
3. POLÍTICA ENERGÉTICA

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

El 25 de octubre de 2013, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que durante el noveno mes del año 2013, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 100.81 dólares por barril (d/b), lo que significó una reducción de 2.67%, con relación al mismo período de 2012 (103.58 d/b).

Cabe destacar que en septiembre de 2013, el precio promedio de la mezcla de petróleo crudo de exportación fue de 100.45 d/b, cifra 0.65% menor con respecto al mes inmediato anterior, 4.97% mayor con relación a diciembre pasado (95.69 d/b) y 1.62% menor si se le compara con el noveno mes de 2012.

Durante los nueve primeros meses de 2013, se obtuvieron ingresos por 32 mil 295 millones de dólares por concepto de exportación de petróleo crudo mexicano en sus tres tipos, cantidad que representó una disminución de 8.26% respecto al mismo período de 2012 (35 mil 202 millones de dólares). Del tipo Maya se reportaron ingresos por 26 mil 526 millones de dólares (82.14%), del tipo Olmeca se obtuvieron 3 mil 160 millones de dólares (9.78%) y del tipo Istmo se percibió un ingreso de 2 mil 609 millones de dólares (8.08%).

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO
-Millones de dólares-

	Total	Istmo	Maya ^{a/}	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente ^{b/}
2003	16 676	255	14 113	2 308	14 622	1 495	560
2004	21 258	381	17 689	3 188	19 003	1 886	369
2005	28 329	1 570	22 513	4 246	24 856	2 969	504
2006	34 707	1 428	27 835	5 443	30 959	3 174	574
2007	37 937	1 050	32 419	4 469	33 236	3 858	843
2008	43 342	683	37 946	4 712	38 187	4 319	836
2009	25 605	327	21 833	3 445	22 436	2 400	769
2010	35 985	2 149	27 687	6 149	31 101	3 409	1 476
2011	[℞] 49 380	3 849	37 398	8 133	41 745	4 888	2 747
2012	46 788	3 905	35 129	7 754	37 053	6 560	3 175
2013	32 295	2 609	26 526	3 160	23 924	5 265	3 106
Enero	4 021	444	2 978	599	3 145	780	96
Febrero	3 600	227	2 941	432	2 763	376	460
Marzo	3 521	295	2 791	435	2 493	492	537
Abril	3 792	342	3 098	351	2 949	584	259
Mayo	3 149	83	2 775	291	2 096	593	460
Junio	3 199	172	2 744	284	2 440	494	265
Julio	[℞] 3 787	297	[℞] 3 193	297	2 693	[℞] 509	585
Agosto	3 625	371	3 016	238	2 667	672	286
Septiembre	3 601	379	2 989	233	2 678	764	158

a/ Incluye Crudo Altamira.

b/ Incluye otras regiones.

℞/ Cifra revisada.

FUENTE: Pemex.

Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdf

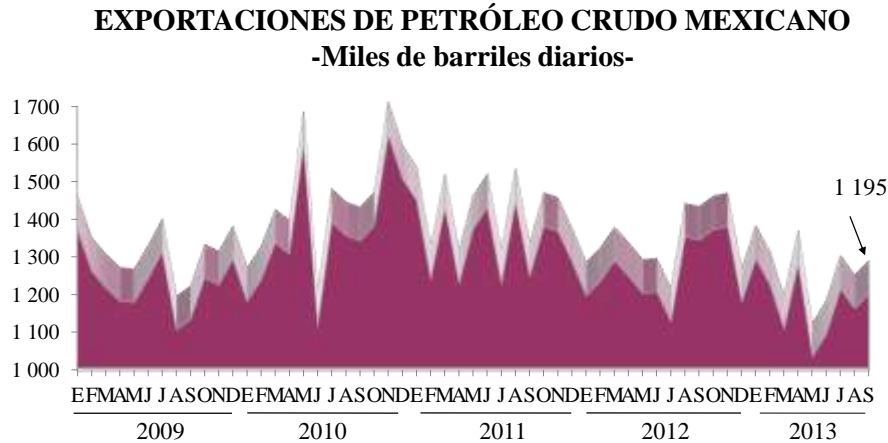
http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.pdf

Volumen de exportación de petróleo (Pemex)

De conformidad con información de Pemex, durante el período enero-septiembre de 2013, se exportaron a los diferentes destinos un volumen promedio de 1.173 millones de barriles diarios (mb/d), cantidad 5.33% menor a la reportada en el mismo lapso de 2012 (1.239 mb/d).

En septiembre de 2013, el volumen promedio de exportación fue de 1.195 mb/d, lo que significó un aumento de 3.28% respecto al mes inmediato anterior (1.157 mb/b), mayor en 1.79% con relación a diciembre de 2012 (1.174 mb/d) y 10.75% inferior si se le compara con septiembre del año anterior (1.339 mb/d).

Los destinos de las exportaciones de petróleos crudos mexicanos, durante el período enero-septiembre de 2013, fueron los siguientes: al Continente Americano (73.65%) a Europa (16.45%) y al Lejano Oriente (9.97%).



Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evolexporta_esp.pdf

Saldo positivo de Petróleos Mexicanos por casi 16 mil millones de dólares en su balanza comercial de enero a septiembre (Pemex)

El 4 de noviembre de 2013, Petróleos Mexicanos (Pemex) informó que registró un superávit de 15 mil 736 millones de dólares, en flujo de efectivo, en su balanza comercial de petróleo crudo, petrolíferos, petroquímicos y gas natural, durante los primeros nueve meses del año.

Con base en estadísticas preliminares publicadas en los Indicadores Petroleros, el valor de las exportaciones de dichos productos se situó en 36 mil 556 millones de

dólares, en tanto que el gasto generado por concepto de importaciones se ubicó en 20 mil 820 millones de dólares.

De enero a septiembre, Pemex, a través de PMI Comercio Internacional, exportó a sus clientes de América, Europa y Lejano Oriente, un volumen promedio de 1 millón 173 mil barriles diarios de petróleo crudo, a un precio promedio ponderado de 100.81 dólares por barril.

Del volumen total de petróleo colocado en el exterior, 84% correspondió a crudo pesado Maya, 7% a crudo ligero Istmo y 9% a crudo extra ligero Olmeca, por un valor total de 32 mil 295 millones de dólares.

Además, cabe mencionar que en el mes de septiembre, el valor total de las importaciones de Pemex fue el más bajo de los últimos 31 meses, al ubicarse en 1 mil 801 millones de dólares, como resultado de una mayor producción de gasolinas, diesel y otros productos petrolíferos.

Asimismo, en los tres primeros trimestres, la producción de petrolíferos fue de 1 millón 467 mil barriles diarios, casi 4% más que el del año pasado, por lo que se observó una disminución de 7% en las compras de estos productos en el exterior, comparadas con las efectuadas en igual período de 2012.

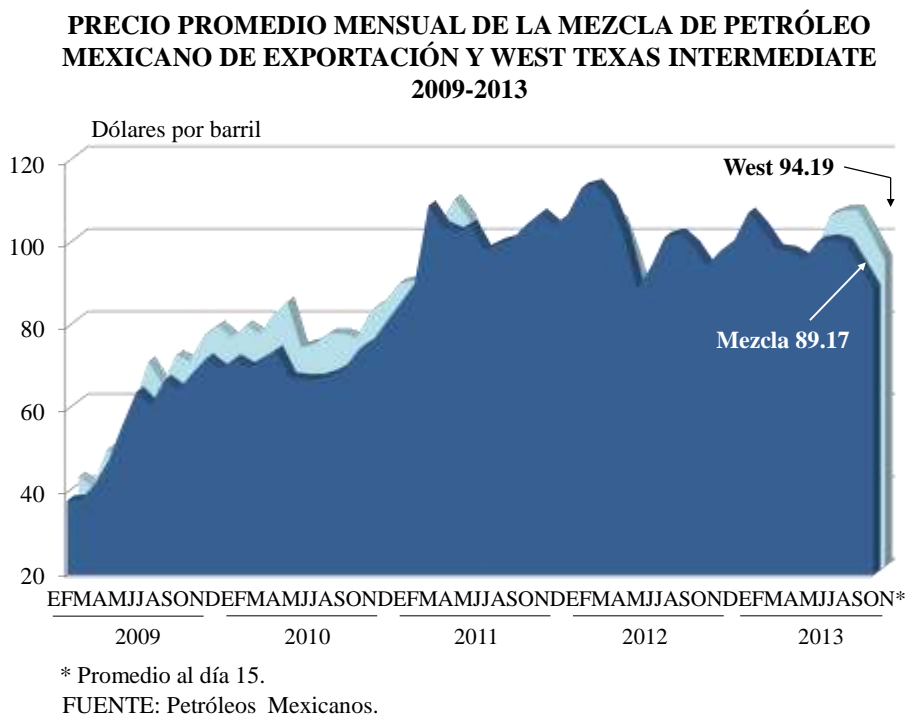
Cabe destacar que en dicho período del año, el promedio diario de importación de gasolinas observó un descenso de alrededor de 34 mil barriles, en comparación al volumen reportado en el mismo lapso de 2012 al pasar de 378 mil a 344 mil barriles al día, en tanto que la producción ascendió a 441 mil barriles, 5% superior al de igual lapso del año pasado.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/2013-110_nacional.aspx

Petróleo crudo de exportación (Pemex)

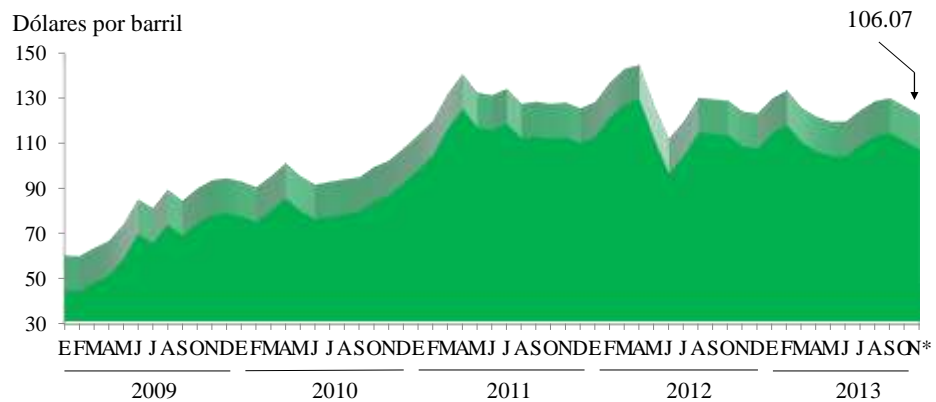
De acuerdo con cifras disponibles de Petróleos Mexicanos (Pemex) y de la Secretaría de Energía (Sener), el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación durante los primeros 15 días de noviembre de de 2013 fue de 89.17 d/b, cotización 6.04% menor a la registrada en octubre pasado (94.90 d/b), inferior en 6.81% con relación a diciembre anterior (95.69%), y 5.77% menos si se le compara con el promedio de noviembre de 2012 (94.63 d/b).



Por su parte, el crudo West Texas Intermediate (WTI), que recientemente ha elevado sus precios sustancialmente, también registró las caídas de los crudos de referencia. Así, en los primeros 15 días de noviembre de 2013 reportó una cotización promedio de 94.19 d/b, lo que representó una disminución de 6.28% con relación a octubre pasado (100.50%), mayor en 7.73% respecto a diciembre anterior (87.43 d/b), y superior en 9.54% si se le compara con el promedio del onceavo mes de 2012 (85.99 d/b).

Asimismo, durante los primeros 15 días de noviembre pasado, la cotización promedio del crudo Brent del Mar del Norte fue de 106.07 d/b, precio que significó una reducción de 3.41% con relación al mes inmediato anterior (109.81%), menor en 2.79% con respecto a diciembre anterior (109.11 d/b), e inferior en 2.55% más si se le compara con el precio promedio de noviembre de 2012 (108.84 d/b).

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DEL BRENT 2009-2013



* Promedio al día 15.

FUENTE: Petróleos Mexicanos.

PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO
-Dólares por barril-

Fecha	Crudo API Precio promedio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}	Fecha	Crudo API Precio spot ^{1/}		Precio promedio de exportación del crudo mexicano ^{2/}
	Brent (38)	West Texas Intermediate (44)			Brent (38)	West Texas Intermediate (44)	
Diciembre 2008	40.60	41.04	33.70	Junio 2012	95.51	82.05	91.39
Diciembre 2009	74.46	74.01	69.66	Julio 2012	103.24	87.76	95.37
Diciembre 2010	91.22	88.36	82.19	Agosto 2012	113.64	93.75	101.53
Enero 2011	97.14	89.24	85.95	Septiembre 2012	112.95	94.59	102.10
Febrero 2011	103.66	88.67	90.54	Octubre 2012	112.40	89.47	99.10
Marzo 2011	115.42	103.00	102.38	Noviembre 2012	108.84	85.99	94.63
Abril 2011	124.25	108.88	109.48	Diciembre 2012	109.11	87.43	95.69
Mayo 2011	115.97	100.44	104.44	Enero 2013	113.36	94.65	100.60
Junio 2011	114.76	96.24	102.99	Febrero 2013	116.95	94.87	107.00
Julio 2011	117.64	97.28	104.82	Marzo 2013	109.24	93.13	104.21
Agosto 2011	111.03	86.48	98.67	Abril 2013	103.09	91.75	98.90
Septiembre 2011	114.92	85.56	100.10	Mayo 2013	103.02	94.63	98.40
Octubre 2011	110.96	86.32	101.14	Junio 2013	103.14	95.76	96.52
Noviembre 2011	111.58	97.37	107.43	Julio 2013	108.26	104.88	100.76
Diciembre 2011	108.90	98.54	104.94	Agosto	112.21	106.20	101.31
Enero 2012	111.81	100.62	108.54	Septiembre	113.38	106.33	100.34
Febrero 2012	120.49	102.05	110.23	Octubre	109.81	100.50	94.90
Marzo 2012	126.48	106.13	112.82	Noviembre*	106.07	94.19	89.17
Abril 2012	120.18	103.37	108.04				
Mayo 2012	110.64	99.87	102.24				
1/X/2013	109.06	102.08	96.40	1/XI/2013	105.97	94.54	89.69
2/X/2013	110.53	104.14	97.97	4/XI/2013	105.04	94.56	89.47
3/X/2013	110.93	103.28	97.12	5/XI/2013	104.85	93.38	88.74
4/X/2013	110.86	103.82	97.27	6/XI/2013	105.45	94.72	89.09
7/X/2013	111.10	103.06	96.97	7/XI/2013	105.45	94.72	88.58
8/X/2013	112.00	103.53	97.05	8/XI/2013	104.33	94.54	89.23
9/X/2013	110.46	101.62	95.48	11/XI/2013	105.80	95.11	90.02
10/X/2013	113.07	103.07	96.63	12/XI/2013	106.33	93.10	88.70
11/X/2013	112.09	102.16	96.13	13/XI/2013	106.94	93.89	88.89
14/X/2013	111.57	102.45	96.03	14/XI/2013	108.33	93.74	89.24
15/X/2013	n.c.	n.c.	n.c.	15/XI/2013	108.29	93.78	89.17
16/X/2013	111.23	102.33	95.86				
17/X/2013	109.99	100.71	94.25				
18/X/2013	109.84	100.86	94.68				
21/X/2013	109.66	99.27	93.57				
22/X/2013	109.76	97.62	92.95				
23/X/2013	107.93	96.89	92.36				
24/X/2013	106.82	96.62	92.57				
258/X/2013	105.89	97.35	92.57				
26/X/2013	n.c.	n.c.	n.c.				
27/X/2013	n.c.	n.c.	n.c.				
28/X/2013	108.48	98.72	93.96				
291/X/2013	108.23	98.27	93.04				
30/X/2013	108.60	96.79	92.67				
31/X/2013	107.72	96.27	92.21				
Promedio de octubre de 2013	109.81	100.50	94.90	Promedio de noviembre de 2013*	106.07	94.19	89.17
Desviación estándar octubre de 2013	1.82	2.72	1.93	Desviación estándar noviembre de 2013*	1.31	0.64	0.44

^{1/} Petróleos Mexicanos y Secretaría de Energía.

^{2/} Precio informativo proporcionado por Petróleos Mexicanos Internacional (PMI), Secretaría de Energía, El Financiero y Reforma.

* Cálculos de las cotizaciones promedio del 1 al 15.

Nota: PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en 1989, producto de la estrategia comercial de Pemex para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Es una Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestario indirecto que opera a través de recursos propios, estableciendo dentro de sus objetivos y metas el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de Pemex, así como proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo Pemex que realizan actividades relacionadas con el comercio de hidrocarburos.

FUENTE: Secretaría de Energía con información del PMI Internacional.

Fuente de información:

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evolexporta_esp.pdf

<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/Default.aspx?id=1518>

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/epreciopromedio_esp.pdf

http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/evalorexporta_esp.pdf

La reforma energética promoverá el uso de las energías (SENER)

El 3 de noviembre de 2013, la Secretaría de Energía (SENER) comunicó que uno de los propósitos fundamentales de la Reforma Energética es promover y multiplicar el uso de las energías limpias, aseveró el Secretario de Energía durante su presentación en el Congreso Mundial de Energía Solar.

Al participar en la sesión inaugural, el funcionario de la SENER agregó que dicha iniciativa también busca mejorar la competitividad de la economía mexicana a partir de un sector eléctrico eficiente, incentivar el financiamiento de infraestructura de punta para el mejor uso de los recursos naturales, y promover la equidad y el desarrollo social.

El Titular de la SENER explicó que el Gobierno de la República trabaja en cinco medidas para impulsar la participación de las fuentes limpias de energía:

1. Eliminar las barreras que actualmente impiden el crecimiento de la capacidad de energías renovables, a través del establecimiento de un operador imparcial del sistema eléctrico que determine los requerimientos de expansión de la red de transmisión, establezca reglas claras para la interconexión de todos los proyectos y tome en cuenta las necesidades de los usuarios.
2. Facilitar la comercialización de las energías renovables con la creación de un mercado regulado, donde los generadores tendrán acceso a más clientes que podrán comprar su producción al mejor precio.
3. Desarrollar mecanismos para promover la generación distribuida para dar prioridad a los generadores que se encuentren cerca de los puntos de mayor demanda, a fin de reducir las pérdidas y el congestionamiento de las redes.

4. Crear una demanda para las renovables con precios competitivos para los proyectos de generación con el fortalecimiento de las metas con energías limpias y el establecimiento de mecanismos que permitirán financiar nuevos planes al menor costo para el país.
5. Establecer un marco normativo para llevar a cabo consultas sociales, a fin de propiciar la participación inclusiva y activa de los actores interesados. Asimismo, mediante procesos de evaluación de impacto social, se podrán identificar los beneficios y las incidencias asociadas a los proyectos y definir medidas de prevención y mitigación. Además, se buscará que los proyectos observen principios que permitan lograr un desarrollo regional sostenible.

El Secretario de Energía añadió que estas acciones permitirán una redistribución geográfica de la generación eléctrica y así aprovechar de los recursos naturales y beneficiar a las comunidades que más lo necesitan.

En el evento también estuvieron presentes el representante del Gobernador de Quintana Roo, el Subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía, el Director General de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, el Director del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, el Presidente de la Asociación Nacional de Energía Solar y el Presidente de International Solar Energy Society.

Fuente de información:

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2575>

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2572>

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2563>

Plan de Negocios de Petr6leos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018

El 20 de noviembre de 2013, el Director General de Petr6leos Mexicanos (Pemex) hizo la Presentaci6n del Plan de Negocios de Petr6leos Mexicanos y Organismos Subsidiarios 2014 - 2018 en la C6mara de Diputados. A continuaci6n se presenta la informaci6n.

Antecedentes

- El Plan de Negocios presenta el rumbo de Pemex en el mediano plazo y cumple con los requerimientos de la Ley, asimismo establece las metas con las cuales se mide su desempe1o.
- El proceso sistem6tico de planeaci6n es robusto y asegura la consistencia entre los distintos organismo subsidiarios.
- La revisi6n anual del Plan de Negocios permite que se adapte a circunstancias cambiantes tanto internas como externas a la entidad.

Marco Legal

Contenido del Plan de Negocios

En mayo de cada a1o se presenta para aprobaci6n el Plan de Negocios al Consejo de Administraci6n, el cual debe contener, al menos, los siguientes elementos:

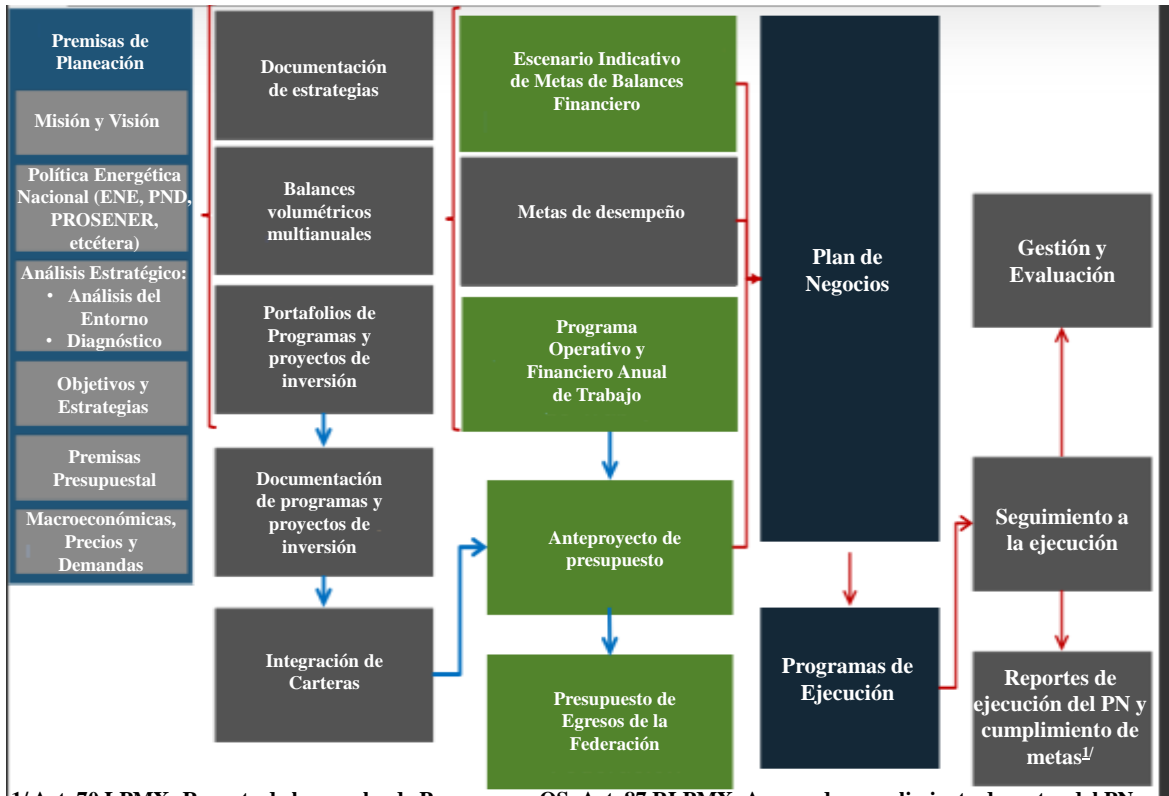
- Metas de desempe1o
- Principales proyectos de inversi6n

- Diagnóstico de la situación operativa y financiera considerando el entorno de los mercados nacional e internacional
- El escenario indicativo de las metas de balance financiero para los siguientes cinco años y el programa operativo y financiero anual de trabajo para el siguiente ejercicio fiscal
- Techos de endeudamiento contemplados en el Proyecto de Presupuesto

Aprobación

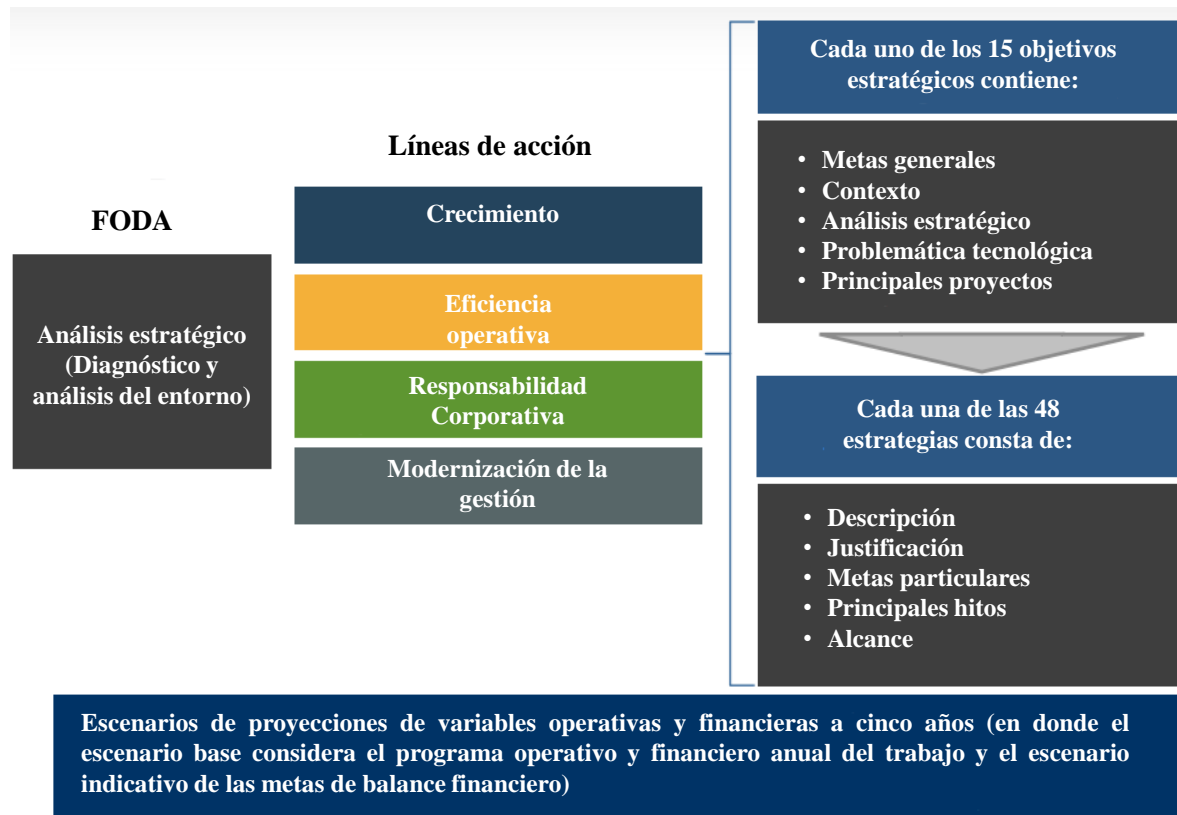
Con base en el escenario indicativo de las metas de balance financiero y los techos de endeudamiento que apruebe el Consejo de Administración dentro del Plan de Negocios, Pemex presenta a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) su proyecto de presupuesto aprobado por el propio consejo, a más tardar el quince de julio de cada año.

Ciclo de Planeación



^{1/} Art. 70 LPMX: Reporte de la marcha de Pemex y sus OS; Art. 87 RLPMX: Avance de cumplimiento de metas del PN y POFAT Transitorio noveno RLPMX: Ejecución del PN.

Estructura del Plan de Negocios



Análisis Estratégico

ANÁLISIS ESTRATEGICO: DIAGNÓSTICO INTERNO DE LA CADENA DE VALOR





Líneas de Acción y Objetivos Estratégicos

MISIÓN

Maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable

Crecimiento	Eficiencia operativa	Responsabilidad Corporativa
1. Incrementar inventario de reservas por nuevos descubrimientos y reclasificación 2. Incrementar la producción de hidrocarburos 5. Incrementar y adaptar la capacidad de transformación industrial para asegurar el suministro y maximizar el valor económico 6. Impulsar el desarrollo de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria 7. Optimizar la capacidad de logística y acondicionamiento de hidrocarburos	3. Obtener niveles de eficiencia por encima de estándares internacionales en aprovechamiento de gas y costos de producción 4. Alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria en las actividades de transformación 8. Fortalecer la orientación a los clientes	9. Garantizar la operación segura y confiable 10. Mejorar el desempeño ambiental, la sustentabilidad del negocio y la relación con comunidades

Modernización de la gestión

11. Desarrollar y proveer recursos humanos especializados y mejorar la productividad laboral	12. Incrementar la generación de valor y la eficiencia del proceso de suministros y fortalecer la proveeduría nacional	13. Apoyar el crecimiento y mejora del negocio mediante el desarrollo tecnológico	14. Fortalecer la gestión por procesos y la ejecución de proyectos	15. Desarrollar negocios internacionales
--	--	---	--	--

Crecimiento

Alcance. Adquirir e implementar técnicas de exploración, mejores prácticas y tecnologías para mejorar la productividad de pozos.

Reconfigurar el Sistema Nacional de Refinación para atender la demanda de petrolíferos y ofertar gasolinas y diesel con ultrabajo contenido de azufre.

Incrementar la capacidad criogénica y de recuperación de azufre y etano.

Concentrarse en las cadenas petroquímicas que aportan mayor valor y fortalecer la industria de fertilizantes.

Incrementar la capacidad de transporte por ducto y almacenamiento para aumentar la flexibilidad de operación en petrolíferos, gas natural, GLP y acondicionamiento de crudos.

Principales proyectos

- Explotación y exploración en aguas someras y áreas terrestres, aguas profundas y no convencionales.
- Conversión de residuales en Salamanca y Tula (y capacidad incremental de proceso), calidad de combustibles, acondicionamiento de Centros Procesadores de Gas.
- Rehabilitación de plantas de amoníaco en Cosoleacaque y Camargo.
- Construcción del gasoducto Los Ramones Fase I y II, descuellamiento de poliductos y nuevas terminales de almacenamiento.

- Mejoramiento de crudo pesado.

Eficiencia Operativa

Alcance. Mejorar la gestión de obras de exploración y producción con la finalidad de reducir costos de descubrimiento, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Cerrar brechas en el desempeño operativo permitiendo la mejora de los indicadores como el índice de intensidad energética y rendimientos de productos.

Mejorar la relación, comunicación y capacitación de distribuidores, franquiciatarios y mayoristas y con los usuarios finales.

Principales Proyectos

- Reducción de costos en proyectos de exploración y producción.
- Programa de mejoramiento de desempeño operativo en Pemex Refinación.
- Incorporación de válvulas de tambor de coquización en Madero y Cadereyta.
- Proyectos de confiabilidad eléctrica en Centros Procesadores de Gas.
- Proyectos de cogeneración.
- Modernización del proceso comercial de Pemex Refinación.
- Infraestructura logística integral para el manejo, almacenamiento y acceso ferroviario en Cangrejera.
- Transporte por ruedas de gas natural comprimido y licuado.

Responsabilidad Corporativa

Alcance. Continuar en la contención de accidentes y ampliar el compromiso del personal en temas de seguridad y medio ambiente.

Implantar la mejores prácticas en confiabilidad e integridad de infraestructura que permitan entre otros disminuir los paros no programados y alcanzar los estándares internacionales.

Minimizar el impacto ambiental mediante el desarrollo y ejecución de programas institucionales en aire, agua, residuos y suelos.

Incluir criterios de sustentabilidad en las decisiones de negocio.

Principales proyectos

- Implantación de las 11 líneas de acción de mejora del Sistema Pemex Seguridad, Salud y Protección Ambiental.
- Mejora del Sistema Pemex Confiabilidad.
- Plan de Acción Climática Pemex.
- Incorporación de criterios de sustentabilidad al proceso de desarrollo de proyectos.
- Política de Desarrollo Social y Comunitario.

Modernización de la Gestión

Alcance. Atender los temas que inciden a lo largo de la cadena de valor como son recursos humanos, desarrollo y ejecución de proyectos, gestión de tecnología, gestión por procesos e identificación de oportunidades internacionales.

Principales proyectos

- Estrategia de recursos humanos.
- Sistema Institucional de Administración del Desempeño Individual.
- Modelo de Negocio Único Integral de Suministros.
- Estrategias de contratación a largo plazo y proyectos de desarrollo de proveedores para incrementar el contenido nacional.
- Programa Estratégico Tecnológico.
- Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos.
- Sistema de Gestión por Procesos.
- Portafolio de oportunidades internacionales.

Conclusiones

El Plan de Negocios:

- Define el rumbo de Pemex en el contexto de su mandato de creación de valor.

- Establece el vínculo entre la política energética y las restricciones presupuestarias.
- Unifica las unidades de negocio bajo una cadena de valores en un proceso de planeación integral y metódico.
- Refleja las condiciones cambiantes internas y externas a las que debe adaptarse Pemex.

Fuente de información:

http://www.pemex.com/prensa/presentaciones/Documents/presentacion-pn_131120.pdf

La reforma energética del Ejecutivo Federal permitirá el tránsito del sector energético del país hacia el futuro (CFE)

El 23 de octubre de 2013, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) informó que la Reforma Energética del Presidente de México permitirá que el sector energético del país transite hacia el futuro y que siga siendo un instrumento que impulse el desarrollo nacional, motive la competitividad en el sector, contribuya a la generación de empleos y mejore sustancialmente el bienestar de las familias mexicanas con la disminución de los precios de la energía eléctrica, afirmó el Director General de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Al comparecer ante las Comisiones Unidas de Energía, Puntos Constitucionales y Estudios Legislativos Primera del Senado de la República, el titular de la CFE puntualizó que la iniciativa presidencial constituye un paso indispensable e imprescindible para abrir los nuevos cauces que se requieren para conducir el desarrollo del sector energético mexicano sin perder la rectoría del Estado.

En la comparecencia ante los senadores, en la que también participaron el Secretario de Energía y el Director General de PEMEX, el Director General de la CFE explicó

que México ha construido su seguridad energética con decisiones y acciones oportunas que en su momento también propiciaron el debate, y que respondieron a circunstancias específicas y generaron la certeza para seguir avanzando. Hoy, señaló, existen circunstancias que nos obligan a ser más eficaces, a multiplicar los recursos, a mejorar los procesos para competir mejor, a aprovechar la tecnología y a seguir garantizando la autoridad rectora del Estado Mexicano en los procesos de la energía. Destacó que la CFE es hoy una entidad que ha sabido aprovechar sus distintas etapas y que ha crecido hasta ser una de las 10 empresas eléctricas más importantes del mundo, que ha sabido experimentar con las más variadas tecnologías y ha diversificado su oferta, garantizando la luz en todos los hogares del país.

El funcionario de la CFE asevero que la CFE brinda hoy el servicio eléctrico al 98% de la población del país y garantiza el abasto a las grandes industrias y empresas, manteniendo la disponibilidad con suficiencia del fluido siempre que es requerido ya sea en la urbe o en la más remota comunidad. Por ello, afirmó, la CFE ha cumplido con la expectativa de sus fundadores e impulsores y ha sido palanca del desarrollo y baluarte de la igualdad entre todos los mexicanos, construyendo las grandes hidroeléctricas orgullo del país, las centrales termoeléctricas que funcionan con diversos combustibles e impulsando y auspiciando el aprovechamiento de las energías renovables, así como la construcción de una sólida red de transmisión y distribución y la creación del Centro Nacional de Control de Energía, que organiza el despacho continuo y sin interrupciones de electricidad a todo el país.

Actualmente, explicó, la CFE enfrenta circunstancias que la obligan a transitar por nuevas avenidas e intentar nuevos procesos y acciones que le permitan enfrentar la necesidad de crecer todos los días para atender la creciente demanda, tener que seguir utilizando combustibles caros para la generación de electricidad, garantizar que la luz llegue a todos los hogares —aunque algunos de ellos no paguen el servicio—, en el contexto de un complejo escenario económico. Hay conciencia plena, puntualizó, de

que los dos objetivos rectores del proceso eléctrico deben mantenerse inamovibles: garantizar la suficiencia energética para los sectores productivos y de servicios del país y asegurar que toda la gente tenga luz en sus casas. La iniciativa de Reforma Energética del Presidente de la República permitirá enfrentar positivamente estas circunstancias, permitiendo certeza jurídica constitucional en el sector, transparentando el costo real del porteo, de la energía de reserva y de los subsidios, y propiciando un escenario de competencia real en el que sobrevivan los mejores, con mejores condiciones comerciales en donde las tarifas podrán bajar, para lo que CFE está preparada.

La CFE, concluyó, es un patrimonio común de todos los mexicanos y es uno de los instrumentos del Estado Mexicano para cumplir su capacidad de rectoría; la CFE no se arredra ante la competencia y tiene claros sus objetivos: seguir adelante pertrechada con nuevos elementos, nuevas oportunidades de inversión y múltiples proyectos nuevos, haciendo un esfuerzo para que las tarifas bajen y el servicio eléctrico llegue a los dos millones de mexicanos que aún no lo tienen, sin perder de vista su legado histórico ni el sentido del servicio público que proporciona

Fuente de información:

<http://saladeprensa.cfe.gob.mx/boletines/show/8067/>

Para tener acceso a información relacionada visite:

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2575>

La reforma energética debe consolidar a Pemex y fortalecer a CFE (SENER)

El 23 de octubre de 2013, la Secretaría de Energía (SENER) informó que su Titular afirmó que es necesaria una reforma energética que consolide a Petróleos Mexicanos (Pemex) conforme a las mejores prácticas internacionales y fortalezca a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con una mayor flexibilidad operativa y organizacional, orientada a hacer más competitivos sus costos.

Al comparecer ante las comisiones dictaminadoras de Puntos Constitucionales, de Energía y Estudios Legislativos Primera del Senado de la República, el Titular de la Secretaría de Energía (SENER) insistió en la necesidad de fortalecer el régimen de transparencia y rendición de cuentas, creando la normatividad necesaria que regule la asignación de contratos, el seguimiento de costos y el ejercicio de fondos públicos de Pemex y CFE.

En materia eléctrica detalló que la reforma debe proveer un marco jurídico que permita la participación pública y privada en condiciones de libre competencia en los segmentos de generación y comercialización, y así aprovechar las ventajas de las capacidades de los particulares en la ampliación y modernización de las redes de transmisión y distribución.

Aseveró que se debe consolidar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como entes reguladores, ratificándolos como órganos desconcentrados con autonomía técnica y de gestión, y dotarlos de autonomía presupuestaria, nuevas potestades y recursos humanos altamente calificados.

Asimismo expuso que es importante otorgarle facultades a la SENER para coordinar eficazmente al sector energético y planear las políticas públicas que propicien el incremento de los ingresos públicos y la seguridad energética de la nación.

La SENER considera que las iniciativas de reforma energética del Presidente de la República, del PAN y del PRD que deberán dictaminar las comisiones unidas, a pesar de sus diferentes enfoques y particularidades, aportan suficientes elementos para construir una reforma energética de gran calado, dijo.

El funcionario de la SENER destacó la importancia de que la reforma que apruebe el Congreso incluya un nuevo régimen contractual que regule las asociaciones del

Gobierno con Pemex y/o con particulares, que aporten el capital, la tecnología, y asuman los riesgos de la exploración y extracción del petróleo.

Así como establecer un nuevo régimen fiscal para Pemex, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y reimpulsar la industria petroquímica, abriéndola a la competencia y la inversión privada, así como también en la refinación, transporte y almacenamiento de petróleo, gas natural y sus derivados, indicó.

También, debe establecer un organismo público descentralizado imparcial sectorizado en la Secretaría de Energía, encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional. Así como el crear los mecanismos que permitan la ejecución eficaz de la política en materia de energías renovables.

La reforma eléctrica debe tener un alcance social y garantizar que en todos los proyectos de infraestructura de este sector, se salvaguarden principios de sostenibilidad ambiental y social, y se observen los derechos humanos.

Finalmente, expresó su confianza en que los legisladores serán receptivos y ponderarán los intereses de la nación por encima de cualquier otro, al momento de votar la reforma energética.

En la comparecencia también participaron los titulares de Pemex y de CFE.

Fuente de información:

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2569>

México evalúa una reforma más ambiciosa del sector energético (WSJ)

El 6 de noviembre de 2013, el periódico *The Wall Street Journal* (WSJ) presentó la nota “México evalúa una reforma más ambiciosa del sector energético”. A continuación se presenta el contenido.

El Presidente de México está negociando una reforma más ambiciosa a las leyes energéticas nacionalistas del país que su propuesta inicial del trimestre pasado. Este cambio podría colocar a las leyes mexicanas a la par con otros productores petroleros de peso y probablemente atraería mucho más interés por parte de las petroleras privadas.

Altos representantes del gobierno y miembros importantes del conservador Partido de Acción Nacional (PAN) se encuentran en negociaciones avanzadas para sellar un acuerdo que permitiría al Estado mexicano compartir la producción petrolera así como conceder contratos de licencia diseñados para acceder a depósitos de gas de esquisto y crudo en aguas profundas, según tres personas que participan en las conversaciones, si bien advirtieron que sigue habiendo obstáculos en el camino.

El Presidente de México hizo historia hace unos meses cuando se convirtió en el primer presidente mexicano en muchas décadas en proponer formalmente un cambio a la Constitución para poner fin al monopolio del Estado sobre el gas y petróleo. Ese monopolio se remonta a 1938, año en que el Presidente de entonces, Lázaro Cárdenas, expropió la industria y convirtió el petróleo en un símbolo nacionalista de la soberanía de México.

Cualquier intento de revertir a una industria petrolera más convencionalmente comercial es visto como algo polémico aquí, y en meses recientes ha impulsado a

miles de personas a manifestarse en protestas organizadas por los políticos de la izquierda.

Consciente de este sentimiento popular, el Presidente de México propuso al principio contratos de ganancias compartidas, que son convenios inusuales y complejos en los que las empresas privadas comparten los riesgos y las ganancias de un proyecto petrolero, pero son remuneradas en efectivo en lugar de crudo. Algunos países como Ecuador han usado estos contratos pero no son considerados muy atractivos por los inversionistas.

Bajo la nueva propuesta, el gobierno podría utilizar contratos diferentes según el caso. Los contratos de ganancias compartidas —en que toda la producción va al Estado— podrían ser útiles para campos petroleros de bajo riesgo. La producción compartida —en que la producción se reparte entre el Estado y la empresa privada— podría usarse para campos más riesgosos. Los negociadores también están esbozando un tercer tipo de contrato de licencia para los campos en aguas ultraprofundas y gas de esquisto, en los que la empresa controlaría el petróleo tras pagar regalías e impuestos.

“Personalmente, estoy un tanto sorprendido de que vayan tan lejos. Si esto es lo que sucede, lo consideraría significativo, a diferencia de las reformas diluidas del pasado”, señaló el profesor de estudios legales y experto de la industria petrolera en la Universidad de Georgia. El profesor afirmó que Brasil ha tenido éxito al ofrecer distintos tipos de contratos para diferentes tipos de depósitos.

Si la reforma energética es aprobada, México pasaría de ser un mercado energético controlado por una sola entidad, la estatal Petróleos Mexicanos, o Pemex, a un mercado basado en la competencia, en que las empresas privadas podrían explorar y producir hidrocarburos por su cuenta, bajo un contrato con el Estado mexicano. Esto también aplicaría a Pemex, que seguiría siendo un importante jugador estatal con derechos preferentes para presentar ofertas por bloques petroleros.

México es el noveno mayor productor de petróleo en el mundo y los geólogos creen que cuenta con los cuartos mayores depósitos de gas de esquisto. La producción petrolera del país ha caído 25% en la última década a 2.5 millones de barriles diarios, a pesar de que Pemex ha quintuplicado su inversión durante ese período a unos 20 mil millones de dólares anuales.

En sus primeros meses al frente, el Presidente de México logró el apoyo de los dos principales partidos de oposición —el PAN y el izquierdista Partido de la Revolución Democrática (PRD)— para una serie de iniciativas. Pero la dinámica política ha cambiado en los últimos meses.

El plan es tener un dictamen para ser votado en el Senado a finales de noviembre, según personas que participan en las conversaciones. El gobierno espera que ambas cámaras del Congreso lo aprueben antes de fin de año. Pero el acuerdo final aún no está listo, indicaron las fuentes.

Una ley más ambiciosa podría desatar una nueva ola de protestas en un país con un largo historial de nacionalismo petrolero. Los detractores ven los cambios como una manera de privatizar la industria. Además, algunos expertos creen que contar con demasiados modelos podría convertirse en un dolor de cabeza burocrático para el país y que este debería centrarse en las licencias.

Fuente de información:

http://online.wsj.com/article/SB10001424052702304391204579180452285597052.html?mod=WSJS_inicio_LeftTop

Informe del Mercado Petrolero (SHCP)

El 21 de noviembre de 2013, la Unidad de Comunicación Social y Vocero de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) publicó su “Informe del mercado

petrolero”, correspondiente a la semana que va del 14 al 20 de noviembre de 2013. A continuación se presenta el contenido.

Mercado de futuros

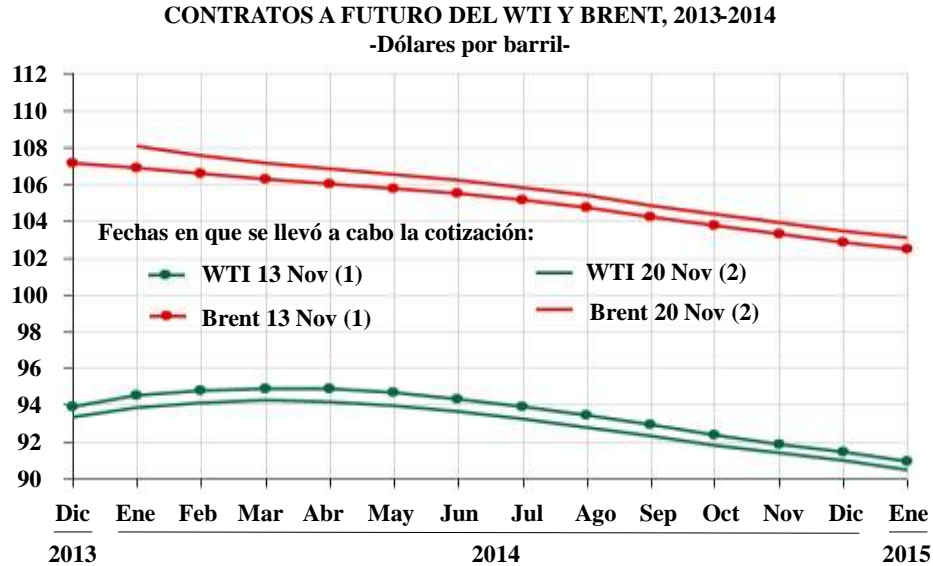
Entre el 14 y el 20 de noviembre de 2013, los precios de los contratos a futuro de los crudos marcadores en los mercados internacionales reportaron un comportamiento mixto, influidos al alza por los continuos problemas en el suministro de crudo de Libia y el escepticismo sobre un posible acuerdo de Occidente con el programa nuclear de Irán.

No obstante, el aumento de los inventarios de crudo en Estados Unidos de Norteamérica por novena semana consecutiva y la posible disminución del programa de estímulo monetario de la Reserva Federal de los Estados Unidos de Norteamérica presionaron los precios a la baja.

INVENTARIOS EN ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA -Millones de barriles al 15 de noviembre de 2013-

	Variación absoluta semanal	Nivel
Crudo	+0.38	388.46
Gasolina	-0.35	208.85
Destilados	-4.80	112.54

FUENTE: Department of Energy, US.



FUENTE: INO Quotes.

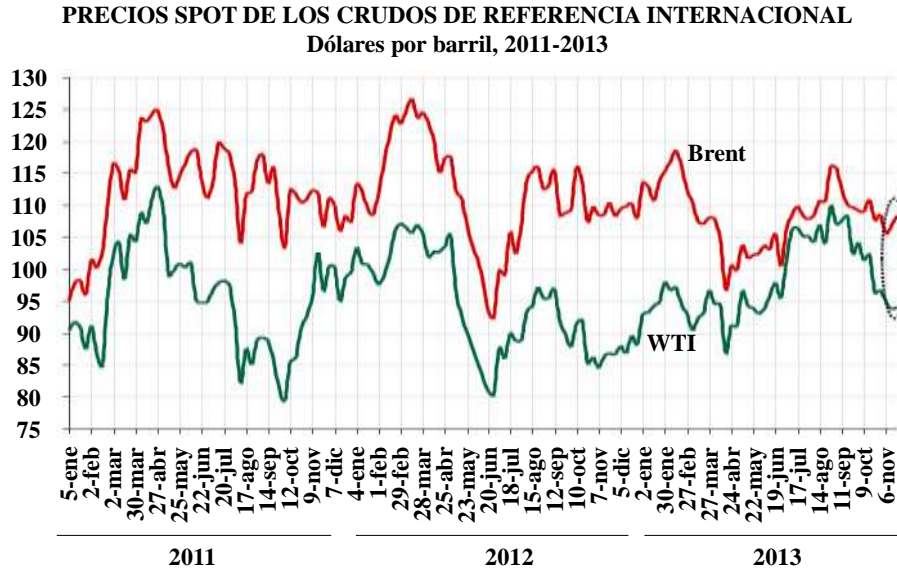
Así, el 20 de noviembre de 2013, la cotización del contrato a futuro del West Texas Intermediate (WTI) en la Bolsa Mercantil de Nueva York (New York Mercantile Exchange, NYMEX) para diciembre de este año, cerró en 93.33 dólares por barril (d/b), un descenso semanal de 0.59% (-0.55 d/b). En contraste, en el mercado de Londres (International Petroleum Exchange, IPE) la cotización de los contratos a futuro del crudo Brent para enero de 2014 registró un incremento semanal de 1.09% (+1.17 d/b), al colocarse en 108.06 d/b.

Precios spot de los crudos internacionales

El 20 de noviembre de 2013, los precios de los crudos de referencia internacional en el mercado spot cerraron al alza respecto a su cotización observada siete días antes, debido a los problemas en el suministro de crudo de Libia y la expectativa de que no se logre un acuerdo entre los líderes de Irán y Occidente.

Así, la cotización spot del West Texas Intermediate (WTI) registró un precio mayor al reportado hace una semana en 0.26% (+0.24 d/b), al ubicarse en 93.93 d/b. Por su

parte, la cotización spot del crudo Brent se elevó 1.37% (+1.46 d/b) con relación al nivel registrado hace una semana, al colocarse en 108.36 d/b.



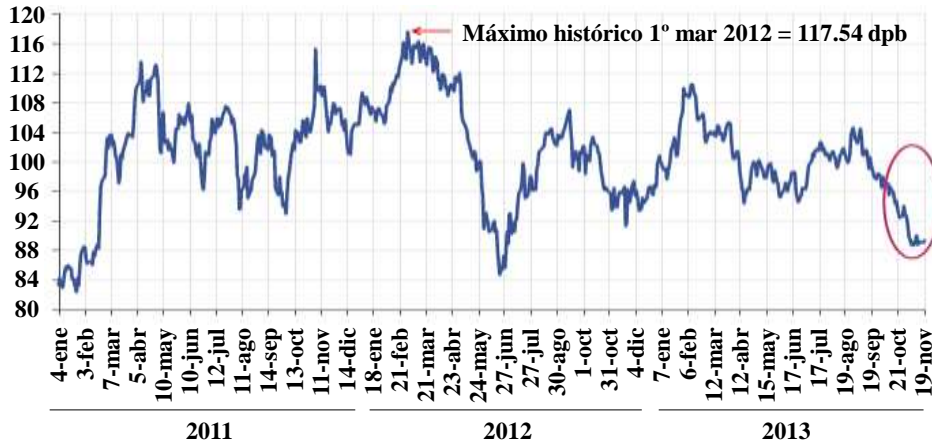
FUENTE: NY Mercantile Exchange, Intercontinental Exchange.

Precio spot del petróleo mexicano

El precio de la mezcla mexicana de exportación reportó un incremento de 0.66% (+0.59 d/b) con relación al dato publicado el pasado 13 de noviembre –luego de reportar dos descensos semanales consecutivos–, al cerrar el 20 de noviembre de 2013 en 89.48 d/b.

Así, en lo que va de este año, la mezcla mexicana registra una cotización promedio de 99.52 d/b, dato 13.52 d/b superior a lo previsto en la Ley de Ingresos para 2013.

PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE EXPORTACIÓN
-Dólares por barril, 2011-2013-



FUENTE: PEMEX, Indicadores Petroleros.

Noticias y perspectivas

Arabia saudita continuará su producción de crudo. El mayor exportador de crudo en el mundo, Arabia Saudita, aseguró que no es relevante el auge en la producción de esquisto que ha tenido Estados Unidos de Norteamérica, aunque amenaza en cierta medida la participación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo, por ello no ve necesario reducir su producción para dar apoyo a los precios.

El viceministro de petróleo de Arabia Saudita argumentó que si la economía global marca una tendencia de crecimiento se podrá sobrellevar el incremento en la producción de crudo no convencional e incluso el de las energías renovables. Asimismo, sostuvo que Arabia Saudita consideraría reducir su producción siempre y cuando los precios cayeran de forma significativa.

Elevan previsión de demanda de petróleo para 2013 por Europa. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) elevó su previsión de demanda de petróleo para 2013, a consecuencia de una mayor demanda por parte de Europa, principalmente, de Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y Turquía.

La AIE calcula que en 2013 se consumirán 50 mil barriles diarios más de lo previsto, para un total de 91 millones de barriles al día (mbd). Esa cifra representa 1 millón de barriles diarios más que los 90 millones consumidos en 2012.

La Agencia destacó que la demanda europea de petróleo aumentó en septiembre por tercer mes consecutivo, en línea con los datos económicos que arrojan que la Zona del Euro salió oficialmente de la recesión en el segundo trimestre de 2013.

En cuanto a la oferta de petróleo, la AIE aseveró que ésta aumentó en octubre en 600 mil barriles diarios, hasta los 91.8 mbd, con un avance más significativo en los países que no son miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y una caída de la producción en los que sí lo son.

Las interrupciones en el suministro de crudo en el mundo promediaron 3.61 mbd durante octubre. De acuerdo con Reuters, las interrupciones en el suministro de crudo en el mundo promediaron 3.61 millones de barriles diarios (mbd) durante octubre, por encima del nivel registrado tanto en septiembre (3.37 mbd) como en agosto (2.93 mbd), ya que los problemas en el suministro de Libia se incrementaron. Cabe destacar que dichas interrupciones globales equivalen a alrededor de 4% de la producción.

Estados Unidos de Norteamérica no planea reducir el ritmo en su producción. El secretario de energía de Estados Unidos de Norteamérica argumentó que su país no piensa reducir el ritmo en la producción de combustible, la cual hace que el país sea cada vez más independiente de los productores extranjeros.

El funcionario manifestó que Estados Unidos de Norteamérica se encuentra en una muy buena situación en comparación de lo que se esperaba hace una década, sin embargo, indicó que su país no va a ser independiente de los mercados mundiales, ya

que el hidrocarburo al ser todo un mercado global, ningún país puede ser inmune ante los efectos de los precios del crudo.

Ecuador pide a un tribunal en La Haya suspender el proceso de la petrolera Chevron. Ecuador pidió a un tribunal arbitral de La Haya que suspenda un proceso en su contra iniciado por la petrolera Chevron en 2009, por una supuesta violación al Tratado Bilateral de Protección Recíproca de Inversiones (TBI) con Estados Unidos de Norteamérica.

Chevron, por su parte, aseguró que continuará con la demanda y pidió a Ecuador que acate las resoluciones del tribunal arbitral. La gigante petrolera demandó que se endose al Estado ecuatoriano una multimillonaria multa ambiental impuesta a ella en las cortes ecuatorianas, en el llamado juicio de Lago Agrio, interpuesto por indígenas y colonos de la Amazonia del país.

PERSPECTIVAS DE LAS VARIABLES ECONÓMICAS

	2013		2012	
	Estimado*	Observado	Estimado*	Observado
Tipo de cambio (promedio, pesos por dólar estadounidense)	12.90	12.74 ^{1/}	12.80	13.17
Precio de la mezcla mexicana de exportación (promedio, dólar estadounidense por barril)	86.00	99.52 ^{1/}	84.90	102.15
Producción de crudo (miles de barriles diarios)	2 550	2 522 ^{2/}	2 560	2 548
Volumen de exportación de crudo (miles de barriles diarios)	1 183.5	1 173 ^{2/}	1 177	1 256

* Marco Macroeconómico, programa económico aprobado para 2012 y 2013, SHCP.

^{1/} Información preliminar al 20 de noviembre de 2013.

^{2/} Promedio enero-septiembre.

FUENTE: SHCP, Banxico y PEMEX.

La demanda mundial de petróleo aumentará un tercio de aquí hasta 2035¹. La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe sobre “Perspectivas para la Energía Mundial”, que cubre el período hasta 2035, afirma que la demanda mundial

¹ Este segmento de noticias y perspectivas se toma del “Informe del mercado petrolero” correspondiente a la semana que va del 7 al 13 de noviembre de 2013.

de petróleo aumentará un tercio en ese plazo, debido al alza del consumo en China, India y Medio Oriente.

La AIE comentó que los países de Medio Oriente, encabezados por Arabia Saudita, mantendrán su monopolio en el mercado del petróleo después una década de preponderancia estadounidense y el avance de Brasil.

Estados Unidos de Norteamérica se convertirá en 2015 en el mayor productor mundial de crudo. De acuerdo con la AIE, la revolución de los hidrocarburos no convencionales hará de Estados Unidos de Norteamérica la nueva superpotencia petrolera en 2015, tras desbancar a Arabia Saudita y Rusia, pero Medio Oriente volverá a dominar el mercado en 2020, ya que la producción de crudo no convencional (de tipo shale oil) en Texas y Dakota del Norte habrá empezado a declinar.

La AIE asevera que la revolución del “shale” en que se ha embarcado Estados Unidos de Norteamérica promete dar un vuelco al mapa energético mundial, al menos durante unos años. Estados Unidos de Norteamérica se ha lanzado a explotar sus enormes reservas de hidrocarburos no convencionales y el rápido incremento de su producción de crudo le convertirá en la nueva superpotencia petrolera.

El reciente informe enfatiza que para los próximos años, Estados Unidos de Norteamérica se encontrará en una posición cercana a la autosuficiencia energética y reducirá su tradicional dependencia de terceros países (integrantes de la OPEP), lo que podría acabar matizando en mayor o menor medida la política exterior de Washington vinculada a sus intereses de abastecimiento energético.

Brasil, exportador neto en dos años. El economista jefe de la AIE manifestó que Brasil se convertirá en exportador neto de petróleo para 2015, como resultado de los

nuevos descubrimientos en aguas profundas y por la adecuada gestión de su Gobierno.

El funcionario brasileño enfatizó que el país latinoamericano se convertirá de aquí a 2035, “en el sexto mayor productor mundial de crudo”, con una producción estimada de 6 millones de barriles diarios, el triple de hoy en día. Agregó que la producción de gas natural también se quintuplica, de forma que cubrirá todas las necesidades internas para 2030, de acuerdo con los cálculos del organismo.

Destacó como elemento positivo de Brasil una relativamente baja demanda interna de crudo, debido “a las políticas favorables hacia los biocombustibles” aplicadas por el Gobierno, que potencia las energías renovables.

“Son muy buenas noticias para Brasil”, concluyó el economista, que auguró que ese país duplicará su producción de renovables para 2035 y que en esa fecha supondrán un altísimo 43% de su cesta energética interna. Añadió que para 2035, los biocombustibles brasileños cubrirán casi un tercio de la demanda interna para el transporte rodado y que las exportaciones netas del país equivalen a 40% del mercado global de biocombustibles.

La OPEP aumentó ligeramente su pronóstico de demanda petrolera para 2013.

En su último informe mensual sobre el mercado del crudo, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) indicó que la demanda petrolera en 2013 será ligeramente mayor a lo estimado previamente.

El grupo petrolero aumentó su pronóstico de crecimiento para la demanda petrolera mundial de este año en 40 mil barriles diarios, hasta 89.8 millones de barriles diarios (mbd), un 1% más que el año pasado.

Al mismo tiempo, los analistas de la OPEP mantienen su pronóstico para el año 2014 en 90.8 mbd, 1.2% más que este año.

La OPEP asegura que el alza en la demanda en 2013, es impulsada sobre todo por los países industrializados en América y Europa. Mientras, los países menos industrializados pasan por una leve tendencia a la baja, especialmente en África.

En cuanto a su propio crudo, el grupo mantiene su previsión de una demanda de 29.9 mbd en 2013, unos 600 mil barriles menos que en 2012, mientras que para 2014 estima que los mercados requerirán unos 29.6 mbd de su petróleo, unos 300 mil barriles menos que este año.

Para América Latina, el informe prevé este año una alza en la demanda de 230 mil barriles diarios, hasta un total de 6.5 mbd, y de 240 mil más en 2014.

Petrobras anuncia la venta de su subsidiaria en Perú a una petrolera China. La petrolera brasileña Petrobras informó de la venta del 100% de las acciones en su subsidiaria Petrobras Energía Perú a la China National Petroleum Corporation (CNPC) por 2 mil 600 millones de dólares. La venta, según Petrobras, debe ser aprobada por los gobiernos de China y Perú.

Entre los activos incluidos en la negociación destaca el 100% de los derechos para explotar el Lote X, un yacimiento maduro que el año pasado produjo un promedio de 16 mil barriles diarios. La venta también se refiere al 46.16% de participación que Petrobras tiene en el Lote 57, un yacimiento de gas natural y condensado aún en etapa preoperacional, y el 100% del Lote 58, un yacimiento en el que se anunciaron recientes descubrimientos de gas natural y condensado.

La petrolera brasileña aclaró que el negocio forma parte del plan de desinversión por 9 mil 900 millones de dólares de proyectos en Brasil y en el extranjero hasta 2017

anunciado el año pasado. Este plan tiene por objetivo financiar parte del millonario Plan de Negocios de la empresa para el quinquenio 2013-2017, que prevé inversiones por 236 mil 700 millones de dólares.

La petrolera brasileña también planea vender parte de sus activos en Argentina.

Saldo positivo de Pemex en su balanza comercial de enero a septiembre.²

Petróleos Mexicanos (Pemex) registró un superávit de 15 mil 736 millones de dólares, en flujo de efectivo, en su balanza comercial de petróleo crudo, petrolíferos, petroquímicos y gas natural, durante los primeros nueve meses del año.

Con base en estadísticas preliminares, el valor de las exportaciones de dichos productos se situó en 36 mil 556 millones de dólares, en tanto que el gasto generado por concepto de importaciones se ubicó en 20 mil 820 millones de dólares.

Producción de la OPEP en octubre ligeramente por debajo de su cuota ante menor oferta de Irán, Nigeria y Libia. De acuerdo con una encuesta de Reuters, la producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) disminuyó de 30.01 millones de barriles diarios (mbd) en septiembre a 29.90 mbd en octubre, su nivel más bajo desde octubre de 2011 y por primera vez se ubicaría por debajo de la cuota de 30 mbd establecida en enero de 2012. Dicha caída fue ocasionada por nuevas interrupciones en el suministro de Libia, así como por una menor oferta en Irán y en Nigeria, a pesar de que la producción en Arabia Saudita se situó por tercer mes consecutivo alrededor de 10 mbd.

La regulación petrolera en Latinoamérica limita o fomenta la producción. La regulación de la producción petrolera en países latinoamericanos como Venezuela, Argentina, Ecuador o **México** ha impedido el aumento de la producción en esos países

² Este segmento de noticias y perspectivas se toma del “Informe del mercado petrolero” correspondiente a la semana que va del 31 de octubre al 6 de noviembre de 2013.

mientras que en Brasil, Colombia o Perú sucede lo contrario, según el estudio denominado “El sector petrolero de Latinoamérica: oportunidad perdida”, dirigido por Ramón Espinasa, ex economista jefe de la venezolana PDVSA y experto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Espinasa explicó que en algunos países “las señales de aumento de precios, que todo indica será permanente, deberían haber provocado un aumento de la inversión y producción” en el sector de los hidrocarburos, algo que no ha sucedido en Argentina, Venezuela, Ecuador y **México**.

En el caso mexicano, valoró favorablemente la reforma del sector energético que promueve el presidente de México.

En el grupo de países que han respondido al aumento de los precios del petróleo con más inversiones y producción, el investigador destacó el aporte de reguladores del sector de hidrocarburos independientes, la apertura a nuevas explotaciones y la no expropiación de los activos derivados del petróleo. Ese es el caso de Brasil, Perú y, desde 2005, Colombia. En su opinión, los mayores beneficios de estas medidas han ido a parar a las petroleras estatales, que han reforzado sus operaciones.

Campo de Hariga en Libia podría reanudar su producción la próxima semana.

En Libia, el campo de Hariga podría reanudar su producción la próxima semana según señaló la compañía nacional de petróleo del país africano.

Irán reanudará negociaciones con seis potencias mundiales. El 7 de noviembre de 2013, Irán reanudará las negociaciones con seis potencias mundiales (Estados Unidos de Norteamérica, Rusia, Francia, Gran Bretaña, China y Alemania) para intentar resolver las disputas sobre las ambiciones nucleares de la República Islámica, lo cual podría derivar en una eventual reducción de las sanciones impuestas a las exportaciones de crudo de Teherán.

Pronto se restablecerán las operaciones en las refinerías de la costa norte del Golfo de México.³ De acuerdo con Reuters a mediados de noviembre las refinerías de la costa norte del Golfo de México restablecerán la operación de la mayor parte de los más de 700 mil barriles diarios de capacidad que fueron cerrados por mantenimientos programados de otoño.

La refinería de Whiting, Indiana, alcanzará su máxima producción en el primer trimestre de 2014. La compañía British Petroleum anunció que su renovada refinería ubicada en Whiting, Indiana (con capacidad de 405 mil barriles diarios) alcanzará su máxima producción hasta el primer trimestre de 2014. Se espera que alrededor del 80% del crudo procesado en dicha refinería sea crudo amargo pesado canadiense, el cual actualmente tiene un descuento cercano a los 30 dólares por barril contra el WTI.

Las interrupciones de suministros en Libia han alcanzado más de 90% del volumen de exportación. La producción de Libia cayó a un nivel de entre 250 y 300 mil barriles diarios desde el nivel de 600 mil el 21 de octubre, debido a las interrupciones por parte de las protestas locales. Los analistas de Commerzbank aseveran que los precios del Brent continúan encontrando algo de soporte en las interrupciones de suministros en Libia, que han alcanzado más del 90% del volumen de exportación.

Estados Unidos de Norteamérica podría pasar de ser un importador de crudo a ser un exportador neto. La Agencia Internacional de Energía asevera que en los próximos años Estados Unidos de Norteamérica pasará de ser el principal importador de crudo del mundo a un exportador neto, por lo que la demanda por crudo de los países productores del Medio Oriente disminuirá. Agregó que espera que Estados Unidos de Norteamérica supere a Rusia como el productor más grande de gas del

³ Este segmento de noticias y perspectivas se toma del “Informe del mercado petrolero” correspondiente a la semana que va del 24 al 30 de octubre de 2013.

mundo de aquí a 2015 y sea “prácticamente autosuficiente” en sus necesidades de energía para 2035.

Demanda mundial de la OPEP persistirá pese al auge del petróleo de esquisto de Estados Unidos de Norteamérica. La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) indicó que la demanda mundial por su crudo persistirá, pese al auge que ha tenido el petróleo de esquisto de Estados Unidos de Norteamérica. El grupo descartó preocupaciones de que pueda perder su participación de mercado.

La OPEP manifiesta que el auge que tiene Estados Unidos de Norteamérica en la producción de petróleo de esquisto, ha transformado totalmente las tácticas energéticas mundiales cediendo su estatus como el máximo importador global de crudo a China, al disminuir las demandas de importación, al igual que el vínculo con Arabia Saudita, su socio de muchos años y el máximo productor de crudo de la OPEP.

La OPEP prevé que la demanda para su petróleo puede caer a 29 millones de barriles por día en 2014, 320 mil barriles diarios menos que en 2013, lo que obedece a un fuerte incremento del abastecimiento fuera del organismo.

Fuente de información:

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2013/11-20-13.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2013/11-13-13.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2013/11-06-13.pdf

http://www.shcp.gob.mx/SALAPRENSA/doc_informe_petroleo/2013/10-30-13.pdf

Fortalecerán el uso de la energía geotérmica en el país (SENER)

El 28 de octubre de 2013, la Secretaría de Energía (SENER) informó que de los casi 200 países que hay en el mundo, México ocupa el cuarto lugar de las naciones que utilizan los recursos geotérmicos para la generación eléctrica. Para aprovechar estos recursos es indispensable consolidar los esfuerzos gubernamentales y facilitar la

participación del sector privado, tanto en la generación geotermoeléctrica como para los usos del calor asociado, aseguró el Secretario de Energía.

Al inaugurar el Foro Internacional de Geotermia, en la Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE), el Titular de la Secretaría de Energía (SENER) subrayó que en el sector energético se tiene la determinación de revertir la tendencia de los últimos años, de una marcada desaceleración en la inversión y el apoyo para la geotermia, ante lo cual anunció cinco puntos para el impulso de las energías renovables en el país.

Como parte de los esfuerzos para diversificar la matriz energética, en breve se pondrá en marcha la “Ventanilla Única de Energías Renovables”, la cual dijo, en su primera etapa, estará a disposición del ciudadano un punto electrónico de contacto a través de un portal web. Esta ventanilla permitirá monitorear y realizar la gestión de los permisos necesarios, para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica, basados en energías renovables y cogeneración eficiente.

El Secretario de Energía indicó que a través del Fondo para la Transición Energética, se aprobaron 50 millones de pesos adicionales a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para fortalecer la investigación en campos con potencial geotérmico en los estados de Michoacán, Baja California, Guanajuato, Puebla, Nayarit y Chiapas, a fin de incrementar las reservas probadas para esta tecnología.

Se dará a conocer un mecanismo financiero de cobertura de riesgos para la exploración de fuentes geotérmicas, respaldado por recursos provenientes del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, con 150 millones de pesos, y 34.4 millones de dólares adicionales que serán aportados por el Fondo de Tecnología Limpia con la participación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), añadió el funcionario.

Además, anunció la aprobación de una propuesta por un monto de hasta 958 millones 573 mil pesos para la integración del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica, bajo el liderazgo del Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE) en Baja California.

Finalmente, anunció que se presentarán los resultados del estudio realizado para identificar barreras regulatorias y avanzar en la mejora del marco normativo y legal. A partir de ello, se trabajará en una propuesta legislativa para ofrecer certidumbre a los inversionistas, sin dejar de procurar la inclusión social y el respeto de los derechos de las comunidades.

Durante su participación, el Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) aseguró que la dependencia a su cargo apoyará los esfuerzos de la SENER para promover el uso de energías renovables en el país y destacó que en particular la geotermia es una de las energías limpias más viables al no ser intermitente y encontrarse en prácticamente todo el país.

En el evento estuvieron presentes los Subsecretarios de Electricidad y de Planeación y Transición Energética de la SENER, el Subdirector de Programación de la CFE y un representante del BID.

Fuente de información:

<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2572>

El Consejo Directivo del BDAN y la COCEF avanza con un proyecto de energía eólica transfronterizo (SHCP)

El 14 de noviembre de 2013, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dio a conocer el documento “El Consejo Directivo del BDAN y la COCEF avanzan con un proyecto de energía eólica transfronterizo”. A continuación se presenta la información.

El Consejo Directivo de la Comisión de Cooperación Ecológica Fronteriza (COCEF)⁴ y del Banco de Desarrollo de América del Norte (BDAN)⁵ celebró su reunión semestral en la sede del Banco, donde aprobaron una resolución mediante la cual, las dos instituciones deberán colaborar en ciertos aspectos del plan de trabajo relacionado con el Diálogo Económico de Alto Nivel entre México y Estados Unidos de Norteamérica, incluyendo un estudio para planear proyectos de infraestructura en el área de puertos de entrada, así como de posibles esquemas para financiar los mismos.

Asimismo, la resolución autoriza al BDAN y a la COCEF a continuar invirtiendo en el desarrollo de proyectos de energía por toda la región fronteriza, incluyendo proyectos para la interconectividad transfronteriza, así como a identificar y facilitar la inversión en infraestructura de alta prioridad para la conservación de agua en la región.

Durante la sesión de trabajo con los directivos de la COCEF y el BDAN, el Consejo fue informado de los nuevos proyectos en desarrollo, incluyendo un proyecto de una planta de energía eólica de 155 megawatts (MW) que será construido cerca de Tecate, Baja California.

El Proyecto de Energía Eólica Sierra de Juárez 1 se localizará al oriente de la ciudad de Tecate e incluirá una línea de transmisión que cruzará la frontera internacional para proporcionar la energía generada al condado de San Diego, California. La electricidad

⁴ La COCEF trabaja para apoyar la preservación, protección y mejoramiento del medio ambiente de la región fronteriza con el fin de aumentar el bienestar de la población de México y Estados Unidos de Norteamérica, al facilitar iniciativas estratégicas y proyectos sustentables a través de un proceso de certificación binacional transparente en estrecha coordinación con el BDAN, instancias internacionales, federales, estatales y locales, el sector privado y la sociedad civil. Para mayor información, visite www.cocef.org.

⁵ El BDAN es una institución financiera establecida y capitalizada en partes iguales por los gobiernos de México y Estados Unidos de Norteamérica, con el propósito de financiar proyectos de infraestructura ambiental a lo largo de su frontera común. Como institución pionera en su campo, el Banco está trabajando para desarrollar proyectos integrales, sustentables y financieramente responsables, con amplio apoyo comunitario, en un marco de colaboración y coordinación estrechas entre México y Estados Unidos de Norteamérica. Para mayor información visite www.nadb.org.

será comprada por la empresa eléctrica San Diego Gas & Electric (SDG&E), subsidiaria de Sempra Energy.

“La COCEF y el BDAN son herramientas vitales en la búsqueda de la colaboración transfronteriza para nuestros dos gobiernos” dijo el Titular de la Unidad de Banca de Desarrollo de la SHCP, institución que actualmente preside el Consejo Directivo.

“Nos complace tener la oportunidad de honrar el compromiso del Diálogo Económico de Alto Nivel entre México y Estados Unidos de Norteamérica y dar un respaldo sólido al papel activo de la COCEF y el BDAN en impulsar los objetivos vitales en el marco de esta asociación”, dijo la representante del Departamento del Tesoro de Estados Unidos de Norteamérica, institución que co-preside del Consejo.

En la reunión pública del Consejo Directivo, también se anunció la certificación y financiamiento del Parque Solar Álamo 4 de 39.6 MW_{AC} ubicado en Brackettville, Texas, el cual se aprobó el 25 de octubre. La energía eléctrica generada por el proyecto será comprada por CPS Energy, empresa eléctrica de San Antonio, Texas. El promotor del proyecto, OCI Solar Power LLC, recibirá un crédito del BDAN por hasta 50 millones de dólares para la construcción del parque.

Funcionarios del BDAN y la COCEF otorgaron cheques simbólicos a representantes de Nuevo Casas Grandes, Chihuahua y San Luis, Arizona. Cada comunidad recibe recursos no reembolsables por 450 mil y 500 mil dólares respectivamente, a través del Programa de Apoyo a Comunidades (PAC) del BDAN, con el cual se apoya a pequeñas comunidades de la región fronteriza en la atención de sus necesidades más apremiantes de infraestructura.

El proyecto en Nuevo Casas Grandes consiste en un nuevo colector de aguas residuales que reemplazará a un colector antiguo y demasiado pequeño, el cual ha dado lugar a derrames de aguas negras por los pozos de visita a lo largo de las calles.

El proyecto de San Luis, Arizona proporcionará una nueva línea de transmisión de agua que permitirá la interconexión entre las dos redes de agua potable, lo que incrementará la presión de agua y reducirá la escasez de este servicio que puede representar riesgos a la salud.

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) reconoció la sinergia institucional entre el BDAN y la COCEF con la Comisión Nacional del Agua (CNA) a través del Programa APAZU que destina recursos complementarios para el financiamiento del Proyecto de Nuevo Casas Grandes.

El Consejo está integrado del lado mexicano por las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, Medio Ambiente y Recursos Naturales y Relaciones Exteriores. Sus contrapartes estadounidenses son el Departamento del Tesoro, la Agencia de Protección Ambiental y el Departamento de Estado. En ambas secciones del Consejo hay un representante de los estados fronterizos y uno de la sociedad civil.

A 19 años de operación, la COCEF ha certificado 226 proyectos de infraestructura ambiental en la frontera entre México y Estados Unidos de Norteamérica. Por su parte, el BDAN ha otorgado financiamiento por 2 mil 249 millones de dólares en créditos y recursos no reembolsables en apoyo a 192 de estos proyectos, que representan una inversión aproximada de 5 mil 664 millones de dólares y benefician a cerca de 14.5 millones de habitantes de la región fronteriza.

Fuente de información:

http://www.shcp.gob.mx/Biblioteca_noticias_home/comunicado_nadbank_esp.pdf

Asigna calificación a instrumentos de deuda de CFE (Fitch)

El 31 de octubre de 2013, la casa calificadora Fitch Ratings asignó calificación a los siguientes instrumentos de deuda de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por un monto conjunto de hasta 15 mil millones de pesos:

- “AAA(mex)” a la Primera Reapertura de la Tercera Emisión de Certificados Bursátiles Adicionales denominada CFE 13 con fecha de vencimiento de 22 de junio de 2018, a tasa variable;
- “AAA(mex)” a la Cuarta Emisión de Certificados Bursátiles denominada CFE 13-2 a un plazo de 10 años, a tasa fija.

La calificación de CFE refleja el fuerte vínculo y la importancia estratégica de la compañía hacia el Gobierno Mexicano, y su soporte implícito; así como a su posición como el generador de electricidad más grande del país. La calificación se encuentra en el mismo nivel que la de México. CFE es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal de México. La compañía además posee los derechos exclusivos para la transmisión y distribución de energía eléctrica, lo que la hace estratégicamente importante para la economía del país. La calificación incorpora el riesgo de interferencia política.

Fuerte vínculo entre el Gobierno Mexicano y CFE

La relación entre CFE y el Gobierno Mexicano es fuerte y se extiende más allá de su participación accionaria. El presupuesto de CFE está incorporado dentro del presupuesto federal de la nación y requiere de aprobación del Congreso Mexicano. El Secretario de Energía actúa como presidente del consejo de administración de la compañía. Adicionalmente, las tarifas de CFE y sus costos operativos son establecidos anualmente por el Gobierno Mexicano en base a la capacidad de

generación de energía anticipada y costos marginales de largo plazo, así como otras variables. Si bien la facultad de CFE disminuye los riesgos competitivos y otros riesgos relacionados al negocio, su desempeño operativo y financiero está altamente relacionado con las decisiones del Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos, quien no provee una garantía explícita sobre la deuda de la compañía.

CFE genera aproximadamente el 90% de la energía eléctrica en México y posee el 100% de la infraestructura de transmisión y distribución. Los derechos exclusivos de la compañía para transmitir y distribuir en México fueron establecidos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y se define en la “Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”. Como resultado, el presupuesto de CFE está incorporado dentro del presupuesto federal de la nación, el cual requiere de aprobación del Congreso Mexicano.

El establecimiento de tarifas por el Gobierno expone a la compañía a riesgos regulatorios y de interferencia política. La estructura de tarifas de CFE incluye un ajuste mensual del costo de los combustibles por aproximadamente 75% de los ingresos que permite compensar parcialmente los incrementos en costos; y subsidios a los sectores residenciales y agrícolas, los cuales son considerables. CFE se encuentra parcialmente expuesto a los precios de los combustibles, fluctuaciones en los costos de producción, y tarifas desfavorables, las cuales en ocasiones son establecidas por debajo de los costos operativos para una clase específica de clientes.

Mayor demanda de electricidad requerirá 27 TW de capacidad adicional hacia 2025

De acuerdo con el “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE)” de la CFE para el período 2012-2026, la compañía espera un crecimiento anual promedio del Producto Interno Bruto (PIB) de 3.6% durante los próximos 15 años. Esto se espera que resulte en un crecimiento de la demanda de 4.0% durante ese

período. Si este crecimiento se materializa, significara que el consumo de electricidad aumentara a aproximadamente 445.1 TWh en 2026, de 238.8 TWh en 2010, impulsado por una tasa de crecimiento promedio de 5.1% en el sector industrial. La industria eléctrica mexicana requerirá un aumento de capacidad de aproximadamente 27 TW durante los próximos 15 años, para cubrir el consumo eléctrico nacional. Esta inversión se espera que sea financiada con la generación de caja de la compañía y con el programa Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS), que incluye a productores independientes de energía (PIE) y obra pública financiada (OPF).

A septiembre 30 de 2013, la deuda total en balance era 302.4 miles de millones de pesos mexicanos, 55% mayor que la deuda de 2011 debido al reconocimiento de los contratos de los productores independientes de energía (PIEs) como arrendamiento financiero de acuerdo con la adopción del IFRS durante 2012, este concepto no afecta los niveles históricos de deuda ajustada (por obligaciones fuera de balance). La deuda total en balance se incrementa a 797.0 miles de millones de pesos cuando se incluyen pasivos no fondeados de pensiones. La deuda total se compone aproximadamente de 136.6 miles de millones de pesos de deuda en moneda local y 165.8 miles de millones de pesos de deuda denominada en moneda extranjera. El perfil de amortización de la deuda es manejable, con 66.0 miles de millones de pesos como amortizaciones en los próximos dos años, de los cuales 36.9 miles de millones de pesos son a corto plazo, comparado con 30.4 miles de millones de pesos en caja e inversiones temporales.

Para los últimos doce meses (UDM) terminando en septiembre 30 de 2013, CFE registró ventas por 313.9 miles de millones de pesos y un EBITDAP (EBITDA más gastos por pensiones) de 27.7 miles de millones de pesos, aproximadamente 46.7% menor que el mismo período de 2012 debido a menores tarifas en el sector residencial e incremento de costos por un mayor consumo de combustóleo debido a una menor generación hidroeléctrica. Durante los primeros nueve meses de 2013, las ventas de la

CFE reflejaron un incremento de 1.2% en comparación con septiembre de 2012. Del total de clientes, aproximadamente 88% son residenciales y, en ventas totales, 58% provienen de clientes industriales y 25% de residenciales.

Sensibilidad de la calificación

Fitch considera que la calificación de CFE pudiera verse presionada por una disminución en la calificación del riesgo soberano de México, importante incremento del nivel de apalancamiento para financiar CAPEX, y/o una fuerte y prolongada erosión de capital debido a la falta de soporte por parte del Gobierno Mexicano. Factores que pudiesen ser considerados como positivos para el perfil crediticio de la compañía incluyen un incremento de apoyo financiero por parte del Gobierno Mexicano, una mejora significativa en el perfil crediticio, y/o una constante generación de Flujo Libre de Efectivo positivo.

Fuente de información:

http://www.fitchmexico.com/ArchivosHTML/Com_11906.html

http://www.fitchmexico.com/ArchivosHTML/Com_11906.pdf

Estados Unidos de Norteamérica, mayor productor de crudo en 2016 (CNNExpansión)

El 12 de noviembre de 2013, la agencia de noticias en línea CNNExpansión informó que Estados Unidos de Norteamérica superará a Arabia Saudita y a Rusia para convertirse en el mayor productor mundial de petróleo en el 2016, afirmó la Agencia Internacional de Energía (AIE), con lo que Washington se acerca a la autosuficiencia energética y reduce su necesidad de suministros desde la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Sin embargo, en el 2020 habrá pasado el mejor momento de los yacimientos de petróleo de Texas y Dakota del Norte y Oriente Medio recuperará su dominio, especialmente como proveedor de Asia, afirmó la AIE.

La AIE, que asesora a grandes naciones industrializadas sobre políticas energéticas, estimó en su Pronóstico Mundial de Energía 2012 que Estados Unidos de Norteamérica superará a Riad como principal productor en el 2017.

Al presentar el pronóstico de este año, el economista en Jefe de la AIE, Fatih Birol, informó que la agencia ahora espera que Estados Unidos de Norteamérica supere a Arabia Saudita en el 2016, como máximo.

“Vemos dos capítulos en los mercados petroleros. Hasta el 2020, esperamos que el crudo liviano de esquisto aumente; lo llamaría un repunte. Y, debido al aumento proveniente de Brasil, la necesidad de petróleo de Oriente Medio en los próximos años será definitivamente menor”, dijo a Reuters en una entrevista.

“Pero debido a la base limitada del recurso (petróleo de esquisto en Estados Unidos de Norteamérica), va a estancarse y disminuir. Luego del 2020, habrá un mayor dominio del petróleo de Oriente Medio”, agregó.

La AIE informó que los precios del crudo seguirán subiendo y generando el desarrollo de recursos no convencionales como el petróleo de esquisto, que ha impulsado el auge petrolero estadounidense, las arenas bituminosas de Canadá, la producción bajo aguas profundas en Brasil y los fluidos de gas natural.

Los precios crecerán firmemente hasta 128 dólares hacia el 2035, tres dólares por encima de lo pronosticado el año pasado.

Es poco probable que otras naciones logren el éxito de Estados Unidos de Norteamérica con el petróleo de esquisto.

Lejos de la abundancia

Si bien la producción ajustada de crudo se aliviará en los próximos años, la agencia con sede en París indicó que el mundo no estaba “en el umbral de una nueva era de abundancia petrolera”.

Para mediados de la década de 2020, la producción por fuera de la OPEP caerá nuevamente y los países de Oriente Medio –entre los que se encuentran los principales miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo– proveerán la mayor parte del incremento en el suministro a nivel global.

Birol manifestó que es esencial que sigan las inversiones en los recursos de bajo costo de Oriente Medio, para satisfacer la creciente demanda de Asia.

“Oriente Medio es y seguirá siendo el corazón de la industria petrolera global por muchos años más”, expresó.

“Dar la señal equivocada a los productores de Oriente Medio demoraría la inversión. Si queremos petróleo de Oriente Medio en 2020, las inversiones deben realizarse a partir de ahora”, añadió.

El aumento de la producción de petróleo de esquisto de Estados Unidos de Norteamérica está ayudando por ahora a satisfacer la creciente demanda, que la AIE pronostica que alcanzará los 101 millones de barriles por día (bpd) en el 2035, lo que implica un aumento de 14 millones de bpd y una leve alza desde los 99.7 millones de bpd que se estimaban en 2012.

“El petróleo de esquisto es una muy buena noticia para Estados Unidos de Norteamérica y para el mundo. Pero la demanda está en Asia”, dijo el jefe de la AIE.

“Primero estará liderada por China, y luego del 2020 por India. Por lo tanto, necesitamos petróleo de Oriente medio para (satisfacer) el crecimiento de la demanda asiática”, agregó.

Alrededor del 2030, China superaría a Estados Unidos de Norteamérica como el principal país consumidor de crudo y se espera que el consumo petrolero en Oriente Medio sobrepase al de la Unión Europea, señaló la AIE.

India se convertiría en la fuente individual más grande de crecimiento de la demanda de global de crudo después del 2020.

La agencia también indicó que hasta 10 millones de bpd de la capacidad de refinamiento global estaban en riesgo debido a que los centros mundiales que realizan la actividad estaban reubicándose más cerca de Asia.

Fuente de información:

<http://www.cnnexpansion.com/economia/2013/11/12/eu-mayor-productor-de-crudo-en-2016>

Canasta de crudos de la OPEP

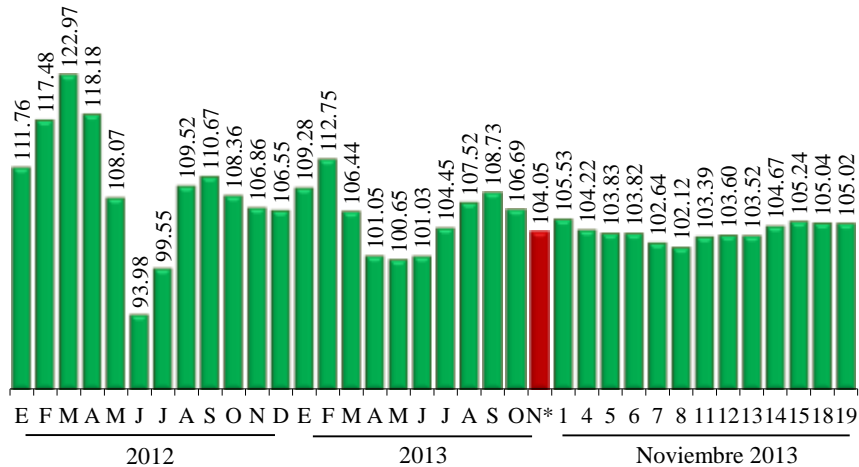
La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) informó el 4 de septiembre de 2012 que nueva canasta de crudos de referencia de la OPEP, que se integra regularmente por los crudos de exportación de los principales países miembros de la Organización, de acuerdo con su producción y exportación a los principales mercados; y refleja, además, la calidad media de los crudos de exportación del cártel. Así, en términos generales, se incluyeron los siguientes tipos de crudos: Saharan Blend (Argelia), Girassol (Angola), Oriente (Ecuador), Iran Heavy (República Islámica de Irán), Basra Light (Iraq),

Kuwait Export (Kuwait), Es Sider (Libia), Bonny Light (Nigeria), Qatar Marine (Qatar), Arab Light (Arabia Saudita), Murban (Emiratos Arabes Unidos) y Merey (Venezuela).

Cabe destacar que el Girasol (Angola) y el Oriente (Ecuador) se incluyen en la canasta a partir de enero y de octubre de 2007, respectivamente. Además, en enero de 2009 se excluyó del precio de la canasta el crudo Minas (Indonesia); en tanto que el venezolano BCF-17 fue sustituido por el Merey.

Al 19 de noviembre de 2013, la canasta de crudos de la OPEP registró una cotización promedio en el mes de 104.05 dólares por barril (d/b), cifra 2.47% inferior con relación a la de octubre pasado (106.69 d/b), menor en 2.35% con respecto a diciembre anterior (106.55 d/b), y 2.63% menos si se le compara con el promedio de noviembre de 2012 (106.86 d/b).

**PRECIO DE LA CANASTA DE CRUDOS DE LA OPEP
-Dólares por barril-**



* Promedio al día 19 de noviembre.

FUENTE: OPEP.

Fuente de información:

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm?selectedTab=daily
http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/923.htm

Geoestrategia del petróleo: un factor de riesgo (RIE)

El 15 de noviembre de 2013, el Real Instituto Elcano (RIE) publicó el documento “Geoestrategia del petróleo: un factor de riesgo” que se presenta a continuación.

Tema

La recuperación económica que ha iniciado España puede verse comprometida por los altos precios del petróleo en el futuro. La oferta mundial de crudo se está expandiendo, pero la demanda aumentará en mayor medida si los emergentes siguen creciendo como hasta ahora. España debe tener en cuenta este riesgo, continuando la adopción de medidas hacia una economía más sostenible.

Resumen⁶

Tras el pico de precios en el verano de 2008, el petróleo se encuentra en una meseta en torno a 110 dólares por barril en los últimos años. Seguramente la oferta mundial de petróleo aumentará en el futuro debido a fuentes no convencionales (como arenas bituminosas y *shale oil*), pero también es verdad que la demanda mundial está destinada a crecer debido al tirón de los emergentes. Por este motivo, con ser elevados en la actualidad, no hay que descartar precios más altos en los años por venir, sobre todo si interviene alguna crisis internacional con repercusión sobre este recurso. Los altos precios del petróleo constituyen un riesgo cierto para la economía española, que se encuentra en franca recuperación, pero es altamente dependiente de la importación de hidrocarburos. Ante posibles nuevas alzas del precio del petróleo, la mejor opción para España es afianzar la eficiencia energética y avanzar firmemente hacia una economía sostenible, así como prepararse frente a eventuales picos. En las últimas décadas España ha sabido realizar otras transformaciones políticas y económicas con

⁶ El autor agradece a Gonzalo Escribano, investigador principal del Real Instituto Elcano para cuestiones de energía, sus comentarios sobre versiones anteriores de este texto.

éxito y ahora, con la determinación necesaria, puede consolidar una posición como economía avanzada sostenible.

Introducción: la sorprendente evolución de los precios del petróleo

Los estudios sobre petróleo y en términos más generales sobre la energía constituyen un vasto campo dentro de las ciencias económicas. Este documento de trabajo analiza las cuestiones globales relacionadas con el petróleo, pero no desde el punto de vista de la economía, sino desde la geoestrategia, una forma de analizar las relaciones internacionales que hoy va de la mano con la prospectiva. En este documento se manejan por supuesto datos económicos, pero éstos deben combinarse con las tendencias políticas, las realidades de poder y sus posibles evoluciones futuras, para dar lugar a recomendaciones prácticas que sean relevantes para España.

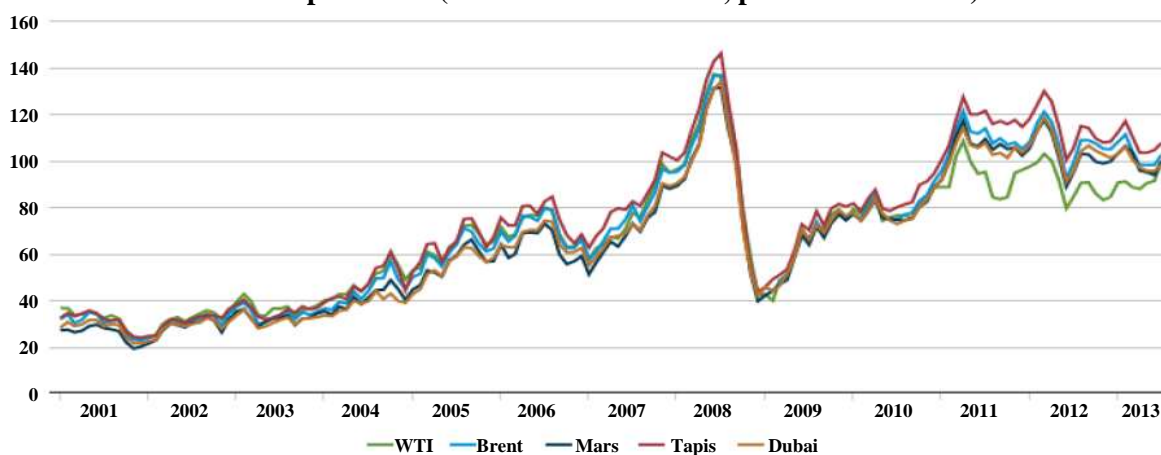
El punto de partida debe ser la curva de los precios del petróleo desde el año 2000, ya que esa evolución contiene enseñanzas para el presente y para el porvenir. Según la gráfica siguiente, elaborada por la *US Energy Information Administration*⁷, en los primeros años del siglo el petróleo se mantuvo en una banda entre 20 y 40 dólares por barril, un rango que hoy parece inconcebible aunque ha pasado solo una década. Desde 2004 hasta 2006 el precio se duplicó (de 40 a 80 dólares) y hasta 2008 se triplicó, llegando al récord histórico de 140 dólares por barril en el verano de aquel año en que todo cambió de repente. Por tanto, entre 2000 y 2008 se produjo un aumento espectacular del precio del barril de petróleo, que pasó de 20 a más de 100 dólares. En ese lapso se dieron acontecimientos internacionales puntuales que influyeron en los precios o marcaron pequeñas crestas en la línea: la huelga de PdVSA en 2002, el comienzo de la guerra de Irak en marzo de 2003, el recrudecimiento de esa guerra en noviembre de 2004, el conflicto entre Israel y Hezbollah en verano de 2006 y la amenaza de proliferación nuclear de Irán. Con todo,

⁷ *US Energy Information Administration*, http://www.eia.gov/finance/markets/spot_prices.cfm, precios en dólares constantes de 2010.

el ascenso continuado a lo largo de ocho años no fue producto de esas crisis sino que fue una mega-tendencia ligada sin duda al gran crecimiento de la demanda mundial. La demanda y el consumo crecieron a lo largo de esos años por la globalización del comercio, la buena situación económica en los países ricos y, sobre todo, la aparición de los emergentes como grandes consumidores. El aumento de la demanda llevó a incrementos notables en la producción, lo que dejó a grandes exportadores con menos capacidad extra de producción (*spare capacity*), otro elemento clave en la fijación de precios.

Los años de expansión y de bonanza estuvieron, pues, acompañados de un aumento sostenido de los precios del petróleo y de otras materias primas. El pico que se produjo en 2008 fue la culminación de ese proceso, en el que influyó otra causa: la especulación. En los meses antes de alcanzar dicha cima, los grandes inversionistas y otros agentes financieros estimaron que los precios del petróleo y de los demás recursos estaban destinados a subir sin medida, por lo que se abalanzaron sobre esos mercados provocando precisamente una escalada artificial —un fenómeno que en inglés puede llamarse *self-fulfilling prophecy*—. A principios de julio de 2008 el barril de Brent alcanzó su máximo histórico.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO, ALGUNOS CRUDOS DE REFERENCIA, 2001-2013
-Dólares por barril (dólares reales de 2010, promedio mensual)-



FUENTE: US Energy Information Administration.

Una vez declarada abiertamente la crisis financiera en septiembre con la quiebra de Lehman Brothers, los últimos meses de 2008 presenciaron un desplome de los precios desde 120 a 40 dólares por barril, como se aprecia en la gráfica anterior, aunque solo tocaron ese nivel para pronto rebotar con fuerza. En 2009 y 2010, el precio se recuperó hasta los 80 dólares por barril, pero a partir de 2011 hasta hoy el petróleo se ha encarecido de nuevo ya que desde entonces se observan oscilaciones en una banda en torno a 110 dólares por barril⁸.

Para una economía como la española, muy dependiente de la importación de hidrocarburos, ese nivel de precios es realmente elevado y está haciendo más costosa la recuperación. Es cierto que el aumento de los precios internacionales del crudo es más moderado si lo medimos en euros, debido a la fortaleza de nuestra moneda con respecto al dólar. En 2002, el barril de Brent costaba 25 dólares, lo que suponía 27.7 euros al cambio de la época, y en 2012 el mismo barril costaba 111.6 dólares, que eran entonces 85.8 euros. A pesar de este factor de corrección, el precio elevado del crudo impacta sobre los combustibles y todos los demás derivados del petróleo en Europa, lo que supone una carga sobre las familias, las empresas y las cuentas públicas.

Desde un punto de vista europeo, es sorprendente constatar que los precios mundiales del crudo se mantienen muy altos a pesar de que las cifras de crecimiento en los países ricos son débiles. Por supuesto, Estados Unidos de Norteamérica, con estímulos apoyados en la liquidez, crece más que Europa, pero su consumo de petróleo no ha recuperado cotas anteriores a la crisis. ¿Por qué se dan, entonces, precios tan altos del petróleo desde 2011? La explicación de esa meseta de precios se halla en el aumento del consumo mundial motivado por la gran demanda desde los países emergentes. En el cuadro siguiente, que contiene cifras sobre el consumo

⁸ En los últimos años, el precio por barril en Estados Unidos de Norteamérica es inferior debido al menor consumo y a la mayor extracción de *shale oil*. En la gráfica: *Evolución de los precios del petróleo, algunos crudos de referencia, 2001-2013*, la línea verde del *West Texas Intermediate* se sitúa desde 2011 unos 10 dólares por debajo de los demás crudos de referencia.

mundial en la última década según el *BP Statistical Review of World Energy 2013*⁹, se aprecia que el consumo de crudo cayó ligeramente en el ámbito global solo en los años 2008 y 2009 con respecto a años anteriores, mientras que en 2010 ya superó la cifra récord de 2007. En 2011 y 2012 volvieron a marcarse nuevos récords históricos de consumo. Aunque las economías maduras no hayamos consolidado nuestro despegue, la presión desde el lado de la demanda es muy grande, con países como China y la India reclamando cada vez más crudo (alzas del 5% al año). En el mismo cuadro se constata que Estados Unidos de Norteamérica consume ahora menos petróleo que en la primera mitad de la década del 2000. En Alemania ocurre lo mismo, debido no solo a la crisis sino también a políticas de ahorro energético, como en el resto de la Unión Europea (UE). España pertenece a la misma liga, pero con una disminución todavía más acentuada del consumo en los últimos años. En Japón, el otro país seleccionado en el cuadro entre los de renta alta, la demanda de petróleo cayó fuertemente en los años de crisis (2008-2011) con respecto a los años de bonanza (2003-2007), para repuntar circunstancialmente en 2012 debido al accidente de Fukushima de marzo de 2011, que suscitó un parón nuclear en aquel país y una mayor importación de gas y petróleo.

⁹ Consumo en millones de toneladas. *BP Statistical Review of World Energy 2013*, http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/Statistical-Review/statistical_review_of_world_energy_2013_workbook.xlsx.

CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2003-2012
- Datos de algunos países clave-

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2012 % del total
Estados Unidos de Norteamérica	900.7	936.5	939.8	930.7	928.8	875.4	833.0	847.4	837.0	819.9	19.8
Japón	252.1	245.5	248.8	239.6	232.6	226.3	202.2	204.1	204.7	218.2	5.3
Alemania	125.1	124.0	122.4	123.6	112.5	118.9	113.9	115.4	112.0	111.5	2.7
España	76.1	78.4	79.3	79.3	80.3	77.9	73.5	69.5	68.5	63.8	1.5
China	271.7	318.9	327.8	351.2	369.3	376.0	388.2	437.7	459.4	483.7	11.7
India	116.5	119.5	121.9	128.3	138.1	144.7	152.6	155.4	163.0	171.6	4.2
Brasil	88.7	92.0	94.2	95.8	101.8	108.6	109.1	118.3	122.2	125.6	3.0
Total Mundial	3 719.0	3 865.2	3 911.6	3950.1	4 009.7	3 994.8	3 921.6	4 038.2	4 081.4	4 130.5	100.0

FUENTE: BP Statistical Review of World Energy 2013,

http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/StatisticalReview/statistical_review_of_world_energy_2013_worbook.xlsx.

Volviendo la vista a la curva de los precios del petróleo desde 2000 pueden apreciarse, por tanto, tres lecciones interesantes: (1) la etapa de bonanza económica provocó un ascenso imparable de los precios, motivado por el auge del consumo mundial, que condujo al pico de 2008; (2) en los últimos años desde 2011, el precio del crudo en los mercados internacionales se mantiene muy alto (en torno a los 110 dólares por barril) debido a la demanda de los emergentes; y (3) otra lección de más alcance se refiere a lo que no ha ocurrido por el momento puesto que la competencia por el recurso escaso del petróleo se lleva a cabo en los mercados y no ha dado lugar por ahora a un enfrentamiento estratégico entre grandes potencias. Las necesidades energéticas de los emergentes no han provocado una expansión o presencia militar en las grandes áreas productoras de hidrocarburos. Por este motivo, hay que constatar que la partida geoestratégica se está jugando más en el terreno de los precios internacionales del petróleo que en el campo militar.

La producción mundial no aumenta al mismo ritmo que la demanda

La verdadera razón del alza desde 2000 y también de los precios tan altos en los últimos años es que la oferta mundial no satisface el aumento de la demanda global. En términos económicos se diría que la oferta de petróleo es inelástica, porque no reacciona al aumento de los precios con mayor producción de manera suficientemente rápida en el tiempo.

La producción es insensible al alza de precios (o no lo bastante sensible) debido a diversos factores¹⁰. El desarrollo de nuevos proyectos extractivos requiere grandes inversiones, importantes medios tecnológicos y, por supuesto, tiempo. La capacidad de los grandes productores de suplir necesidades del mercado parece limitada, sea porque no disponen de capacidad extra, sea porque han decidido restringir su producción con el fin de apostar por precios altos del crudo, lo que *prima facie* beneficia a su economía nacional. Y, por supuesto, diversas crisis internacionales intervienen sucesivamente para impedir la producción en algunos países, lo que afecta a los mercados. Asociados a esas crisis se encuentran efectos colaterales, como el efecto pánico que siempre incorpora un plus al precio del petróleo (aunque muy difícil de cuantificar), pero también la especulación, que intenta jugar con la tendencia alcista o con los picos de precios.

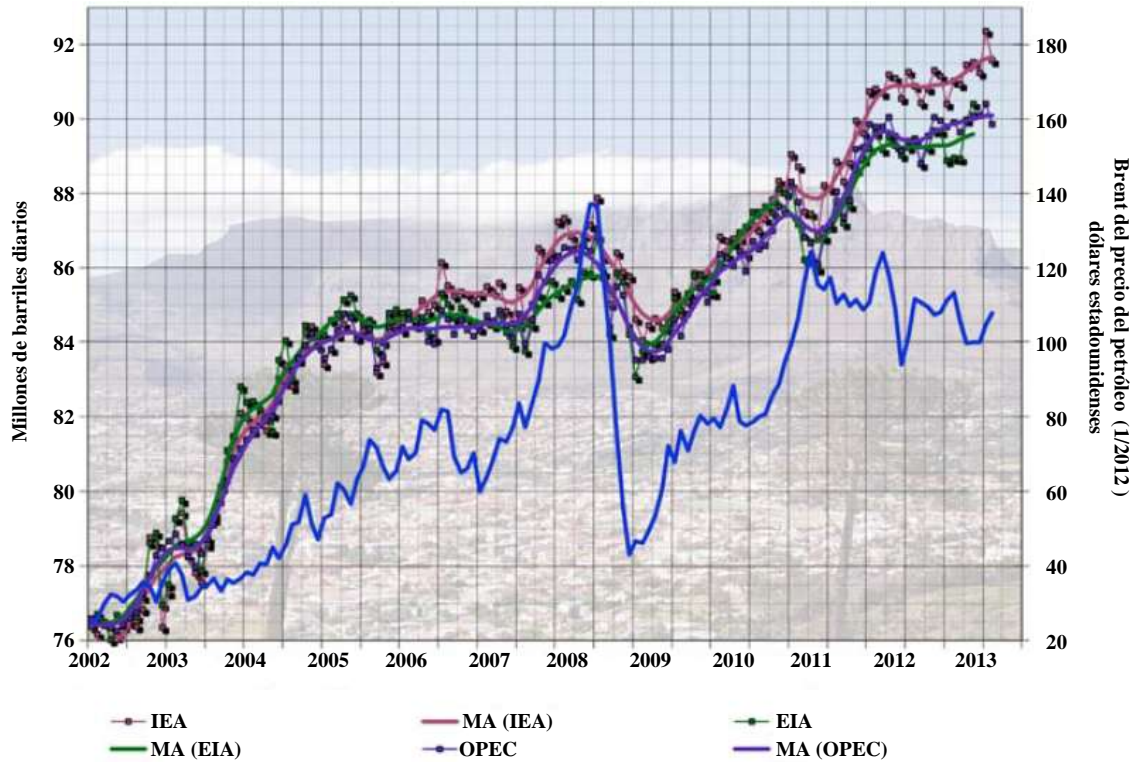
La producción mundial de petróleo ha aumentado sin cesar desde la mitad del siglo pasado (con ligeros valles debidos a la primera crisis de los años 70, la segunda crisis del petróleo de los años 80 y el último, que afectó a la producción sólo en 2008 y 2009). Ahora bien, tal aumento de producción no ha impedido que los precios del crudo sigan subiendo. La gráfica siguiente, elaborada por Stuart Staniford, profesor de estadística y computación en Cornell University¹¹, es significativa al respecto, porque compara la producción mundial (escala de la izquierda) con la curva de precios desde 2002 hasta 2013, que ya conocemos (escala de la derecha). Por lo que se refiere a la etapa más reciente, desde 2012, la gráfica muestra una relación más clara entre precios y producción, ya que el incremento último de la producción está probablemente manteniendo la meseta de precios en torno a los 110 dólares por barril,

¹⁰ En cambio, la producción sería más sensible a las caídas de precios: así, algunos proyectos de extracción *offshore* serían inviables económicamente con precios del crudo por debajo de 80 dólares, por ejemplo.

¹¹ Véase el artículo de 27 septiembre 2013 en el blog Early Warning, <http://earlywarn.blogspot.com.es/2013/09/monthly-oil-supply-update.html>. Las cantidades en millones de barriles no coinciden con las indicadas en este estudio porque aquí se utiliza el criterio de contabilidad del *BP Statistical Review of World Energy*.

debido a mayor extracción en países como Arabia Saudita, Canadá, Estados Unidos de Norteamérica, Irak, Kuwait y Rusia.

COMPARACIÓN ENTRE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO Y PRECIOS INTERNACIONALES DEL CRUDO, 2002-2013



FUENTE: Stuart Staniford, Cornell University.

Aunque la producción global aumenta, los países considerados individualmente suben o bajan su *output* (producción) atendiendo a diversos factores, lo que es relevante desde el punto de vista geoestratégico. Si observamos la producción por países, existen tres tipos de fenómenos que hacen descender históricamente la extracción de crudo: (1) las crisis prolongadas que afectan gravemente a un Estado; (2) las crisis puntuales que hacen disminuir la producción para luego recuperarse; y (3) el agotamiento de yacimientos que hace descender gradualmente las explotaciones en ese país.

- 1) Las mayores debacles que se observan en las últimas décadas son las que afectaron a Rusia tras la desaparición de la Unión Soviética, y la que aquejó a Irak desde 1990. Al comienzo de esa década, Rusia producía más de nueve millones de barriles al día (b/d), después pasó a producir una media de seis millones hasta que, bien entrados los años 2000, pudo volver a la cifra anterior y luego superarla. Irak, por su parte, produjo más de 2 millones b/d en 1990 y, tras la primera guerra contra Saddam Hussein, descendió su producción a una media de 500 mil b/d a lo largo de los años siguientes, para regresar al primer nivel indicado solo en el año 2007.

- 2) Las crisis puntuales hacen descender la producción en forma de V, ya que una caída rápida durante el mismo año en que se sufren guerras o incidentes graves se recupera poco después. El efecto que tienen estas crisis sobre los precios mundiales es visible a través de pequeños saltos en la curva. Un suceso destacable en este sentido fue la ocupación iraquí de Kuwait y la guerra que siguió. Antes de la ocupación, Kuwait producía 1.4 millones b/d, pero en 1991 solo pudo generar 185 mil b/d, aunque en 1992 fue capaz de volver a su producción previa. La huelga de PdVSA, y el conflicto subyacente por el que Chávez quería tomar el control de la compañía estatal, hizo descender la producción de Venezuela por debajo de tres millones b/d en 2002 y 2003 para volver a superar esa cantidad en 2004. La guerra civil en Libia cortó prácticamente la producción en 2011, de manera que en 2010 Libia produjo 1.6 millones b/d, en 2011 solamente 479 mil b/d, para volver en 2012 a 1.5 millones¹².

- 3) Otra situación relevante, aunque menos visible en la prensa, es el descenso gradual y deliberado de la producción de un país cuando verifica que tiene unas reservas limitadas. El cálculo del petróleo que queda en los yacimientos de un

¹² Aunque la producción en Libia ha caído de nuevo en el verano de 2013. Los datos citados en esta sección están tomados del *BP Statistical Review of World Energy*, nota 3 *supra*.

país se hace a través de la relación R/P (reservas probadas divididas por la producción anual), que da los años restantes de producción al ritmo actual. Cuando esa relación es en torno o menor a 10 años, entonces los países concernidos hacen bajar la cadencia de explotación y producen menos petróleo, con el fin de conservar en la medida de lo posible lo que resta con fines estratégicos, económicos, etcétera. Esta es la situación que están viviendo los siguientes países, todos los cuales tienen una relación R/P de unos 10 años o menor, para los que se da cifras de producción de dos años de referencia, 2002 y 2012 (la producción ha bajado paulatinamente en esta última década): Argentina, 0.9 y 0.6 millones b/d; Indonesia, 1.2 y 0.9; México, 3.5 y 2.9; Noruega, 3.3 y 1.9; y el Reino Unido, 2.4 y 0.9¹³. Un fenómeno similar (aunque a mayor escala) ocurrió con Estados Unidos de Norteamérica, que produjo más en la década de 1970 (una media en torno a 10 millones (M) b/d) que en la década de 1980 (9 M b/d), más en esta última que en los años 1990 (8 M b/d), y más en esos años que en los 2000 (7 M b/d), para volver a subir su producción solamente en los años 2010 a partir de la explotación de *shale oil*. Es cierto que en 2012 Estados Unidos de Norteamérica produjo 8.9 M b/d volviendo a niveles de los años 1980, gracias a esa fuente no convencional (se calcula que el incremento de producción del 14% con respecto a 2011 proviene de esa fuente, que da lugar al *light tight oil*, LTO). Pero la afirmación de que Estados Unidos de Norteamérica es “autosuficiente” es exagerada por el momento. En 2012 importó 8.5 M b/d, una cantidad similar a lo que produjo. En realidad, Estados Unidos de Norteamérica puede caminar hacia la autosuficiencia energética si sigue ampliando la explotación de esa fuente pero, en la situación actual, la noticia es que Estados Unidos de Norteamérica extrajo más petróleo del que importó en 2012, un hecho que no ocurría desde mediados de la década de 1990.

¹³ Las situaciones en Argentina y México podría cambiar con el *shale oil*, ya que sus reservas convencionales eran de 2.5 y 11.4 miles de millones de barriles respectivamente en 2012, mientras que estimaciones de la EIA de Estados Unidos de Norteamérica les atribuyen 27 y 13 más de *shale oil* respectivamente. Véase la nota 20 *infra*.

En el lado opuesto, hay países que producen cada vez más crudo, lo que ha llevado al aumento señalado de la producción mundial. Este aumento fue muy visible a lo largo de los años 2000 cuando diversos exportadores clave acrecentaron su producción para intentar satisfacer la demanda global. Tanto Irak como Rusia dejaron atrás sus problemas de la década de 1990 e incrementaron sus respectivas producciones. Igualmente, Irán ha vuelto a extraer en los años 2000 por encima de los cuatro millones b/d, un nivel que no alcanzaba desde antes de la llegada de Jomeini al poder en 1979. Por su parte, Arabia Saudita elevó su ritmo de producción entre 2003 y 2007, para responder a la demanda mundial, y ha vuelto a hacer lo mismo los últimos años, alcanzando 11.5 millones b/d en 2012, una cifra nunca obtenida antes por este país. En gran medida, Arabia Saudita se vio obligada a llegar cerca de su máxima capacidad en 2012 debido al embargo europeo y estadounidense sobre el petróleo iraní, que fue seguido por algunos países asiáticos. Esto ha hecho que la capacidad extra de producción mundial (*spare capacity*) haya descendido. La evolución de ese “colchón” se redujo mucho durante los años 2003 a 2008, se restableció en 2009 y 2010 con la crisis, y ahora ha vuelto a descender¹⁴.

Una cuestión clave que nadie ha respondido todavía es si el descenso de esa capacidad extra en 2012 continuará en los años próximos (como ocurrió durante varios años antes de 2008) o bien se corregirá, y esto añade volatilidad a los precios. En tales circunstancias, hay que preguntarse si Arabia Saudita puede seguir ejerciendo en la actualidad y en el futuro el papel que tradicionalmente se le atribuye en este mercado. Es una asunción general en el mundo del petróleo que Arabia Saudita y otros miembros de la Organización de Países productores de Petróleo (OPEP) pueden hacer aumentar y descender sus cuotas de producción para ayudar a fijar los precios internacionales del crudo a unos niveles convenientes para los diversos actores, tras

¹⁴ Véase US EIA (2013), *Short Term Energy Outlook*, octubre, http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/steo_full.pdf. Consciente del efecto psicológico sobre los precios internacionales del crudo que tiene el margen de *spare capacity*, la ley que firmó Obama en 2011 para imponer sanciones económicas a Irán obligó a la publicación cada dos meses de esta capacidad extra.

una “llamada” de los consumidores (*call on OPEC*)¹⁵. Los países productores quieren precios altos, pero no tanto que lleguen a poner en dificultades a los consumidores (o “maten la gallina de los huevos de oro”)¹⁶, mientras que los que se encuentran en el otro extremo de la ecuación desearían precios más bajos. Ahora bien, este mecanismo de fijación de precios ha sido desbordado desde hace una década debido a que la demanda mundial tiene muy diversos orígenes (países industrializados, emergentes, de distintas geografías) y crece sin parar. En este sentido, la flexibilidad de Arabia Saudita para jugar el papel de “hacedor de los precios” (*price-maker*) es, probablemente, cada vez menor. De hecho, su parte en la producción mundial ha aumentado hoy con respecto a los años 2000 (ha pasado del 12 al 13% del total), aun cuando esa producción global estaba creciendo, lo que, unido al hecho que se encuentra cerca de su nivel máximo histórico de extracción, puede significar que no queda mucha capacidad residual¹⁷.

Los diversos aumentos en la producción de los países mencionados han conducido a sucesivos récords anuales de extracción y consumo mundial, culminando con tres seguidos en 2010 (83.2 M b/d), 2011 (84.2 M b/d) y 2012 (86.1 M b/d). El siguiente cuadro contiene una lista de los primeros productores mundiales de petróleo en 2012, siempre según las cifras de *British Petroleum* (BP).

¹⁵ Nota de US EIA sobre “What drives crude oil prices?”, <http://www.eia.gov/finance/markets/>, y sobre “Spare capacity and call on OPEC”, http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/world_oil_market.cfm.

¹⁶ Esta expresión es usada por P. Stevens y M. Hulbert (2012), “Oil prices: energy investment, political stability in the exporting countries and the OPEC’s dilemma”, Chatham House, http://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/1012pp_opec.pdf.

¹⁷ La mayor parte de los observadores estima, a diferencia de lo que se sugiere aquí, que Arabia Saudita tiene todavía una gran capacidad como *price-maker*: véase Giacomo Luciani (2010), “From Price Taker to Price Maker: Saudi Arabia and World Oil”, *Rahmaniah Occasional Paper*, n° 3 <http://www.princeton.edu/~gluciani/pdfs/Saudi%20Arabia%20and%20the%20World%20Oil%20Market.pdf> Otros autores piensan que Irak y otros exportadores pueden igualmente aumentar su capacidad (a pesar de sus problemas de seguridad), véase http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/The_Oil_Market_2030.pdf.

**MAYORES PRODUCTORES DE PETRÓLEO:
PORCENTAJES DE PRODUCCIÓN MUNDIAL EN 2012**

País	%
Arabia Saudita	13.3
Rusia	12.8
Estados Unidos de Norteamérica	9.6
China	5.0
Canadá	4.4
Irán	4.2
Emiratos Árabes Unidos	3.7
Irak	3.7
Kuwait	3.7
México	3.5
Venezuela	3.4
Nigeria	2.8
Brasil	2.7

FUENTE: Real Instituto Elcano.

A pesar del aumento de producción desde el año 2000 y en particular en 2011 y 2012 (y también 2013 según los datos disponibles), el mercado mundial sigue sometido a un gran estrés por el impulso todavía mayor de la demanda de los emergentes. Este contexto es el que lleva a considerar con mucho cuidado las consecuencias sobre el precio del petróleo de cualquier acontecimiento internacional en el momento presente, particularmente en la región de Oriente Medio. Más que nunca, cualquier crisis o interrupción en la explotación o transporte de crudo puede conllevar un efecto pernicioso, teniendo en cuenta que los precios de partida son altos y el mercado del petróleo está sometido a grandes tensiones. La guerra en Libia hizo bajar su producción durante 2011, y las sanciones de Estados Unidos de Norteamérica y la UE a Irán provocaron un descenso de la producción de este país de un 16% en 2012.

Aunque Siria solo extrajo ese mismo año el 0.2% del petróleo mundial, la guerra civil había ocasionado una reducción a la mitad con respecto a la producción del año anterior, lo que infundió temores sobre los mercados del petróleo, que creyeron posible por momentos un contagio indeseable sobre la región¹⁸. Afortunadamente, las relaciones de la Administración Obama con el nuevo gobierno iraní de Hasan Rohaní hacen esperar una cierta relajación de los riesgos más inmediatos en la zona. Pero una indeseable derivación del conflicto sirio en el futuro, un ataque aéreo a Irán (que ahora parece más improbable), un hipotético bloqueo del Estrecho de Ormuz, por donde circula el 35% del transporte marítimo mundial de crudo¹⁹, incidentes en los países productores del Golfo o incluso una interrupción del paso en el Canal de Suez supondrían probablemente escaladas insoportables de los precios del petróleo.

En consecuencia, los altos precios y el auge de la demanda global de crudo, unidos a la necesidad de las economías de renta alta de consolidar su recuperación del crecimiento, obligan hoy más que nunca a un tratamiento muy prudente de las crisis internacionales que tengan un impacto en el mundo del petróleo. Esto no quiere decir, por supuesto, que Estados Unidos de Norteamérica aceptó un acuerdo para el desarme químico de Siria o decidió avanzar en una nueva fase de relaciones con Irán por esta razón en exclusiva, pero sin duda tal consideración ha contado junto con otros factores en dichas evoluciones políticas.

Evolución futura de la oferta y la demanda de petróleo

Mirando al largo plazo, la evolución de la oferta y la demanda mundiales marcarán la dirección de los precios del petróleo en el futuro. Para realizar un análisis prospectivo

¹⁸ Gonzalo Escribano (2013), “La crisis siria reafirma la centralidad energética de Oriente Medio”, Comentario, Real Instituto Elcano, 11/IX/2013, http://www.realinstitutoelcano.org/wps/portal/rielcano/contenido?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/elcano/elcano_es/programas/energiacambioclimatico/publicaciones/comentario-escribano-isis-siria-centralidad-energetica-oriente-medio.

¹⁹ Félix Arteaga y Gonzalo Escribano (2012), “Irán y el cierre del Estrecho de Ormuz: analizando los riesgos militares y energéticos”, ARI nº 5/2012, Real Instituto Elcano.

de la oferta, ante todo hay que considerar las reservas probadas. El cuadro siguiente contiene los países que disponían a finales de 2012 más del 5% de las reservas mundiales, así como datos comparativos de años anteriores.

RESERVAS MUNDIALES DE PETRÓLEO POR PAÍSES
-Porcentaje-

Año	2003 ^{a/}	2009 ^{b/}	2012 ^{c/}
Venezuela	6.8	12.9	17.8
Arabia Saudí	22.9	19.8	1.9
Canadá	1.5	2.5	10.4
Irán	11.4	10.3	9.4
Irak	10.0	8.6	9.0
Kuwait	8.4	7.6	6.1
Emiratos Árabes Unidos	8.5	7.3	5.9
Rusia	6.0	5.6	5.2

a/ Véase BP 2004 (datos de 2003),

http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/S/statistical_review_of_world_energy_full_report_2004.pdf.

b/ Véase BP 2010 (datos de 2009),

http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf.

c/ Véase BP 2013 (datos de 2012), http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf.

FUENTE: BP Statistical Review of World Energy 2004, 2010 y 2013.

En estas listas se muestra que las estimaciones para Canadá y Venezuela han aumentado drásticamente, lo que ha alterado el panorama de las reservas en todo el mundo. Primero fueron las arenas de bitumen en Alberta, Canadá, que fueron explotables a partir del cambio de siglo, debido a avances tecnológicos y a los precios rampantes del petróleo. Después fueron los descubrimientos de crudo extrapesado en la cuenca del Orinoco en Venezuela, igualmente difícil de explotar y destilar, pero ya contabilizable como reservas probadas. Estas dos nuevas fuentes no están exentas de problemas porque las arenas bituminosas son difíciles de procesar y dan lugar a petróleo sintético que hay que transportar en dirección a las grandes refinerías que Estados Unidos de Norteamérica tiene en el Golfo de México²⁰, y el petróleo

²⁰ Estados Unidos de Norteamérica mantiene una estructura industrial planeada para transformar el petróleo del sur del país o para importar crudo hasta allí, mientras que no está preparado para exportar el petróleo procedente de sus pizarras bituminosas, o para utilizar el procedente de Canadá. El proyecto para construir un gran oleoducto desde Canadá al Golfo de México, donde están las refinerías con mayor capacidad, se encuentra detenido por razones medioambientales y sociales.

extrapesado de Venezuela es un “crudo asfáltico” para el que hay que emplear un proceso industrial costoso y exigente si quiere obtenerse una amplia gama de productos. Esto solo puede conseguirse en refinerías bien preparadas para ese fin, como son las de Estados Unidos de Norteamérica o lo serán las nuevas grandes refinerías que se están construyendo en el Asia emergente²¹.

Con todo, estos dos hallazgos permiten elaborar hoy una nueva localización de las reservas mundiales, que se sitúan más de un 30% en el continente americano, mientras que la región de Oriente Medio guarda ahora menos del 50% mundial desde el 60% que se estimaba hace sólo 10 años. Este fenómeno ha hecho a Paul Isbell y a otros expertos predecir una mayor fortaleza estratégica de Estados Unidos de Norteamérica y del espacio atlántico en el futuro, ya que será menos dependiente del petróleo de Oriente Medio²². Con ser absolutamente cierta esta observación, la región del Golfo seguirá siendo crucial porque mantiene todavía la mitad de las reservas del mundo y porque tanto Asia industrializada como Asia emergente importan casi todo su petróleo de esa sensible zona. En la actualidad, el 85% de las exportaciones de crudo desde la región del Golfo se dirigen a Asia, que seguirá demandando más. Esto hará que Estados Unidos de Norteamérica mantenga su papel estratégico en la región como garante de la seguridad, aunque la proporción de crudo que importe directamente desde Oriente Medio para su consumo sea cada vez menor. Sin duda, los grandes beneficiados de las nuevas reservas descubiertas en América serán Estados Unidos de Norteamérica y otros países del hemisferio occidental. Aunque China está tomando también posiciones en Venezuela de cara al futuro, teniendo en cuenta el enorme potencial energético de este país. Venezuela ha seguido vendiendo la mayor parte de su petróleo a Estados Unidos de Norteamérica incluso en momentos de tensión política, pero los regímenes bolivarianos están concluyendo acuerdos de largo plazo con China, la cual, al mismo tiempo, está promocionando la idea de un segundo

²¹ Agradezco a Ana Cuberta y otros expertos de CEPSA sus comentarios sobre cuestiones técnicas. Cualquier error es solo atribuible al autor.

²² Paul Isbell (2012), *Energy and the Atlantic: The Shifting Energy Landscape of the Atlantic Basin*, German Marshall Fund of the US.

canal transoceánico en Nicaragua para favorecer el transporte de petróleo hacia el oeste y el de mercancías hacia el este en el futuro.

Hasta aquí las reservas probadas que incluyen en la definición más común los yacimientos convencionales, las arenas bituminosas y el petróleo extrapesado, pero no el *shale oil* contenido en pizarras o esquistos bituminosos. Aunque este recurso es importante, hay que poner en su justa dimensión su verdadero alcance. Según la EIA de Estados Unidos de Norteamérica, el conjunto de *shale oil* técnicamente extraíble en 2012 (que no quiere decir económicamente rentable todavía) ascendía a 345 mil millones de barriles en el mundo, lo que suponía una quinta parte de las reservas probadas de otras fuentes. Las reservas de *shale oil* cambian poco el panorama mundial de países “bendecidos” por el petróleo, aunque sí tienen relevancia para Rusia, Estados Unidos de Norteamérica y China, que son por este orden los Estados con más cantidad de reservas de *shale oil*. La siguiente lista pone en relación las reservas convencionales de los países mencionados en el cuadro anterior *supra* (allí se daban porcentajes del total mundial, aquí se cifran las reservas en miles de millones de barriles), y las reservas de *shale oil*, añadiendo a Estados Unidos de Norteamérica y China.

**COMPARACIÓN DE LAS RESERVAS CONVENCIONALES Y LAS
RESERVAS DE SHALE OIL CALCULADAS EN 2012
-En miles de millones de barriles-**

País	Reservas convencionales	Shale Oil
Venezuela	297	13
Arabia Saudita	265	-
Canadá	173	9
Irán	157	-
Irak	150	-
Kuwait	101	-
Emiratos Árabes Unidos	97	-
Rusia	87	75
Estados Unidos de Norteamérica	35	58
China	17	32
Total mundial	1 669	345

FUENTE: US EIA (2013), *Technically recoverable shale oil and shale gas resource*, junio,

<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf?zscb=24996407>.

Además de los datos mencionados sobre reservas probadas y *shale oil*, existe un debate más especulativo que enfrenta a un sector optimista acerca del petróleo que queda en el mundo con otro pesimista. Los argumentos de los optimistas son, entre otros: (1) el crudo residual en antiguos yacimientos convencionales puede extraerse con nuevas técnicas; (2) aparte del *shale oil* técnicamente extraíble descubierto en ciertos países, existen muchos otros lugares donde todavía no se ha investigado ese recurso, como los grandes productores del Golfo; y (3) el deshielo en el Ártico permitirá descubrir nuevos yacimientos. En el lado pesimista se apunta que el cálculo de las reservas es artificioso y los intereses estatales inflan las cifras publicadas²³ y se indica asimismo que se habría alcanzado ya el pico histórico de producción (*peak oil*), por lo que a partir de ahora la cantidad de crudo ofertada no hará sino descender²⁴. Estas mismas posiciones acentúan los problemas medioambientales: los métodos de extracción a partir de arenas y pizarras bituminosas requieren inversiones enormes y son altamente agresivos con el entorno²⁵, y el *fracking* para extraer *shale oil* y *shale gas* provoca consecuencias visibles que llevan a un rechazo social. En Europa, por ejemplo, este método encuentra un amplio rechazo de la opinión pública en Alemania, Francia y el Reino Unido, y en países donde era aceptado, como Polonia, que veía en el *shale gas* una forma de superar su dependencia energética, no existe consenso científico sobre la importancia de los yacimientos²⁶.

Junto con las reservas mundiales, hay que mirar también la evolución de la demanda global en el largo plazo. En este punto todas las estimaciones coinciden en subrayar que el aumento de la demanda provendrá de los países emergentes, mientras que las economías maduras habrían tocado techo en sus necesidades de energía: pueden alterar su mix energético (favorecer algunas renovables, generar más electricidad,

²³ Véase por ejemplo Eric Laurent(2007), “La cara oculta del petróleo”, Arcopress.

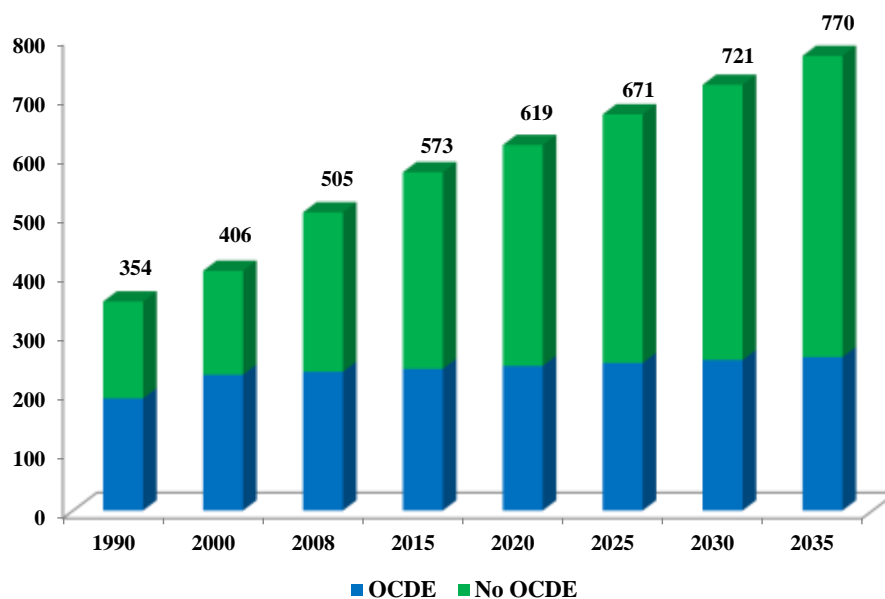
²⁴ Hay mucha literatura y páginas en Internet sobre *peak oil*: por ejemplo, www.peakoil.net.

²⁵ Sobre el impacto medioambiental de la explotación de arenas bituminosas, véase por ejemplo: <http://faircompanies.com/blogs/view/las-arenas-petroleo-redibujan-el-mapa-energetico/>.

²⁶ Sara Miller Llana (2013), *As Poland's fracking future turns cloudy, so does Europe's*, *Christian Science Monitor*, 24/VII/2013.

etcétera), pero las necesidades crecerán poco. Según el último *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía, la demanda de petróleo proveniente de los países no-OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) seguirá creciendo, y el aumento de la demanda de China será igualado por India a partir de 2020²⁷. De acuerdo con la siguiente gráfica elaborada por la *Energy Information Administration* (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos de Norteamérica, el consumo mundial de energía aumentará un 50% aproximadamente entre 2008 y 2035, es decir, un 2% anual. El dato realmente chocante es que casi todo ese aumento (más del 90%) se producirá en los países no-OCDE. Hay que tener en cuenta que estamos hablando de magnitudes enormes. Según la misma proyección, el mundo necesitará en 2035 aproximadamente el doble de energía que consumía en el año 2000. El consumo actual es con gran diferencia el más alto de la historia; por consiguiente, el incremento previsto supondrá un gran estrés sobre fuentes fósiles y no fósiles de energía.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA, PROYECCIÓN 1990-2035 -Cuatrillones de BTU-



FUENTE: US Department of Energy, Energy Information Administration.

²⁷ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2013*, 12/XI/2013, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013_Executive_Summary_Spanish.pdf.

Obviamente, dicha predicción debe ser matizada por la incertidumbre política, que introduce una prima de riesgo sobre el futuro de los emergentes, una cuestión sujeta a debate en las relaciones internacionales actuales. El enorme crecimiento de la demanda de energía en esos países es simplemente una proyección de tendencias. Todo cambiaría si aparecen problemas en esos actores. En efecto, si los emergentes sufren crisis internas o detienen su crecimiento por cualquier otro motivo, entonces la demanda mundial del petróleo caería y, con ella, los precios²⁸.

Pero si esa tendencia se confirma, el gran crecimiento previsto de la demanda mundial debe hacernos temer nuevos choques de precios en el porvenir. En efecto, hasta aquí hemos visto que las reservas probadas de petróleo (oferta futura) han crecido en los últimos 20 años. Desde el comienzo de siglo XXI, en efecto, las reservas probadas de petróleo fueron creciendo de manera consistente (desde 1.258 miles de millones de barriles en 2000 hasta 1.669 miles de millones en 2012) debido a descubrimientos como los de Canadá y Venezuela. Este aumento de las reservas hizo calcular que quedaba petróleo para 41 años en 2003, para 45.7 años en 2009 y para 52.9 años en 2012, siempre al ritmo de consumo en cada momento (¡que era creciente!). Sin embargo, este dato, que parece tranquilizador, no calmó a los mercados durante ese período de tiempo, ya que el precio del barril subió de manera desmedida con la demanda.

Como hemos visto en la gráfica: *Comparación entre la producción mundial de petróleo y precios internacionales del crudo, 2002-2013 supra*, el fuerte aumento de la producción en 2011, 2012 y 2013 está manteniendo los precios en la meseta de los 110 dólares, por lo que la mayor extracción alivia la presión sobre los precios en condiciones de demanda y consumo crecientes. Pero este mismo fenómeno de expansión de la producción sucedió entre 2004 y 2007, como se ve en la misma

²⁸ Este escenario ha sido identificado por algunos observadores: Standard Chartered (2013), Energy – A long term view, p. 6, <http://www.standardchartered.com/en/resources/global-en/pdf/Research/Energy-A-long-term-view.pdf>.

gráfica, y ese período fue seguido por el gran pico de 2008. En aquellos años, la capacidad extra de producción de la OPEP se redujo, como está ocurriendo ahora. Paradójicamente, una mejora del crecimiento en las economías maduras en los próximos años puede provocar un aumento marginal de la demanda mundial de crudo que produzca un rebrote de los precios, lo que podría tener un efecto negativo sobre nuestras economías. En un escenario de petróleo más caro incluso que hoy, probablemente los países emergentes tendrían más resistencia, ya que disponen de liquidez, mientras que las economías de renta alta tendrían dificultades para seguir el nuevo ritmo de los precios debido a los problemas de deuda pública y privada, que están teniendo una pesada digestión. En todo caso, una situación como la descrita plantearía tensiones internacionales en el mediano plazo y sería en esos momentos cuando la seguridad global podría verse afectada por la competencia por recursos escasos extremadamente caros, abriendo la puerta a posibles choques armados por el control del petróleo²⁹.

Estas consideraciones deben hacernos temer escenarios de nuevas alzas sostenidas de los precios, sobre todo si la demanda global continúa empujando y la producción, que está cerca de su máxima capacidad, se ve afectada por crisis internacionales o incidentes, o también escenarios de nuevos picos, reproduciendo los esquemas de precios de los años 2000. Algunos expertos han vaticinado precios de 200 dólares/barril o más en algunas condiciones³⁰. Aunque existen otras predicciones muy elaboradas que, por el contrario, auguran caídas del precio del crudo. Ahora bien, tradicionalmente se observa una curiosa constante en los estudios del petróleo: las

²⁹ Véase G. Bridge y P. Le Billion (2012), *Oil, Polity Press*; y P. Le Billion (2012), *Wars of plunder: conflicts, profits and the politics of resources*, Hurst/Columbia UP.

³⁰ Véase, entre otros, Mamdouh Salameh (2013), “*China: the ultimate decider on crude oil prices*”, *USAEER Working Paper*, n° 13-141, 30/IX/2013. Una noticia relacionada se encuentra en *South China Morning Post*, 14/X/2013, <http://www.scmp.com/business/commodities/article/1331068/oil-price-heading-us200-chinas-imports-set-surge>.

muchas predicciones sobre los precios que han anunciado descensos futuros sistemáticamente se han equivocado³¹.

España en el tablero mundial del petróleo

Como el consumo español de petróleo ha descendido durante la crisis, mientras que otros actores mundiales continuaban su crecimiento, la proporción de nuestro consumo en el total global ha bajado: en 2000, España utilizaba el 1.85% del petróleo del mundo, en 2007 consumía el 1.86% del total mundial (nuestro año récord que no se ha vuelto a alcanzar) y en 2012 solo el 1.5%. De hecho, los 1 mil 277 millones de barriles al día que España utilizó en 2012 nos retrotraen al consumo del año 1997.

Atendiendo a su origen geográfico, el petróleo que España destila en sus refinerías ha tenido diversas procedencias durante los últimos años, según el Informe Estadístico Anual 2012 de la Corporación de Reservas Estratégicas (CORES)³².

³¹ Por ejemplo, el informe *Study on oil refining and oil markets*, encargado por la Comisión Europea, elaborado por Purvin y Gertz y publicado en enero de 2008, decía (p. 5): “*crude prices will stabilize in a range of \$50-55/barrel in 2007-dollar terms*” (véase también la figura II-19, p. 27 del mismo estudio):

http://ec.europa.eu/energy/oil/studies/doc/2008_01_oil_refining_oil_markets.pdf . Esta era su predicción solo unos meses antes del mayor pico histórico de los precios del crudo.

³² CORES, Informe Estadístico Anual 2012, http://www.cores.es/pdf/Informe_Estadistico_Anual_2012.pdf.

**ORIGEN DEL CRUDO IMPORTADO POR ESPAÑA 2008-2012,
SEGÚN CORES**

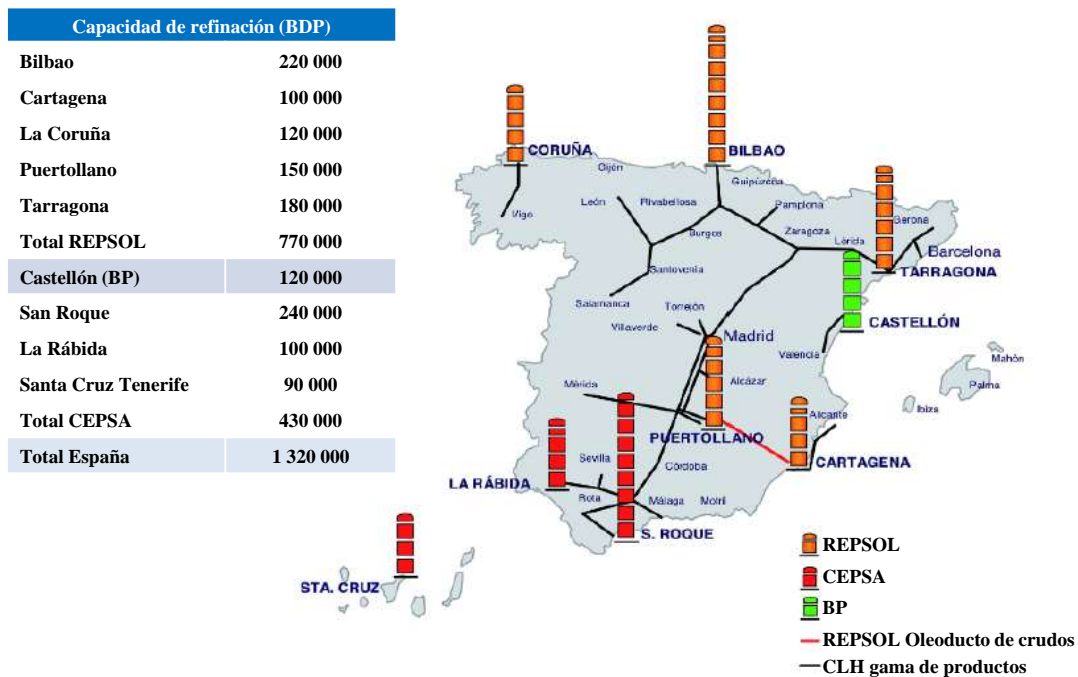
	2008	2009	2010	2011	2012	Estructura (%)
OPEP	30 537	29 199	31 535	28 829	33 316	56.7
Nigeria	5 045	5 398	5 579	6 914	8 414	14.3
Arabia Saudita	6 397	5 807	6 571	7 661	7 848	13.3
Irak	1 834	2 250	1 905	3 863	4 933	8.4
Libia	5 957	5 041	6 826	1 159	4 882	8.3
Venezuela	1 872	2 680	789	419	2 574	4.4
Angola	827	672	1 112	696	1 920	3.3
Argelia	1 627	1 081	1 010	537	1 644	2.8
Irán	6 803	6 270	7 671	7 493	1 101	1.9
Resto OPEP	175	-	72	87	-	-
No-OPEP	27 971	23 098	20 926	23 318	25 491	43.3
Europa	12 238	11 203	9 331	9 554	9 286	15.8
Rusia	8 811	8 201	6 665	7 977	8 201	13.9
Otros Europa	3 427	3 002	2 666	1 577	1 085	1.8
México	7 710	5 567	5 928	6 135	8 662	14.7
Colombia	-	76	74	1 292	3 287	5.6
Otros África	3 482	1 900	1 521	2 129	1 400	2.4
Brasil	306	236	667	690	576	1.0
Resto No-OPEP	4 235	4 026	3 405	3 518	2 280	3.9
Total	58 508	52 297	52 461	52 147	58 807	100.0

FUENTE: Real Instituto Elcano.

En 2012 existían cuatro fuentes principales del crudo con proporciones similares: México (14.7%), Nigeria (14.3%), Rusia (13.9%) y Arabia Saudita (13.3%). En un segundo escalón aparecen otros proveedores como Irak, Libia y Venezuela. Por tanto, las compras de crudo que hace España están bastante diversificadas. En el cuadro anterior se observa que el origen geográfico cambia año tras año, debido a diversos factores. Así, están creciendo las importaciones de crudo de Argelia, Angola, Colombia y Nigeria, este último proveedor aquejado de un riesgo real por la piratería en zonas del Golfo de Guinea. En otros casos las importaciones disminuyen por razones localizadas. Los conflictos y las restricciones en el origen reducen las compras de algunos productores, como se aprecia en el descenso de la cantidad adquirida a Libia en 2011 y a Irán en 2012. En estos casos, los operadores españoles deben buscar fuentes alternativas. Pero, en principio, esto no es un problema, ya que el mercado internacional del petróleo es global y competitivo. Las compañías españolas que operan las refinerías pueden utilizar el petróleo extraído por las propias empresas en los yacimientos que explotan (aunque esto no es lo más frecuente),

pueden comprar crudo en el marco de contratos hechos con Estados proveedores o con compañías estatales dentro de esos países (lo que ofrece ciertas ventajas), o pueden comprar también en el mercado *spot*, es decir cargamentos disponibles en cualquier lugar del mundo que se ofrecen en los mercados del petróleo. En el caso de ser imposible importar de algunos países, los operadores buscarán sustitutivos de otro origen. La decisión de comprar uno u otro crudo para las refinerías españolas no es una decisión política sino empresarial, en la que importa el precio, la calidad del crudo, el valor añadido que se puede obtener, y el tiempo de entrega. Esto quiere decir que, en un mercado como el del petróleo, lo que importa es más el precio, la clase del crudo y la disponibilidad inmediata que la región de origen.

REFINERÍAS DE PETRÓLEO EN ESPAÑA



FUENTE: Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP).

En España existen nueve refinerías, de las que cinco pertenecen a Repsol (Bilbao, Cartagena, Coruña, Puertollano y Tarragona)³³, tres a Cepsa (San Roque/Gibraltar, La

³³ Repsol, Informe Anual 2012, http://memorias.repsol.com/memoria2012/downloads/pdf/es/informeAzul/informeAnual_completo.pdf.

Rábida/Huelva y Santa Cruz de Tenerife)³⁴, y una a BP (Castellón)³⁵, representadas en el mapa elaborado por la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), reproducido aquí³⁶. La empresa CLH está dedicada al transporte y almacenamiento de productos petrolíferos y administra los oleoductos. Por su parte, la corporación CORES, dependiente del Ministerio de Industria, se ocupa de mantener una cantidad establecida de reservas, sobre todo en depósitos situados en las refinerías, que pueden ser utilizadas en momentos de interrupción de suministro, y produce informes del conjunto del sector.

El petróleo destilado en nuestras refinerías da lugar a productos derivados que se venden ante todo en el mercado español, pero también se exportan. Igualmente importamos productos del petróleo de los que somos tradicionalmente deficitarios. Recientemente, el sector se ha sumado a la tendencia general hacia la búsqueda de mercados en el exterior. Según el Informe Estadístico Anual de CORES, el balance entre importaciones y exportaciones de productos petrolíferos, que era deficitario en los años anteriores, se ha ido corrigiendo paulatinamente, y en 2012, por primera vez dio un saldo positivo (de sobrepasar 10 mil millones de déficit en 2009, 2010 y 2011 se pasó a un superávit de 692 millones de euros en 2012). Este nuevo enfoque llevó a utilizar el 90% de nuestra capacidad de refinación en ese último año, mientras que en 2010 y 2011 se usaba solo el 80%. De hecho, mientras que en Europa y en Estados Unidos de Norteamérica se cerraban refinerías, en España se invirtió entre 2006 y 2011 para mejorar las nuestras, que ahora cuentan con más capacidad y menos emisiones, lo que ha permitido este salto hacia la exportación³⁷. Desde España

³⁴ Cepsa, Informe Anual 2012, http://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp_Comp/Informe%20Anual%20CEPSA/Informe%20Anual_Ficheros/CEPSA-Informe-Anual-2012.pdf.

³⁵ Actividades de BP en España, <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=2012253&contentId=2018117>.

³⁶ AOP (2010), “La industria del refino en España”. La capacidad aproximada de cada refinería se refiere al año 2010 (fecha del estudio) y no tiene en cuenta posteriores ampliaciones, http://www.aop.es/informes/informes_sector/dossier_la_industria.pdf.

³⁷ AOP (2013), “Europa y Estados Unidos de Norteamérica cierran sus refinerías”, *El Economista*, 3/V/2013, <http://www.aop.es/actualidad/fichaNoticia/10788.aspx>.

tradicionalmente se exporta gasolina, sobre todo a Estados Unidos de Norteamérica y a vecinos europeos, y se importa gasóleo de automoción y queroseno. En la actualidad se exportan diversos derivados, incluso gasóleo y asfalto, por ejemplo a África, un producto que se consumía casi por entero en la península durante los años de bonanza.

Del mismo modo que las crisis internacionales y los problemas en el origen pueden sortearse a través de importaciones de fuentes alternativas, el precio del crudo es algo que nadie puede esquivar porque viene establecido por mercados internacionales de referencia. Y aquí radica la verdadera dificultad para España: con una cuota mínima de autoabastecimiento, España importa el 99.8% del petróleo que refina. Es cierto que hemos reducido temporalmente la dependencia energética global del exterior, debido al menor consumo de hidrocarburos durante la crisis y a una mayor producción de electricidad de otras fuentes, pero tales desarrollos recientes no resuelven el fondo del problema hacia el futuro. La necesidad de importar casi todo el crudo que consumimos nos sitúa en una posición de vulnerabilidad frente a los precios internacionales del petróleo. En un contexto mundial de precios altos por las razones indicadas, podrían ocurrir nuevos aumentos graduales o sorpresivos, debidos al empuje continuado de la demanda o a crisis internacionales, por lo que deberíamos introducir dicha posibilidad en nuestros cálculos políticos.

En los últimos meses, España ha iniciado la recuperación económica gracias a esfuerzos muy meritorios, como la disciplina presupuestaria y las reformas, el avance de las exportaciones, el auge del turismo y las remesas, etcétera. El gobierno también está mostrando su interés durante esta etapa en mantener los precios de venta al público de los combustibles lo más ajustados posibles. De hecho, los combustibles para automoción tienen en España uno de los precios más bajos de la UE³⁸, y se han introducido medidas para limitar los márgenes de las distribuidoras. Ahora bien, en esta etapa de franca salida de crisis, la geoestrategia del petróleo y el impacto que ésta

³⁸ Los precios de venta al público son sistemáticamente más bajos que en los países europeos de referencia: véase el capítulo sobre productos petrolíferos en el Informe de CORES citado en la nota 30.

puede tener sobre los precios del crudo es un factor de riesgo añadido que pesa sobre nosotros, sobre el que ni España (ni probablemente ningún otro país del mundo por sí solo) tiene el control en la etapa actual. En estas circunstancias, la opción más razonable es profundizar las medidas de ahorro y eficiencia para complementar las políticas que favorecen el crecimiento. Si el análisis hecho hasta aquí es correcto, ahora tiene más sentido que nunca prepararse para un mundo de altos precios del crudo, a través de políticas e inversiones que mitiguen esa dependencia en el mediano y largo plazo.

Hay tres razones de fondo para limitar la dependencia del petróleo en España. La primera y más evidente es que no disponemos de ese recurso, que tenemos que importar casi en su totalidad. Aunque continúan las prospecciones sobre yacimientos *offshore* y de *shale oil* y *shale gas*, es muy improbable que los descubrimientos cambien sustancialmente la situación. Para paliar esta carencia, y también para competir en un mercado global, las empresas españolas de petróleo y gas están llevando a cabo planes estratégicos de expansión en el *upstream*, adquiriendo derechos de exploración y explotación en otros países. La segunda razón para reducir la dependencia del petróleo es la necesidad de limitar el impacto del consumo de energías fósiles sobre el medio ambiente. Éste es un reto histórico de largo alcance en el que los esfuerzos de los europeos no están acompañados por medidas efectivas en otras regiones, en particular otros grandes emisores como Estados Unidos de Norteamérica y los emergentes asiáticos. Sin embargo, esto no debe hacernos desistir de dar pasos hacia la eficiencia energética y la sostenibilidad³⁹. Pero la tercera razón es de naturaleza más pragmática y se suma de manera contundente a las anteriores: la tendencia alcista de los precios internacionales del petróleo, que exige actuar rápidamente. La combinación de esos tres poderosos motivos debe alentar un profundo debate en España así como la adopción de medidas más firmes. Creer que el

³⁹ Arturo Gonzalo Aizpiri (2012), “La Iniciativa ‘Energía Sostenible para Todos’ y Rio+20”, *Cuadernos de Energía*, nº 37, diciembre, p 56.

momento actual de superación de la crisis no es el adecuado para adoptar tales medidas es erróneo porque una excesiva dependencia del petróleo puede ser un acelerador de futuras crisis, en el caso de que los precios del crudo continúen su escalada.

España debe reducir la dependencia del petróleo

La ecuación política resultante es muy simple: los precios internacionales del petróleo son elevados y pueden serlo más en el futuro, España no dispone de este preciado recurso que debe importar casi en su totalidad, *ergo* una prioridad clave para España debe ser reducir su dependencia del petróleo. Al mismo tiempo, esto no quiere decir renunciar a la industria de refinación, si se confirma la capacidad de exportación apuntada en 2012.

La reducción de la dependencia del petróleo por parte de España es una cuestión compleja y multidimensional. El propósito de este documento de trabajo era llamar la atención sobre los riesgos asociados a la geoestrategia del petróleo en un mercado global expansivo, y apuntar la solución. Una vez expuesto ese objetivo, este trabajo no puede entrar en el estudio detallado de las medidas internas para reducir nuestra dependencia del petróleo, aunque sí puede presentar algunas líneas maestras.

La primera de estas líneas es la necesidad de definir una política nacional ambiciosa dentro del marco europeo. La UE ofrece un marco para tratar la dependencia energética a través de regulaciones, cooperación internacional e intercambio de datos, pero España no puede contentarse con ese marco, sino que debe ir más allá. Aunque el Tratado de Lisboa introdujo una política energética europea, esta política nació limitada por la famosa cláusula del artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la UE, según la cual las disposiciones adoptadas dentro de dicha política “no afectarán al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la

estructura general de su abastecimiento energético”. La Unión ha adoptado diversos textos donde se imbrican la política energética y la política contra el cambio climático, desde la estrategia Europa 2020 de 2007. Entre esos textos, la Comunicación de la Comisión “La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras” de septiembre de 2011, que pretende basar la política energética exterior en la cooperación con los países exportadores, no ha terminado de definir posiciones comunes de los europeos, quizá porque los países más poderosos prefieren mantener sus propias posiciones al respecto⁴⁰. Así, a la hora de negociar la búsqueda de recursos en los productores de petróleo en el *upstream* existe una verdadera competencia entre las compañías internacionales europeas (y con otras de diversos horizontes) apoyadas por sus países de origen. La UE no deja de reconocer la dependencia del exterior y de declarar que ésta seguirá creciendo en el futuro, pero a la hora de la verdad solo ofrece buenas intenciones en relación con los exportadores, sin afrontar realmente los problemas ligados al abastecimiento, ni posibles choques de precios. Por lo que se refiere a la actualización de la Estrategia 2020 llevada a cabo por el “Libro Verde sobre las políticas de cambio climático y energía,” de marzo de 2013⁴¹, tampoco elabora una hoja de ruta clara para atajar el problema de la dependencia. Por estos motivos, la política de Estado de España sobre nuestra dependencia del petróleo no puede contentarse con el marco europeo, ni refugiarse en él, sino que debería ser más realista y más ambiciosa.

La segunda línea de trabajo para reducir la dependencia exterior del petróleo que afecta a España es reconocer que el punto de partida de cada país europeo es distinto, por lo que son necesarias medidas ajustadas para cada caso. Según la Comisión

⁴⁰ Gonzalo Escribano (2012), “La hora de Europa, también en política energética exterior”, Documento de Trabajo nº 2/2012 Real Instituto Elcano: “a las fuerzas centrípetas invocadas por la Comisión se opone la lógica de los intereses nacionales de los Estados miembros más influyentes”, p. 20.

⁴¹ Comisión Europea (2013), “Libro Verde: Un marco para las políticas de clima y energía en 2030”, COM(2013)169 final, 27/III/2013. Véase Alfonso González Finat(2013), “Energía UE 2030: nuevos objetivos, ¿nuevos compromisos?”, Cuadernos de Energía, nº 39, junio, p. 60.

Europea y Eurostat, estos son los datos del *mix* energético total y la relación de dependencia del exterior para España y otros países relevantes entre 2006 y 2010⁴².

**DEPENDENCIA DEL EXTERIOR Y CONSUMO DE ENERGÍA POR FUENTES
EN ALGUNOS PAÍSES EUROPEOS, 2006-2010**

-En porcentaje-

	Gas	Petróleo	Nuclear	Renovables	Carbón	Dependencia
Alemania	23	34	11	8	24	60
España	23	48	11	8	10	80
Francia	15	33	42	7	5	51
Italia	38	43	0	8	9	85
Portugal	16	52	0	18	10	81
Reino Unido	38	36	8	3	16	24

FUENTE: Comisión Europea.

En cuanto a la dependencia, destacan las altas cifras para España, Italia y Portugal. La escasa dependencia del exterior del Reino Unido tenderá a crecer, al agotarse los recursos de petróleo y gas en el Mar del Norte, fenómeno que ya se ha mencionado *supra*. La dependencia de Francia es baja debido a la apuesta por la energía nuclear. En cuanto al mix energético de cada país, para Alemania, el carbón sigue siendo protagonista, mientras Francia ha fiado su autonomía energética a las centrales nucleares. Italia y Portugal, en cambio, han optado por no disponer de esa fuente, lo que el primero compensa con enormes importaciones de gas, sobre todo de Argelia, y el segundo a través de un uso intensivo de algunas renovables: cabe destacar por ejemplo que Portugal es el segundo país europeo tras Dinamarca en obtener su electricidad de la fuerza eólica (un 17%).

Está claro a partir del cuadro anterior que España tiene una dependencia excesiva del petróleo, comparada con otros países europeos. Es importante subrayar que esta dependencia se refiere al consumo total de energía, que incluye por supuesto petróleo y gas, pero no a la electricidad, porque España se acerca a la autosuficiencia en producción eléctrica. Esto hace que en la cuantificación de la seguridad energética

⁴² European Commission (2013), *Member States' energy dependence: an indicator-based assessment*, *European Economy Occasional Paper n° 145*, abril, http://ec.europa.eu/economy_finance/publications/occasional_paper/2013/pdf/ocp145_en.pdf#page229.

que hace la UE, teniendo en cuenta las diversas fuentes de energía, España reciba una calificación solo ligeramente negativa (mejor que la de Italia, por ejemplo), mientras que solo algunos Estados miembros obtienen valores positivos⁴³. Para atajar la reiterada dependencia del petróleo, un objetivo razonable sería intentar descender hacia un porcentaje en torno al 70% en el mediano plazo, a través de medidas *ad hoc* orientadas justamente a las causas.

Precisamente, la gran dependencia española del petróleo tiene razones históricas y estructurales. Por un lado, somos un país de tránsito para viajeros y mercancías del Norte de África y de Portugal (pero también Francia tiene una posición geográfica análoga). Por otro lado, el transporte por carretera supera las cotas europeas, y todavía no hemos sido capaces de cambiar esa circunstancia. *El Informe sobre Energía y Sostenibilidad en España 2012* subraya que en la UE-27 el ferrocarril se usa para mover el 18.2% de las mercancías, mientras que en España solo se emplea para el 3% y, por lo que se refiere al transporte de personas, el tren traslada en la UE-27 al 8% de los viajeros, mientras que en España ese porcentaje es solo del 5.5%⁴⁴. Igualmente, se apunta que un uso excesivo de vehículos privados en el transporte urbano, la ausencia de sistemas inter-modales y la antigüedad del parque automovilístico son otros tantos factores que contribuyen a la dependencia del petróleo.

El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo tiene como misión la mejora de la eficiencia energética, el avance de las energías renovables y de las tecnologías bajas en carbono, realiza estudios en estos campos, y mantiene el Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (planes PIVE). Más allá de estas acciones concretas, también contribuirían a la reducción de la dependencia del petróleo el uso de biocombustibles,

⁴³ Informe citado en la nota anterior: sobre la producción de electricidad por países de la UE, véase la p. 24; sobre índices de seguridad energética, véase la p. 26.

⁴⁴ Véase el informe del Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España (p.13), http://www.upcomillas.es/centros/bp/Documentos/Actividades/Observatorio/Marzo2013/Informe_Observatorio2012_web.pdf.

los vehículos eléctricos y las bicicletas en las ciudades, o una mayor utilización del gas para el transporte, como sugiere por ejemplo el informe de la UE “Hoja de ruta para la energía 2050”⁴⁵. En efecto, la evolución de los precios internacionales del gas (un recurso que no es objeto de estudio en este documento de trabajo) es muy distinta al petróleo, y la mayor producción y las reservas indican que la perspectiva sobre el gas sea más halagüeña.

En términos más generales, una mayor eficiencia energética en España contribuiría a una disminución de la dependencia exterior, no solo del petróleo sino también de otras fuentes que se importan. Muchos estudios sobre dicha eficiencia demuestran que queda un buen trecho por recorrer en España. La Fundación Repsol elabora informes muy útiles sobre la energía en España y ha demostrado que la eficiencia ha aumentado en algunos sectores⁴⁶. No obstante, la comparativa que realiza el proyecto ODEX-Odyssee de la UE para los Estados miembros prueba que esa eficiencia en España se encuentra por detrás de los países de referencia y también de la media de la UE. Aunque entre 2004 y 2008 hubo una mejora, desde 2008 esa eficiencia ha empeorado debido a la crisis⁴⁷. La eficiencia energética se mide junto a otro indicador de valor inverso, la intensidad energética (consumo energético requerido para producir una unidad del Producto Interno Bruto, PIB). Cuanto menor es la intensidad energética, mejor es la eficiencia. Aunque esa intensidad ha descendido en España a lo largo de la última década, lo que es una buena noticia, ha descendido más todavía en Europa, lo cual deja tarea por hacer. Según el Observatorio sobre Energía y Sostenibilidad en España, entre 2000 y 2011 la UE bajó la intensidad energética un 17%, mientras España consiguió reducirla en un 8%⁴⁸. Como indica el reciente *World Energy*

⁴⁵ Comisión Europea, “Hoja de ruta para la energía 2050”, COM/2011/885, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:ES:PDF>.

⁴⁶ Fundación Repsol, “Eficiencia energética e intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero en España y en la UE-15”, estudio técnico 2013, http://www.fundacionrepsol.com/sites/default/files/estudio_tecnico_2013.pdf.

⁴⁷ ODEX-Odyssee (2012), “Energy Efficiency Profile: Spain”, octubre, http://www.odyssee-indicators.org/publications/country_profiles_PDF/esp.pdf.

⁴⁸ *Op. cit.* en la nota 41.

Outlook 2013 de la Agencia Internacional de la Energía, el reto de la eficiencia energética es una tarea que afecta a todos los países del mundo, y hay que tomarla muy en serio. Es cierto que son necesarias inversiones para mejorar esa eficiencia, pero son las más rentables y las que mejor preparan la economía para el futuro:

“A la vez que bajan el costo para la industria, las medidas de eficiencia mitigan la incidencia de los precios de la energía en los presupuestos de los hogares... y en los déficit de importación... Pero dista mucho de explotarse plenamente el potencial de la eficiencia energética: en nuestro escenario central, las dos terceras partes de su potencial económico permanecerán sin explotar. Es preciso actuar para derribar las diversas barreras que obstaculizan la inversión en eficiencia energética”⁴⁹.

En definitiva, reducir la dependencia del petróleo requiere una decidida política de Estado que inspire un amplio abanico de medidas de largo alcance. España debería realizar un análisis más profundo de los problemas de futuro señalados, que traen causa de los precios internacionales del petróleo, y actuar en consecuencia. Los riesgos que se apuntan en este documento de trabajo son mucho más urgentes de lo que los informes de la UE y el debate interno español dan a entender. La adopción de nuevas políticas con el fin de estar preparados frente al riesgo de nuevos choques en los precios del crudo supone una implicación a fondo de las autoridades y también de toda la sociedad, que permita un cambio gradual de paradigma hacia un consumo de energía más sostenible. Frente a un problema de tanto calado hacen falta soluciones ambiciosas y esto sólo es posible si toda la sociedad comprende que estamos ante un reto de alcance histórico.

⁴⁹ *Op.cit.* en la nota 25, p. 3.

Conclusión: debemos prepararnos para un mundo de petróleo caro

El análisis que antecede muestra una evolución de los precios internacionales del petróleo desde el año 2000 con una fuerte tendencia al alza y la existencia de picos de precios con efectos negativos sobre la economía, todo ello debido al auge de la demanda mundial. Esta tendencia proyectada hacia el futuro representa un riesgo cierto sobre los países que son muy dependientes de las importaciones de petróleo, como España. Ésta es una razón de peso, que se añade a otras, para llevar a cabo seriamente políticas de eficiencia y ahorro energético y para favorecer un sistema socio-económico menos dependiente del petróleo.

La geopolítica del petróleo en el momento actual muestra que no hay carencia de reservas para el futuro, aunque la producción global se encuentra casi al límite para satisfacer el aumento constante de demanda originada en los emergentes. Por el momento, tampoco cabe prever grandes luchas estratégicas para el control de los recursos petrolíferos. El riesgo proviene más bien de la tendencia alcista de los precios del crudo. Si los emergentes sufren problemas que les lleven a consumir menos, entonces los precios del petróleo caerán. En cambio, si la tendencia alcista se confirma, los países emergentes, que son poseedores de liquidez y no están aquejados de problemas de deuda, estarán mejor preparados que las economías de renta alta, quienes levantamos todavía pesadas cargas de deuda pública y privada.

En estas circunstancias, la opción más razonable para España es profundizar las políticas de ahorro y eficiencia para complementar las políticas que favorecen el crecimiento. Esto no es ningún contrasentido. Precisamente cuando se están estableciendo las bases para una recuperación más firme es el momento de reconocer nuestra dependencia del petróleo y también para introducir medidas con el fin de reducirla.

Evidentemente, esto requiere una participación decidida de los poderes públicos, de las empresas y de toda la sociedad en un proyecto común hacia una economía más sostenible. Éste es un proyecto histórico de largo alcance. Pero España ha sabido realizar otras transformaciones difíciles en las últimas décadas, y ahora puede también embarcarse en este cambio de modelo con éxito. La imagen de España en el mundo está asociada a una modélica transición a la democracia desde 1975. Después, nuestra participación en la Comunidad Europea, luego UE, en la Alianza Atlántica y en otras organizaciones internacionales demostró que España se involucraba de manera activa en las cuestiones globales. También resolvimos con éxito los retos de modernizar la economía, entrar en el euro y, en relación con esto, respetar escrupulosamente los criterios de convergencia. En los años 2000, durante la etapa de la globalización, numerosas empresas españolas supieron llevar a cabo una sorprendente expansión internacional, y en los últimos meses, los observadores europeos y los mercados indican que España está saliendo de la crisis de manera ejemplar. El desafío de transformar nuestra economía hacia patrones más sostenibles puede compararse, por su complejidad y trascendencia, a los anteriores. Ahora bien, del mismo modo que pudimos superar retos históricos como los señalados, hay que confiar en que, con la voluntad política necesaria, sabremos convertirnos en referencia mundial de economía sostenible y menos dependiente del petróleo.

Fuente de información:

http://www.realinstitutoelcano.org/wps/wcm/connect/9f03e60041d65714a8e8ac709b5c3216/DT15-2013_Ortega_geoestrategia_petroleo_factor_riesgo.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=9f03e60041d65714a8e8ac709b5c3216