisiones,⁽¹⁾ presenta también el amplio rango de acciones y políticas que China se propone poner en marcha, a partir de los acuerdos que se adopten en la COP21. Ese conjunto se resume en el esquema que sigue:

Para 2030, reducir las emisiones de CO2 por unidad de PIB entre 60 y 65%, respecto de los niveles de 2005.	Para 2030, incrementar el volumen de masa forestal existente en alrededor de 4.5 billones de m3, sobre el stock de 2005.	Promover el despacho de electricidad ecológico, en especial el despacho de la generación renovable y la energía fósil de mayor eficiencia y emisión baja.	Promover la construcción de edificios eficientes en energía, para alcanzar en 2020 el 50% de edificios verdes en ciudades y áreas metropolitanas.
Fomentar vehículos de baja emisión en el transporte público, para alcanzar el 30% de los viajes motorizados para 2020.		Las nuevas normas de eficiencia energética para vehículos pesados se concluirán en 2016 y entrarán en vigor al año siguiente.	Recibirán apoyo y se acelerarán las acciones de control de los HFCs, incluyendo un control efectivo, para 2020, de las emisiones de HFC-23.

Otros elementos complementarios sobre el esquema nacional de intercambio de emisiones se dieron a conocer, en Pekín, a mediados de noviembre, por el representante especial para cambio climático, Xie Zhenhua. Este funcionario expresó que para iniciar la operación en 2017 del nuevo esquema nacional de intercambio de emisiones se tendrá en cuenta la experiencia acumulada por los mercados urbanos de intercambio de emisiones, que han operado a partir de 2011 en siete ciudades: Pekín, Shanghái, Guandong, Tianjin, Chongqing, Hubei y Zhenshen. En su operación como programas piloto, estos esquemas permitieron intercambios valuados en un total de ¥ 1,200 millones (algo menos de Dls 200 millones), equivalentes a un volumen de emisiones de 40.24 millones de ton de CO2 equivalente. El funcionario declaró que la clave para establecer un mercado de emisiones de alcance nacional se encuentra en fijar cuotas razonables, un mecanismo de mercado idóneo, reglamentaciones detalladas y un mejor sistema de registro.⁽²⁾

Una reacción significativa ante el anuncio del mercado nacional de emisiones en China, tras su anuncio preliminar en Washington en septiembre, destacó cuestiones como las siguientes:



- La experiencia del funcionamiento de los mercados urbanos ha distado de ser por completo satisfactoria: los certificados de emisiones se han emitido con ligereza y en ocasiones se ha forzado a las empresas a sumarse a los distintos esquemas. Estos problemas se han presentado también al iniciar esquemas de intercambio en otros países, incluso avanzados.
- Un mercado de emisiones a escala nacional demandará años de esfuerzos y éstos no garantizan evitar un eventual fracaso, como ha ocurrido en diversas instancias en varios países. La Unión Europea ha realizado esfuerzos por diez años, lo que pone de relieve cuán difícil es poner en marcha un sistema efectivo y equitativo.
- “Será muy difícil tener el esquema nacional listo para 2017”—declaró un asesor chino independiente. “No sabemos siquiera cuánta energía realmente consumimos. Cómo vamos a echar a andar el intercambio de emisiones.”
- Aunque los sectores incluidos en el esquema se encuentran entre los grandes emisores, hay otros que quedaron fuera, como el sector transporte, por lo que habrá establecer coordinaciones muy complejas si se quiere abatir el total de emisiones de GEI.
- Los llamados sistemas de cap-and-trade, como el que se desea establecer en China, determinan primero los montos de emisiones admisibles por actividad y empresa participante, pagando un precio competitivo por el carbono emitido. Las empresas que no cubren su cuota de emisión pueden vender los certificados no utilizados, en tanto que las que la exceden deben comprar certificados adicionales.
- Ha habido indicaciones de que se prevé incluir en el esquema alrededor de diez mil empresas de las ramas industriales seleccionadas y que el volumen de emisiones cubierto sea del orden de hasta 4,000 millones de ton de CO₂ equivalente. Este volumen duplicaría al esquema europeo que es, hasta ahora, el más importante.
- Si China tuviese éxito en establecer un precio para el carbono en un mercado funcional, el ejemplo será observado y su influencia se dejará sentir en todo el mundo. El desafío es formidable.⁽³⁾

Por otra parte, se ha hecho notar que los anuncios oficiales del gobierno chino en materia de cambio climático deben ser leídos con una cierta dosis de escepticismo. Se ha señalado que la base de cualquier esquema funcional de intercambio de emisiones requiere, en primera instancia, registros estadísticos oportunos, confiables y verificables. Cuantificar emisiones de GEI es un desafío técnico considerable. Cuando en el mercado de emisiones concurren millares o decenas de miles de agentes, incluso los errores pequeños en la medición de algunas emisiones pueden dar lugar a diferencias agregadas de millones de toneladas de carbono.



La cifra total de emisiones de China —la mayor del mundo— no es divulgada de manera regular y comparable a lo largo del tiempo. En 2005 se dio a conocer la última estimación oficial de “alrededor de 7,470 millones de ton” y se asumió el compromiso de llegar a un nivel máximo, un peak, “antes de 2030”. Las estimaciones del aumento de emisiones entre 2005 y el año en que se alcance el nivel máximo cubren un rango de entre 11 y 20 mil millones de ton anuales, monto mayor que el total de emisiones europeas. (El Banco Mundial, en su “Indicadores económicos globales” sólo incluye, como cifra más reciente, una cifra de emisiones per cápita de 6.7 ton. Considerando una población estimada en 1,364 millones de habitantes, en 2014, ese monto por persona se traduciría en una emisión total de 9,140 millones de ton.)

Las mediciones estándar de emisiones se basan en estimaciones de los combustibles utilizados, en especial el carbón y, en la medida de lo posible, otros cuya producción o combustión también genera emisiones de GEI. En el caso de China hay enormes diferencias en las estimaciones de los volúmenes de carbón producidos y consumidos en generación eléctrica y otros usos. En 2013, por ejemplo, la Oficina Nacional de Estadísticas divulgó una cifra nacional de producción de carbón de 3,650 millones de ton. Si se suman las cifras de producción por provincias, sin embargo, se llega a un total del orden de 4,150 millones de ton. Una diferencia de alrededor de 15% puede dar lugar a estimaciones muy diferentes del volumen de emisiones derivadas de su combustión. Otra fuente de imprecisión son las diferentes calidades del carbón producido y usado, cuyo ‘rendimiento’ en términos de emisiones puede ser muy variable.⁽⁴⁾

En los círculos internacionales relacionados con el cambio climático se expresan dudas de que un sistema funcional de intercambio de emisiones a escala nacional pueda ser puesto en operación en China en el tiempo prometido.

El Reino Unido consultará el retiro gradual de la generación carboeléctrica

A unas semanas del inicio de la COP21, el gobierno británico se convirtió en el primero en anunciar la intención de someter a consulta una propuesta de abandono gradual y progresivo de una fuente primaria de energía —el carbón usado en generación eléctrica— para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y moderar el cambio climático. El anuncio, efectuado el 18 de noviembre, formó parte del amplio planteamiento de una política de energía renovada para el país, que la secretaria de Estado de Energía y Cambio Climático, la señora Amber Rudd, MP, consideró comparable a dos grandes transformaciones del pasado: primero, la privatización de los grandes proveedores públicos de energía, realizada por el gobierno conservador en 1982, y segundo, el



establecimiento de objetivos cuantitativos para la incorporación de energías renovables en el balance nacional de energía, decidido por el gobierno laborista para aplicarse desde 2007. El rol central que en el nuevo diseño británico de política de energía corresponde al retiro gradual del carbón es tanto más notable por la importancia de este combustible en la mezcla de energía en el país. La secretaria señaló que, tras esas dos grandes reformas, el Reino Unido, ahora, “cuenta con un sistema eléctrico en el que ninguna forma de generación, incluso las centrales a gas, puede ser emprendida sin intervención gubernamental; integrado por plantas envejecidas y a menudo poco confiables y que, a pesar de la enorme expansión de las energías renovables, no se ha reducido la dependencia del carbón —el más sucio de los combustibles. En realidad —agregó— la proporción de energía generada con carbón fue mayor en 2014, cuando alimentó más de la tercera parte de la generación eléctrica, que en 1999”.⁽⁵⁾

Los elementos centrales del anuncio de la secretaria Rudd se resumen como sigue:

- El objetivo es conseguir, en el horizonte de 2025, un sistema de energía orientado a los consumidores y enfocado en la competencia, que garantice la seguridad energética de las unidades familiares y de las empresas, del que el gobierno esté lo más ausente posible.
- El tránsito hacia este nuevo sistema, sin arriesgar la seguridad energética, demandará una continuada intervención gubernamental, pero ésta irá decreciendo con el tiempo.
- El sistema de energía debería dejar de ser motivo de preocupación y la política energética, pasar inadvertida: un sistema que no llame la atención de nadie, porque todos estén convencidos que producirá energía suficiente, confiable y accesible, que no dañe el ambiente.
- En el sector eléctrico, las medidas tomadas con la Red Nacional (National Grid) y Ofgem, el órgano regulador del sector de electricidad británico. ofrecen la certeza de suministro en el corto plazo. Más allá no puede seguirse dependiendo de plantas generadoras envejecidas, construidas hace 50 años, y alimentadas con carbón contaminante.
- Se requiere construir la planta generadora de energía para el siglo XXI: con nuevas centrales a gas, con gran aumento de energías renovables en los próximos cinco años y, más adelante, con nuevas centrales nucleares; así como con interconexiones que permitan importar electricidad barata del continente.
- El enfoque conjunto con Europa es esencial. El gobierno británico da la bienvenida al informe *State of the Energy Union*, presentado por la Comisión Europea.



En suma, la secretaria Rudd anunció que el DECC iniciará una consulta, en la primavera de 2016, acerca del cierre de todas las plantas generadoras basadas en carbón no acondicionado (unabated) para 2025, iniciando en 2013 la restricción de su uso. Esas plantas serían cerradas si se tiene la certeza de que la transición a plantas generadoras a gas podría completarse en ese horizonte temporal. “Si asumimos este compromiso —subrayó la secretaria— seríamos el primer país desarrollado en retirar el carbón del sistema.”

“Hacia 2025 —concluyó la secretaria Rudd— con una nueva central nuclear ya construida, con parques eólicos costa afuera en competencia con otras energías renovables, con el carbón no acondicionado como algo del pasado y con la generalización de la energía inteligente (*smart energy*), habremos transformado nuestro sistema de energía.”

Las primeras reacciones ante el anuncio de la secretaria Rudd fueron más bien críticas o escépticas. Aunque Al Gore, el exvicepresidente de EUA convertido en activista ambiental, calificó el anuncio de “excelente e inspirador”, algunos especialistas recordaron que para 2025, el límite aludido en el anuncio, de cualquier modo ya habrían salido de operación la mayor parte de las carboeléctricas británicas.

Se recordó, por ejemplo, que ya otros gobiernos habían anunciado el abandono gradual de otras fuentes de generación eléctrica, en especial la nuclear, ante otro tipo de preocupaciones, sobre todo la seguridad de las instalaciones nucleoelectricas, tras accidentes devastadores, como los ocurridos en Chernobyl (1986) y Fukushima (2011). Sin embargo, se admitió que el anuncio británico constituye el primero en que la renuncia al uso de una fuente primaria de energía obedece a consideraciones ambientales. Se produjo, por cierto, menos de un mes después de que el gobierno estadounidense había hecho otro anuncio considerado también una primicia: la no autorización del proyecto del oleoducto Keystone XL en atención a los riesgos ambientales que suponía, sobre todo por contribuir al calentamiento global. Se hizo notar que se trata del primer proyecto de infraestructura energética de gran dimensión que no se autoriza por consideraciones de impacto ambiental.

De acuerdo con la actual legislación europea en materia de calidad del aire, las carboeléctricas tendrían que ser cerradas para 2023, a menos de que utilicen sistemas de reducción de emisiones.

La reacción del Partido Laborista, expresada por la ‘secretaria sombra’ de energía, destacó que “ha sido evidente, por varios años, que las antiguas y contaminantes plantas carboeléctricas británicas tendrían que ser cerradas en el curso de la presente década” para ser sustituidas por generación limpia, “aunque la cambiante y caprichosa política



de energía del gobierno ha desalentado las inversiones indispensables para contar con suministros seguros”.⁽⁶⁾

Otro elemento sumamente discutido del anuncio de la secretaria Rudd fue su coincidencia con la decisión de retirar los subsidios a diversas fuentes de energía renovable, en especial la solar. En general, tal retiro se consideró súbito y apresurado, en un momento en que estas formas de generación sin carbono, a pesar de su enorme evolución técnica, aún no compiten en el mercado si no se cuantifica y reconoce el beneficio ambiental al que dan lugar.

La OECD restringe el financiamiento a las exportaciones de plantas carboeléctricas

En el ámbito de la OECD, ocho países (Australia, Canadá, Corea, Estados Unidos, Japón, Noruega, Nueva Zelandia y Suiza) y la Unión Europea integran el Acuerdo sobre Créditos a la Exportación con Apoyo Oficial, conocido como Comité de Crédito a la Exportación. Tras una serie de reuniones, iniciada hace dos años, el Comité llegó a un acuerdo — sujeto todavía a los procedimientos de ratificación estatuidos— para establecer nuevas reglas para el apoyo oficial a las plantas carboeléctricas, que incluye restricciones a los créditos a la exportación oficiales para las menos eficientes (y más contaminantes) entre ellas. Los signatarios tienen la expectativa de que otros exportadores de equipo para plantas carboeléctricas, dentro y fuera de la OECD, apliquen criterios similares, para evitar distorsiones de la competencia. “El acuerdo representa un trascendente primer paso hacia el alineamiento de las políticas de crédito a la exportación, en función de consideraciones ambientales, relacionadas con el cambio climático”, declaró el presidente en turno del Comité.⁽⁷⁾

A su vez, el funcionario responsable de la Secretaría de la OECD declaró que “las nuevas reglas limitan los créditos oficiales a la exportación de nuevas plantas carboeléctricas” y equipos para las mismas y “representan una contribución importante a los esfuerzos internacionales de contención del cambio climático”. Agregó que si las reglas y criterios ahora aprobados hubiesen estado en vigor desde 2003, “no habrían sido elegibles para recibir apoyo crediticio oficial más de dos tercios de los proyectos de carboelectricidad aprobados hasta 2013”. Una agencia independiente estima en Dls 34,000 millones en los últimos diez años el monto de esos créditos.

El acuerdo impulsa tanto a exportadores como a compradores de plantas y equipos carboeléctricos a orientarse hacia las tecnologías más eficientes y menos contaminantes. A partir de 2017, se retira el apoyo a las plantas carboeléctricas grandes (>500MW)



tanto críticas como subcríticas. Permite los créditos para plantas subcríticas pequeñas (<300MW) en países de menor desarrollo y también a las plantas supercríticas medianas (entre 300 y 500 MW) en países que enfrentan niveles apreciables de pobreza energética (definida por una proporción mayor al 10% de la población sin acceso al suministro eléctrico). Las restricciones no se aplican a plantas de cualquier tamaño dotadas con equipos operativos de captura y almacenamiento de carbono. Los términos del acuerdo se revisarán periódicamente a la luz de los cambios en las tecnologías de generación, la evolución de las ciencias del clima y los marcos de política de exportadores e importadores.

Al examinar el acuerdo, un analista señaló⁽⁸⁾ que las reglas convenidas habrían sido más estrictas a no ser por la resistencia manifestada por Australia y Corea—dos de los más importantes exportadores. De manera unilateral, algunos países de la OECD, como EUA y el Reino Unido, ya habían limitado los apoyos de sus agencias oficiales de crédito a la exportación a las ventas de plantas carboeléctricas. Algunos grupos ambientalistas consideran que las limitaciones a los créditos oficiales podrían detener hasta 850 nuevos proyectos carboeléctricos en los próximos años. La reducción precisa es difícil de estimar porque algunos desarrolladores tratarán de movilizar financiamiento de otras fuentes para llevar adelante sus proyectos. Por su parte, los voceros de la industria carbonífera expresaron temores de que la limitación que afecta a las plantas carboeléctricas grandes, incluso las críticas, puede impulsar a los demandantes a optar por equipos menos avanzados y más contaminantes.

UNA MIRADA AL LARGO PLAZO: LA VISIÓN DE LA AIE

El 10 de noviembre la Agencia Internacional de Energía lanzó en París la edición 2015 de su estudio anual *Perspectivas de la energía en el mundo*. Quizá el anexo más interesante e ilustrativo del extenso reporte sea la enumeración de hechos y tendencias centrales, que se presenta por separado y que resume los principales hallazgos del estudio. A continuación se presenta un resumen de este anexo.⁽⁹⁾



<p>En todos los escenarios, crece la demanda mundial de energía –aunque la acción de los gobiernos influye en su ritmo y en el grado en que la emisión de GEI sigue igual tendencia</p>	<p>En el escenario central, entre 2013 y 2040 el crecimiento es de un tercio y se concentra exclusivamente en los países en desarrollo, pues en los de OECD se observa una reducción de 3%. En general, se debilita la correlación entre crecimiento, demanda de energía y aumento de emisiones del sector energía, que es la mayor fuente de GEI. Ello se debe a que en algunos mercados, como China, se producen cambios estructurales en la economía; en otros, los avanzados, la demanda de servicios de energía se satura, y en todos se usan tecnologías más eficientes. Con todo, las emisiones de CO₂ derivadas de la energía aumentan en 16% para 2040.</p>
<p>Experiencias divergentes en los principales actores del mundo de la energía</p>	<p>Llega a su fin el muy rápido crecimiento de la demanda de energía en China: su consumo de carbono alcanza un máximo, cercano a sus actuales montos, y con el rebalanceamiento de su economía, la demanda de carbón se reduce.</p> <p>El principal usuario de energía, Estados Unidos (y, de igual forma, la Unión Europea) registra la mayor caída de demanda de energía entre 2013 y 2040, equivalente a 4 Mbd, retornando a niveles similares a los años 60. Medio Oriente y China lideran el aumento de la demanda de gas natural, hasta 47%.</p> <p>El petróleo y el carbón pierden 9% en su participación en la mezcla mundial de energía; ganados por las renovables (5%), gas y nuclear (2% cada una).</p>
<p>La demanda de electricidad crece en más de 70% para 2040 y hay un esfuerzo común por reducir el impacto sobre el ambiente de la generación eléctrica.</p>	<p>Desde principios de los años 30, las renovables reemplazan al carbón como mayor fuente de generación y absorben más de la mitad del aumento previsto para 2040.</p> <p>Para 2040 la generación eléctrica basada en renovables representa más del 50% en Unión Europea, alrededor de 30% en China y Japón y más de 25% en EUA e India. La participación del carbón en la generación mundial cae en 30%.</p> <p>550 millones de personas, la mayor parte en África subsahariana, continúan sin acceso a la electricidad en 2040.</p>
<p>Terreno novedoso para el mercado petrolero mundial: suministros suficientes, precios menores; reducción de costos e inversiones</p>	<p>En el escenario de ‘nuevas políticas’, la producción de petróleo crece en 12% entre 2013 y 2040, cuando llega a 100 Mbd. En cambio, la de carbón sólo aumenta en 10% en el período. La producción mundial de gas natural no se descarrila por los bajos precios y se expande hasta 5.2 billones de m³ en 2040.</p>



<p>La caída de los precios fuerza al mercado a encontrar un nuevo equilibrio</p>	<p>El rebalanceamiento será producto de un mayor crecimiento de la demanda y una fuerte moderación de los suministros, provocados ambos por los menores niveles de precios. Sin embargo, tomará más tiempo que en anteriores episodios de reequilibramiento, pues ahora las respuestas de mayor demanda y menor oferta ante precios más bajos toman más tiempo en dejarse sentir. Aunque la aparición de los hidrocarburos no convencionales ha aumentado la flexibilidad de la oferta, hay todavía un considerable retraso en la respuesta de la oferta de otras fuentes de energía a la caída de los precios.</p>
<p>La tarea de rebalancear el mercado corresponde ahora a los productores no-OPEP</p>	<p>Han sido las compañías petroleras las que, mediante reducciones del orden de 20% en sus presupuestos de inversión, han empezado a afectar la perspectiva de oferta proveniente de fuera de la OPEP, sobre todo de países como Rusia, Brasil, y Canadá.</p>
<p>La oferta no convencional de EUA es la más estrechamente ligada al comportamiento de los precios</p>	<p>La producción de petróleo no convencional en Estados Unidos, caracterizada por costos altos y alta flexibilidad, reacciona con rapidez a los movimientos de precios. Si las cotizaciones inferiores a Dls 60/b se mantienen después de 2020, habrá una caída sustancial de la producción (la apuesta saudita). Pero, incluso una recuperación que restaurase los precios a niveles de Dls 80/b hacia 2020, opción que no puede descartarse, provocaría una recuperación rápida de la producción, con niveles superiores a los 5 Mbd hacia ese año.</p>
<p>El estancamiento secular mantendría deprimidos a los precios y retrasaría la transición energética</p>	<p>La persistencia de bajas tasas de crecimiento de la economía mundial sería el factor principal que mantendría deprimidos los precios por un periodo largo, si además persiste la producción alta de la OPEP y la de tight oil de EUA no se abate. En este escenario, el rango de Dls 50-60/b persistiría hasta mediados del próximo decenio y la recuperación de niveles cercanos a los Dls 80 u 85/b no se produciría sino hasta 2040. (Un indicador muy reciente de que el riesgo del estancamiento secular sigue presente se encuentra en la reducción de la mínima tasa de crecimiento económico media de las economías agrupadas en la OECD: en el tercer trimestre de 2015 esa tasa se redujo a 0.2%, claramente por debajo de la de 0.6% correspondiente al segundo trimestre del año.)</p>
<p>Entre más se mantengan deprimidos los precios, la corrección del mercado será mas brusca y disruptiva.</p>	



<p>El comercio interregional de energía fósil se concentra cada vez más en Asia</p>	<p>La dirección del intercambio entre regiones de energéticos fósiles se orienta cada vez más hacia Asia: destino, en 2040, del 80% del carbón, el 75% de petróleo y alrededor de 60% del gas natural. Dentro del continente, China se convierte, desde antes de 2020, en el primer importador mundial de petróleo y, hacia 2035, India asciende al segundo puesto.</p>
<p>Entre otras áreas, destaca Norteamérica</p>	<p>En otras áreas, las exportaciones de petróleo del Medio Oriente se aceleran después de 2020 y las de gas natural después de 2025. En este año, las exportaciones de gas de Norteamérica llegan a 85 billones de m³, tras de que la región alcanza la autosuficiencia petrolera hacia mediados de los 20. Las importaciones de gas de Europa occidental aumentan 30%, pero hay cierta diversificación de proveedores.</p>
<p>Inversiones mundiales del orden de Dls 68 billones entre 2015 y 2040, distribuidas por tercios</p>	<p>Se estima que entre 2015 y 2040 las inversiones mundiales en el sector de energía alcanzarán los 68 billones de dólares.</p> <p>Su distribución funcional apunta a 37% para producción de petróleo y gas; 29% para generación eléctrica y 32% en eficiencia del uso final.</p> <p>Casi dos tercios de la inversión en generación eléctrica irá a renovables, sobre todo en Estados Unidos, China, la Unión Europea y la India.</p>
<p>Transición energética apoyada en nuevas medidas de política y acciones puntuales</p>	<p>Varios grandes consumidores de energía han anunciado nuevos enfoques de política favorables a la transición hacia energías bajas en carbono. Destacan el Plan de Generación Eléctrica Limpia de Estados Unidos⁽⁹⁾ y el esquema de intercambio de emisiones anunciado por China⁽¹⁰⁾.</p> <p>Las acciones de apoyo público fueron clave para que en 2014 se instalara nueva capacidad por 130 GW en renovables y que éstas sean ahora la segunda fuente de generación, tras el carbón.</p> <p>También se amplió la cobertura de las políticas y acciones de mejoramiento de la eficiencia en el uso de energía. Sin ellas, la demanda de electricidad habría sido en 2014 dos tercios mayor de lo que fue. Entre 2005 y 2014, la cobertura de las acciones de eficiencia energética —en la industria, la construcción y el transporte— casi se duplicó: de 14 a 27 por ciento del consumo mundial de energía.</p>



Estabilización de la demanda de energía y desvinculación del aumento de generación del alza de emisiones	En el escenario “nuevas políticas” —basado en el supuesto de puesta en práctica de las políticas hasta ahora anunciadas, incluyendo los compromisos nacionales voluntarios en la COP21 ⁽¹¹⁾ —, el crecimiento de la demanda mundial de energía se abate hasta una tasa anual media de 1% en el lapso a 2040, algo menos de la mitad del crecimiento observado desde 1990. Por su parte, las emisiones de CO ₂ de la generación eléctrica crecen a sólo un quinto de la tasa cercana a uno por uno observada ahora, desvinculando ambas tendencias.
Los bajos precios del petróleo han ayudado, pero pueden desestimular las inversiones en eficiencia energética	Aunque en un primer momento la caída de las cotizaciones internacionales del petróleo favoreció la adopción de algunas medidas para elevar la eficiencia y acelerar la descarbonización —como el retiro o disminución de los subsidios a la energía fósil— si los precios bajos persisten por largo tiempo, pueden restar incentivo a las inversiones en eficiencia y fomentar el uso de las fuentes más contaminantes, provocando un repunte a largo plazo de las emisiones.

CADA QUIEN SU CLUB: INDONESIA, REGRESO A LA OPEP

De acuerdo con la entrevista publicada en el número de octubre de 2015 del *OPEC Bulletin*,⁽¹²⁾ el ministro de Energía y Recursos Minerales de Indonesia, Sudriman Said, considera que tras la decisión de su país que reingresar a la OPEP, de la que se separó en 2009, se encuentra la convicción de que, al hacerlo, “reducirá su dependencia respecto de un pequeño grupo de comercializadores de crudo”, de los que ahora depende para asegurar el suministro externo de petróleo que requiere.

Como se recuerda, Indonesia se unió a la OPEP a principios de los años sesenta, siendo visto para todo propósito práctico como uno de sus miembros fundadores. Sin embargo, ya en el presente siglo, al convertirse en importador neto de petróleo, decidió retirarse de la Organización. En su conferencia de diciembre, los ministros de la OPEP examinarán y sin duda aprobarán su reingreso.

Con la salida de la OPEP, dijo el ministro, “tuvimos que depender en casi cien por ciento de un pequeño grupo que controlaba los suministros al país... situación que deseábamos romper”. Con el reingreso, el país espera restablecer sus vínculos con los principales productores mundiales de crudo con los que se buscaría establecer acuerdos de suministro a largo plazo, así como inversiones en la infraestructura energética. Said indicó que debe advertirse la evolución institucional de la OPEP: “Quizá en el pasado la OPEP sólo representaba los puntos de vista de los exportadores. Ahora, la actitud es más abierta.”



Por su parte, el Dr Subroto —antiguo ministro de Energía de Indonesia y exsecretario general de la OPEP—declaró que, al reunirse a la OPEP, “Indonesia puede jugar un papel conciliador entre las diferentes posiciones de los miembros, dadas las buenas relaciones que mantiene con todos ellos”. Subroto recordó que, formalmente, Indonesia sólo había “suspendido” su membresía, por lo que esperaba no hubiera dificultad para reactivarla.

Es posible, sin embargo, que la decisión de readmitir a Indonesia —o reactivar su membresía, como algunos prefieren expresar— suponga algunas complicaciones. Como decimotercer miembro, Indonesia aportará entre 800 y 900 mil b/d a la producción total del cartel, con lo cual se ampliará hasta aproximadamente 2.5 Mbd el excedente respecto del tope establecido y ratificado de 30 millones de barriles. Este hecho puede llevar a algunos de los miembros, insatisfechos con la estrategia saudita, a plantear un recorte en el monto global de oferta e, incluso, a reabrir la cuestión enormemente contenciosa de las cuotas nacionales, que dejaron de definirse —precisamente por la dificultad de conseguir acuerdos al respecto— desde 2012. Otro elemento que ha aparecido en los debates acerca de la readmisión de Indonesia es el significado que tendrá para la OPEP acoger en su seno a un importador neto (actualmente exporta alrededor de 200 e importa 300 mbd), lo que ocurriría por primera ocasión. No todo mundo considera sencillo que, en esta condición, Indonesia se sume a los debates del club de exportadores.

CADA QUIEN SU CLUB: MÉXICO, TOCA LA PUERTA DE LA AIE

El 16 de noviembre, en París en el curso de una reunión ministerial de la Agencia Internacional de Energía en la que participaba —quizá como observador o invitado— el secretario de Energía formalizó la solicitud del gobierno de México para ser admitido como miembro de la Agencia. Lo hizo —según el boletín alusivo de la SE— flanqueado por los “representantes de los países que acompañan a México en su propuesta (Estados Unidos y Canadá)”, y ante el director de la AIE. El secretario “señaló que la AIE ofrece un espacio para desarrollar respuestas conjuntas y esquemas de cooperación mundial para garantizar la seguridad energética, promover el desarrollo económico y fomentar la sostenibilidad ambiental a nivel global”. Subrayó también que “la AIE se consolida como el foro de política energética más importante a nivel mundial, adaptándose a las nuevas circunstancias del entorno y al sumar la representación de una pluralidad de naciones productoras y consumidoras de petróleo”.⁽¹⁴⁾

El proceso de adhesión de México, según el mismo boletín, “incluye una visita inicial de un equipo de la AIE, una revisión de política energética y de compatibilidad con el marco jurídico nacional y un diagnóstico de respuesta ante emergencias”.



Por su parte, el director de la AIE dijo estar complacido de que México, “significativo productor y consumidor de energía”, diera tal paso, pues permitirá fortalecer la cooperación y “abre la puerta para una mayor presencia en América Latina”. Cabe esperar, agregó, que la reforma energética de México siga adelante y se vea reforzada y acelerada por la vinculación más estrecha con la Agencia”. Señaló que se adoptarán las medidas requeridas para que México “reúna las condiciones para ser miembro de la Agencia”.⁽¹⁵⁾

En materia de ingreso de nuevos miembros, la Agencia estatuye que:

“Antes de adquirir la calidad de miembro de la AIE, un candidato debe ser miembro de la OECD y demostrar que dispone:

- como importador petrolero neto, de reservas de petróleo crudo y/o de derivados, equivalentes a 90 días de las importaciones netas promedio del año anterior, a las que el gobierno (incluso no siendo propietario directo de ellas) tiene acceso inmediato en caso de que se activen las Medidas Coordinadas de Respuesta a Emergencias (CREM) —que constituyen un sistema de reacción rápida y flexible ante trastornos reales o inminentes de suministro petrolero;
- un programa de restricción de demanda para reducir el consumo nacional de petróleo hasta en 10 por ciento;
- la legislación y organización necesarias para operar el CREM a escala nacional; y,
- legislación y procedimientos en vigor que aseguren que todas las compañías petroleras que operan bajo su jurisdicción entregarán la información que resulte necesaria.

Un procedimiento demostrará si el país miembro potencial puede o no cumplir con estos requerimientos, durante el cual la Secretaría de la AIE asesora al país candidato y trabaja con él. La decisión final corresponde a la Junta de Gobierno.”⁽¹⁶⁾

Los escuetos e insustanciales boletines de la SENER y de la AIE no mencionan si México hará valer, en su procedimiento de ingreso, su condición de exportador neto de crudo, condición que compartiría con sólo cuatro de los actuales 29 miembros de la Agencia— un club de importadores netos. Por el volumen de sus exportaciones netas de crudo, GNL y líquidos, según las cifras anuales más recientes de la propia AIE, sería el segundo, con 66.9 millones de barriles de petróleo equivalente; muy atrás de Canadá, con 102 millones; algo por encima de Noruega, con 57.5 millones y muy arriba de Dinamarca (1.8 millones) y Estonia (0.5 millones). Si se consideran, además, el carbón, la turba y el petróleo shale; los petrolíferos y el gas natural, sólo Canadá y Noruega son exportadores netos de hidrocarburos en la AIE. A ellos se sumaría México.



Nadie pareció recordar que Noruega, el único exportador neto significativo en 1974, cuando se estableció la Agencia, no solicitó su adhesión, sino negoció un Acuerdo Especial, cuyos términos siguen amparando su presencia en la AIE, a la que no se unió sino en la que participa.

Quizá el asunto no preocupó a la autoridad mexicana ante la perspectiva, más bien cercana, de que el país pierda su condición de exportador neto, sobre todo si la promesa de producción y exportaciones de crudo crecientes en que se predicó la reforma no se materializa o lo hace en otros tiempos y a otros ritmos.

AIE / EXPORTADORES (-) IMPORTADORES NETOS DE HIDROCARBUROS		
<i>País</i>	<i>X netas (millones de toneladas de petróleo equivalente)</i>	<i>2013</i>
Canadá	Carbón, turba y petróleo shale	15,249
	Crudo, GNL y líquidos	102,041
	Derivados del petróleo	13,855
	Gas natural	46,546
	Exportación neta total	177,691
Dinamarca	Carbón, turba y petróleo shale	(-) 2,848
	Crudo, GNL y líquidos	1,750
	Derivados del petróleo	(-) 688
	Gas natural	590
	Exportación neta total	(-) 1,196
Estonia	Carbón, turba y petróleo shale	(-) 2
	Crudo, GNL y líquidos	507
	Derivados del petróleo	(-) 1,450
	Gas natural	(-) 555
	Exportación neta total	(-) 1,500
México	Carbón, turba y petróleo shale	(-) 4,109
	Crudo, GNL y líquidos	66,860
	Derivados del petróleo	(-) 21,735
	Gas natural	(-) 21,302
	Exportación neta total	18,714
Noruega	Carbón, turba y petróleo shale	676
	Crudo, GNL y líquidos	57,458
	Derivados del petróleo	9,839
	Gas natural	89,831
	Exportación neta total	157,904

FUENTE: IEA, *Headline Energy Data* (http://www.iea.org/media/statistics/IEA_HeadlineEnergyData_2015.xlsx)



COMPORTAMIENTO DE PRECIOS Y MERCADOS EN OCTUBRE-NOVIEMBRE

Octubre y las primeras semanas de noviembre fueron un período muy accidentado en el comportamiento de los precios y los mercados. Una breve y apta apreciación de conjunto es la siguiente:

“Quienes esperaban un apuntalamiento de los precios de los productos básicos, incluso el petróleo, hacia mediados de noviembre, sufrieron una profunda decepción. Los precios del crudo estadounidense (WTI) se situaron por debajo de los 40 dls/b por primera vez desde abril último, después de que los inventarios acumulados llegaron a 483.7 millones de barriles, muy cerca de su nivel máximo de 490.9 Mb. Se dio cuenta de las últimas manifestaciones de abatimiento de la demanda, esta vez en Japón, donde los consumidores jóvenes han reducido el uso de gasolina afectando los márgenes de refinación de las empresas petroleras y dando lugar a fusiones defensivas entre éstas. Statoil, la empresa noruega controlada por el Estado, señaló que no esperaba un pronto repunte de los precios. Siguiendo el ejemplo de la Shell, anunció el abandono de sus actividades en el ártico, considerándolas insostenibles a los actuales niveles de precios.”⁽¹⁷⁾

Hacia finales del mes, en vísperas de la conferencia ministerial de la OPEP, algunos analistas encontraron, en declaraciones aisladas de diversos funcionarios sauditas, indicios que revelan la posibilidad, no de un cambio brusco de estrategia por parte del Reino, sino de una cierta modulación que la oriente a favorecer una estabilización de las cotizaciones en el rango de Dls 60 a 80 por barril.

Al intervenir en un seminario celebrado en Bahrain, el ministro saudí de Petróleo, Alí al-Naimi, declaró que “podría ser oportuno mencionar el papel del Reino de Arabia Saudita en la estabilidad del mercado petrolero y su continuada disposición a realizar arduos esfuerzos, en cooperación con todos los países productores y consumidores, dentro y fuera de la OPEP, a fin de mantener la estabilidad del mercado y los precios”.⁽¹⁸⁾

Parece considerarse, como se ha señalado en muy diversos círculos, que la caída de los precios en los últimos dieciocho meses ha provocado reducciones de tal magnitud en los presupuestos de inversión de países y empresas en exploración y extracción, que podrían desembocar en una fuerte caída de la oferta en el mediano plazo y dar lugar, cuando la demanda se recupere, a un rebote enorme y desestabilizador de los precios.⁽¹⁹⁾



OPEP — se mantiene la tendencia a la baja⁽²⁰⁾

En su informe mensual correspondiente a octubre, la OPEP destaca que éste fue el tercer mes consecutivo en que el precio de su canasta de crudos de referencia (OCR) se mantuvo estable en un nivel deprimido (Dls 45/b), “alrededor del cual ha fluctuado desde finales de julio”, en ausencia de cambios en los fundamentales del mercado, que se mantiene sobreabastecido. Sin embargo, tanto en la segunda mitad de octubre como en la primera de noviembre hubo fluctuaciones bruscas de un día a otro, tanto en otros marcadores que en el ORC. Por ejemplo, el 11 de noviembre el ORC perdió Dls 0.73 respecto del cierre de la jornada de la víspera. Entre los factores de presión que siguen presentes destacan los altos niveles de inventarios, tanto de crudo como de productos, como la continuada desaceleración económica en China. Se advirtió también un cierto deterioro en los márgenes de refinación, sobre todo en Estados Unidos y Europa. “Sin embargo, el mercado se ha visto sostenido por la reducción de las perforaciones de exploración en Estados Unidos, que actúa como un sostén inferior de los precios.”

Entre octubre y noviembre, estuvieron en juego factores tanto alcistas como depresivos en los mercados de crudo. Los que subraya el análisis de la OPEP destacan los siguientes:

Factores al alza	Factores a la baja
De coyuntura inmediata: renovadas tensiones geopolíticas en el Medio Oriente; indicadores positivos del comportamiento manufacturero en China, y riesgo de disrupción de oferta por el huracán Joaquín.	Indicios de continuada situación de excedentes de oferta en muy diversos segmentos del mercado; riesgo de que un entendimiento sobre el presupuesto en el Congreso de EUA incluya la venta de crudo de la reserva estratégica; indicios de que la temporada invernal en el hemisferio norte será benigna, y aumento de la probabilidad de un rápido retorno al mercado de petróleo iraní, al completarse el acuerdo nuclear.
De posible mayor permanencia: alzas de precios de las gasolinas y cinco reducciones semanales consecutivas en el número de pozos activos en Estados Unidos.	

Sobre el abatimiento del número de pozos activos en Estados Unidos, el informe de la OPEP, con base en información de Baker Hughes, muestra que en el año contado al 15 de octubre de 2015 su número se redujo en 1,154 para situarse en 775, con la siguiente distribución:



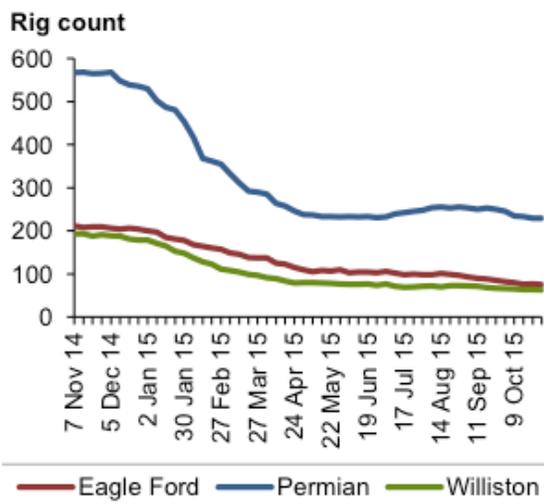
Producto, localización y tipo de pozo	Al 30 Oct 15	Variación en			
		una semana	un mes	un año	% anual
Petrolero	578	- 16	- 36	- 1,004	- 63
Gasífero	197	4	2	- 149	- 43
Tierra adentro	738	- 11	- 38	- 1,124	- 60
Costa afuera	37	- 1	4	- 30	- 45
Direccional	86	- 1	3	- 125	- 59
Horizontal	577	- 14	- 32	- 776	- 57
Vertical	112	3	- 5	- 253	- 69
Total	775	- 12	- 34	- 1,154	- 60

A pesar de esta muy pronunciada reducción en el número de pozos activos, los volúmenes de producción han continuado creciendo, aunque la tasa de aumento mostró una franca declinación a lo largo de 2015 y se prevé se torne negativa el primer semestre del año próximo, sin que pueda desecharse una posible leve recuperación en el segundo, como muestra el cuadro siguiente:

	Ene-Jun 2015	Jul-Dic 2015	Ene-Jun 2016	Jul-Dic 2016
Oferta total de hidrocarburos Millones de barriles diarios	13.76	13.43	13.45	13.62
Cambio porcentual	1.32	- 0.03	- 0.31	0.19

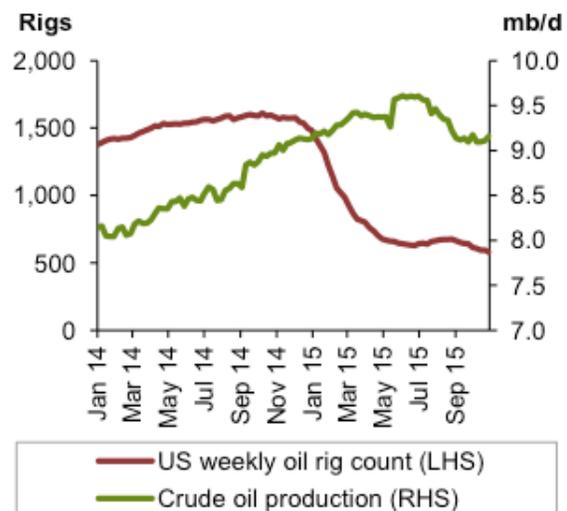
Finalmente, el reporte incluye gráficas ilustrativas de estos comportamientos:

EUA: Número de pozos activos por cuenca crudo



Source: Baker Hughes.

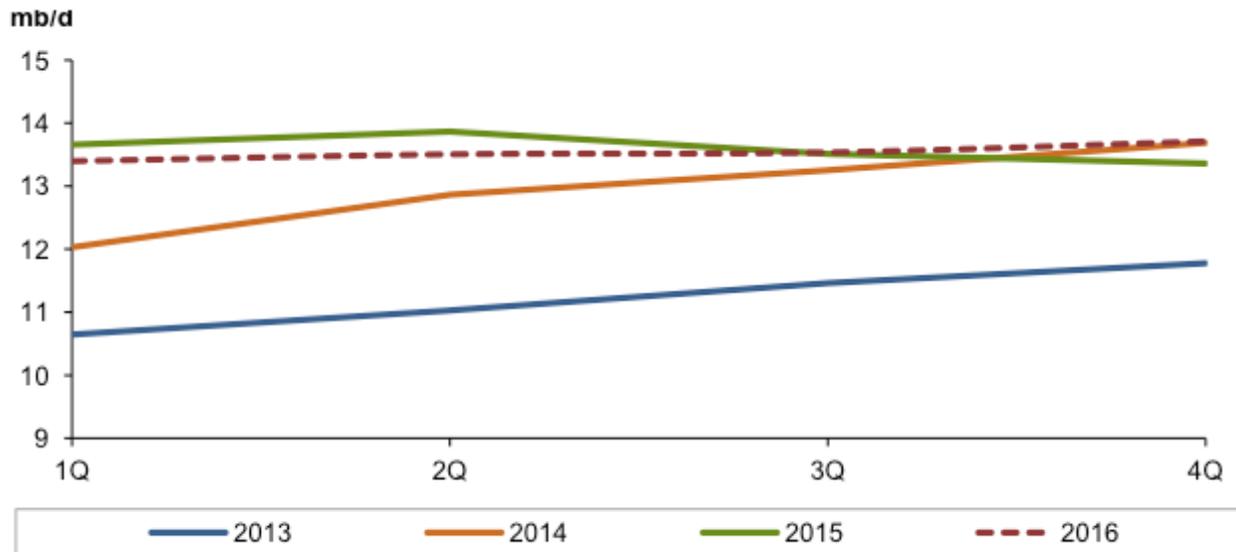
EUA: pozos y volumen de producción de crudo



Sources: Baker Hughes and EIA.



EUA: Comportamiento trimestral de la oferta total de hidrocarburos.
(cifras observadas en 2013 y 2014 y previsiones para 2015 y 2016)



AIE — una red de protección de 3 mil millones de barriles⁽²¹⁾

En la edición de noviembre de su *Oil Market Report*, la AIE analiza, como asunto de especial interés el papel de los enormes inventarios acumulados en el mercado petrolero mundial al acercarse el cierre de 2015. Destaca, entre otras, cuestiones como las siguientes:

Los inventarios acumulados, cuyo volumen se acerca a un récord de 3,000 millones de barriles, ofrecen una extraordinaria red de protección al mercado petrolero mundial: “una acumulación sin precedentes que compensaría eventuales choques geopolíticos o interrupciones inesperadas de la oferta”.

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



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

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

COTIZACIONES DE LOS CRUDOS MARCADORES Y DE LA MEZCLA MEXICANA

<i>Fecha / Dólares por barril</i>	<i>Brent (ICE)</i>	<i>WTI (NYMEX)</i>	<i>Mezcla mexicana</i>
Promedio anual 2014	99.37	92.84	86.00
Promedio 1er semestre 2014	108.83	100.83	94.75
Promedio 1er semestre de 2015	59.34	53.31	49.48
Promedio 3er trimestre 2014	103.35	97.21	90.42
Promedio 3er trimestre 2015	51.19	46.52	42.74
Promedio octubre 2014	88.05	84.34	75.23
Promedio octubre 2015	49.29	46.29	38.82
Promedio 1-15 de noviembre de 2014	81.85	77.38	73.73
Promedio 1-15 de noviembre de 2015	47.41	44.34	37.03
2 de noviembre	48.79	46.14	38.66
3 de noviembre	50.54	47.90	39.54
4 de noviembre	48.58	46.32	38.75
5 de noviembre	47.98	45.20	37.99
6 de noviembre	47.42	44.29	37.36
9 de noviembre	47.19	43.87	36.91
10 de noviembre	47.44	44.21	36.55
11 de noviembre	45.81	42.93	35.98
12 de noviembre	44.06	41.75	34.62
13 de noviembre	43.61	40.74	33.91

FUENTE: Servicio Geológico Mexicano (www.portalweb.sgm.gob.mx).

El fenómeno de amplias existencias ha aparecido también —continúa la AIE— en los mercados de derivados. Los inventarios de destilados se han elevado ante el notable aumento de la demanda de gasolina en los mayores consumidores, Estados Unidos y China, cuyos motoristas han respondido con rapidez a los menores precios del combustible



vía adquisición y uso de vehículos más grandes y mayores distancias recorridas. En cambio, la demanda de destilados medios se ha debilitado ante la extendida y persistente atonía de la actividad industrial.

Los altos inventarios pueden ofrecer protección si una temporada invernal larga y cruda en el hemisferio norte tensa la oferta. Empero, las predicciones apuntan, más bien, a un invierno suave, tanto en Norteamérica como en Europa. De ser este el caso, los enormes inventarios podrían actuar como red de protección contra eventuales interrupciones de oferta, poco probables, pero no contra continuadas caídas en los precios.



Referencias

- (1) Párrafo 12 de la Declaración Conjunta sobre Cambio Climático de los Presidentes de China y Estados Unidos, Washington, 25 de septiembre de 2015 (http://en.ndrc.gov.cn/newsrelease/201509/t20150929_755626.html).
- (2) Véase “China to start nationwide emissions trading market in 2017”, *Xinhua News*, 19 de noviembre de 2015 (http://news.xinhuanet.com/english/2015-11/19/c_134834054.htm).
- (3) Véase Chris Buckley, “Enacting Cap-and-Trade Will Present Challenges Under China’s System”, *The New York Times*, 25 de septiembre de 2015 (<http://www.nytimes.com/2015/09/26/world/asia/china-emissions-xi-jinping-limit-cap-and-trade.html>).
- (4) Véase David Stanway y Kathy Chen, “Insight: The unbearable lightness of Chinese emissions data”, *Reuters*, 9 de noviembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/2015/11/09/china-climatechange-idUSL3N13023O20151109#1aiCuQ4B8C779LFi.97>).
- (5) Véase Department of Energy and Climate Change (DECC), “Amber Rudd’s speech on a new direction for UK energy policy”, 18 de noviembre de 2015 (www.gov.uk/government/speeches/amber-rudds-speech-on-a-new-direction-for-uk-energy-policy.htm).
- (6) Véase, Kiran Stacey y Jim Pickard, “UK coal-fired power plants to be phased out”, *Financial Times*, 18 de noviembre de 2015 (app.ft.com/cms/s/cd3fdaba-8d48-11e5-8be4-3506bf20cc2b.html).
- (7) Véase OECD, “Statement from Participants to the Arrangement on Officially Supported Export Credits”, París, 18 de noviembre de 2015 (<http://www.oecd.org/newsroom/statement-from-participants-to-the-arrangement-on-officially-supported-export-credits.htm>).
- (8) Véase Pilita Clark, “Export subsidies for coal power stations reined in by OECD”, *Financial Times*, 18 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/976dc96a-8e24-11e5-8be4-3506bf20cc2b.html#axzz3sQ8qXbc6>).
- (9) Véase “El Plan de Generación Eléctrica Limpia de Estados Unidos”, *Mercado Petrolero Internacional: estrategia saudita y regulación de exportaciones en Estados Unidos*, PUED, septiembre de 2015, pp 10-12 (www.pued.unam.mx).



- (10) Véase, antes en este documento, “El anuncio de China sobre un esquema de intercambio de emisiones”, pp 1-4.
- (11) Véase “Los compromisos nacionales y la reducción de emisiones de GEI”, *Mercado Petrolero Internacional: hacia la COP21*, PUED, octubre de 2015, pp 1-6 (www.pued.unam.mx).
- (12) Véase, “Indonesia looking forward to being back with OPEC producers”, *OPEC Bulletin*, 10/15, Viena, octubre de 2015, pp 34-35 (www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ON102015.pdf).
- (13) Véanse, Alex Lawler, “Indonesia’s return to OPEC complicates Dec decision on output target”, *Reuter News*, Londres, 11 de octubre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/2015/10/11/opec-oil-indonesia-idUSL5N1221K820151011-jwps21pXoKv6ZwzZ.97>) y Made Sentana *et al*, “OPEC Accepts Indonesia’s Return to Oil Group”, *The Wall Street Journal*, 8 de septiembre de 2015 (<http://www.wsj.com/articles/opec-accepts-indonesias-return-to-oil-group-1441719614>).
- (14) Véase Secretaría de Energía, “El gobierno de México presenta solicitud de adhesión a la Agencia Internacional de Energía”, *Boletín* 113/2015, 16 de noviembre de 2015 (http://sener.gob.mx/portal/Default_blt.aspx?id=3324).
- (15) Véase International Energy Agency, “Mexico plans to join International Energy Agency”, *Press release*, París, 16 de noviembre de 2015 (<https://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2015/november/mexico-plans-to-join-international-energy-agency.html>).
- (16) Véase “International Energy Agency, “Membership”, <http://www.iea.org/aboutus/faqs/membership/#d.en.20933>
- (17) Véase Kiran Stacey, “Oil glut and green gestures”, *Financial Times Energy Source*, 20 de noviembre de 2015 (<http://www.reuters.com/article/2015/11/09/china-climatechange-idUSL3N13023O20151109#1aiCuQ4B8C779Lfi.97>).
- (18) Véase “Market Watch: Crude prices seesaw after Saudi’s oil minister statement”, *Oil and Gas Journal*, Houston, 23 de noviembre de 2015 (<http://www.ogj.com/articles/2015/11/market-watch-crude-prices-seesaw-after-saudi-oil-minister-s-statement.html>)



- (19) Véase Anjil Raval y David Sheppard, “Saudi counters ‘lower for longer’ oil mantra”, *Financial Times*, 26 de noviembre de 2015 (<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/4f3567a2-938d-11e5-b190-291e94b77c8f.html#axzz3sbnwOixR>)
- (20) Organization of Petroleum Producing Countries, *OPEC Monthly Oil Market Report*, 12 de noviembre de 2015, pp 5 ss (www.opec.org).
- (21) International Energy Agency, *Oil Market Report*, “Highlights”, 13 de noviembre de 2015 (www.iea.org).