

# **Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial**

*Del 5 al 12 de septiembre de 2008*

**Por Hernán F. Pacheco**

## Índice:

<u>Geopolítica</u> : Acuerdos petroleros en Irak. China gana una partida en el tablero de ajedrez global	3
✓ <i>Shell, primera major que concretaría un acuerdo en Irak</i>	7
<u>Análisis I</u> : ¿Interconexión eólica para equilibrar la generación?	8
✓ <i>La violencia de los vientos retrasa proyecto Alpha Ventus offshore en Alemania</i>	13
✓ <i>La expansión eólica americana choca con la incapacidad de la red eléctrica</i>	14
<u>Análisis II</u> : Hacia la expansión del sector mexicano de biocombustibles	16
<u>Enfoque</u> : Petroperú y la bonanza exploratoria peruana	21
✓ <i>Revisión en los precios del petróleo</i>	24
Commodities	25

## Geopolítica: Acuerdos petroleros en Irak. China gana una partida en el tablero de ajedrez global



La importancia del éxito de la petrolera propiedad del estado chino CNPC en la ganancia del primer contrato petrolero concedido por el gobierno iraquí no es aún clara. Pero a priori se ve favorable. Mientras China se opuso a la guerra de Irak y estuvo apartado de la reconstrucción pos-conflicto, Beijing tiene *outflanked* (supera en táctica) a sus rivales globales en la obtención de una participación en la industria petrolera iraquí.

En un mundo todavía en plena carrera por asegurarse recursos energéticos, Beijing trabaja calculando que participando del renacimiento de la industria de hidrocarburos iraquíes, disfrutará del acceso favorable a su petróleo.

Las acciones de China responden a sus necesidades de energía domésticas y la aplastante dependencia de la importación de petróleo, factores que obligan a una estrategia competitiva y enfocada en la economía global con fuertes implicaciones geopolíticas. El acuerdo iraquí es parte de un modelo que incluye impresionantes acuerdos de desarrollo de petróleo y de gas con Irán, así como acercamientos a Arabia Saudita<sup>1</sup>.

Con un pie extenso en la única parte del país donde los nuevos pozos petroleros fueron construidos desde 2003, las firmas chinas tienen más personal que sus rivales estadounidenses, según revela el diario australiano *The Age*<sup>2</sup>. "*Hay algunas ganancias políticas para China*", dijo Ibrahim Bahr Al-Ulum, antiguo ministro del petróleo a *The New York Times*. "*Ellos necesitan acceder a Irak, y necesitan petróleo, al menos el pueblo iraquí sentirá que China hizo algo por ellos*".<sup>3</sup> Global Insight nota que aunque no permitan a CNPC el mercado de crudo en sí mismo, la relación lo colocará en una buena posición para garantizar el flujo de petróleo de Irak a China<sup>4</sup>.

El éxito de Beijing en el nuevo campo de batalla representa un doble golpe para Washington, cuyas tropas todavía están luchando por la seguridad de Irak. Como la seguridad mejora, Bagdad espera que su producción petrolera pueda triplicarse a 6 millones de barriles por día. Los ejecutivos petroleros se quejan que China es el único país grande que está preparado para trabajar en Irak. DNO, una firma noruega que produce 10.000 barriles por día en el Kurdistán, dijo que solicitó a una docena de firmas conocidas antes de firmar un contrato para perforar con otra firma china, Great Wall Drilling. "*China quiere seguridad de suministro petrolero, pero también quiere una parte*

<sup>1</sup> [www.australia.to](http://www.australia.to), "Iraq, Iran, China: the emerging axis", (8/9)

<sup>2</sup> *The Age*, "China clinches first Iraq oil deal", (9/9)

<sup>3</sup> *The New York Times*, "Iraq Signs Oil Deal With China Worth Up to \$3 Billion", (28/8)

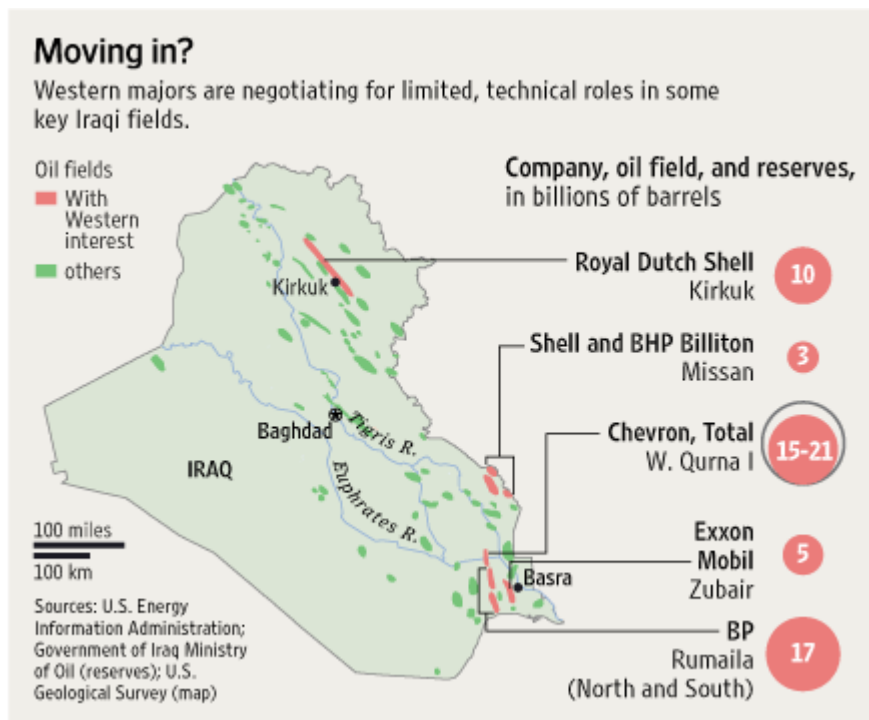
<sup>4</sup> *Iraq Oil Report*, "New details emerge in Iraqi oil deal with China", (3/9)

del pastel", dijo Paul Stevens, senior research para Chatham House, sede del Royal Institute of International Affairs.

El ministro del petróleo de Irak resucitó un gran acuerdo negociado entre China y el gobierno de Saddam Hussein, pero indicando que las condiciones del contrato serán mucho menos generosos. Si es finalizado, el acuerdo con China National Petroleum Corp. para desarrollar el campo petrolero al-Ahdab marcaría el primer compromiso importante en Irak de una empresa extranjera en el país que nacionalizó su industria en 1972<sup>5</sup>.

La firma del acuerdo implica una inversión de tres mil millones de dólares para extraer crudo del yacimiento iraquí (basado en precios proyectados del crudo de 100 dólares por barril). "Los ingresos brutos estimados de Irak en el contrato serán de 55.000 millones de dólares, el equivalente a un 87% de los ingresos totales de 63.000 millones de dólares", precisó el portavoz del Gobierno Ali al-Dabbagh.

Los yacimientos petroleros de Irak requieren mantenimiento inmediato y mantenimiento de expertos, y los iraquíes necesitan los fondos del petróleo. ArabNews<sup>6</sup>, diario ligado a la dinastía saudita apunta que este acuerdo por Ahdab no estará en línea con los contratos por otros campos que esperan ser negociados este año.



Fuente: The Wall Street Journal

La petrolera estatal china será propietaria de un 75 por ciento de la empresa mixta creada con Northern Oil Iraq, que tendrá el restante veinticinco por ciento. El nuevo acuerdo por al-Ahdab, a 160 km de Bagdad, aumenta de 90.000 a 110.000 los barriles de crudo que se extraerían diariamente. Aunque el acuerdo podría incluir la extracción y procesamiento de gas, con una inversión cercana a los 3 mil millones de dólares y costos de operación por barril de cuatro dólares<sup>7</sup>. "La empresa china cobrará seis dólares por barril de producción así como los honorarios de servicios que disminuirán

<sup>5</sup> Financial Times, "Iraq revives oil deal with China", (27/8)

<sup>6</sup> ArabNews, "Editorial: Iraq oil contract for Chinese firm", (30/8)

<sup>7</sup> The Guardian, "Iraq expects to gross \$55 bln in China oil deal", (3/9)

*gradualmente a tres dólares*", dijo Shahrستاني en la Green Zone, la pesada fortificación<sup>8</sup>. En el acuerdo figura una tubería de a la central eléctrica al-Zubaidiya en la provincia de Wasit, donde se localiza el campo de al-Ahdab. Irak lucha por aumentar las provisiones electricidad. Una gran parte de la producción será usada también para impulsar una nueva central eléctrica de 1.320 MW que producirá energía muy necesaria para los iraquíes. El bonus para los chinos es que esta nueva capacidad generadora también será construida por chinos conforme un contrato por separado.

Para Beijing, el acuerdo es otro éxito potencial en su búsqueda, muchas veces polémica, de petróleo por el planeta que vio la firma de contratos tanto en África como en Medio Oriente en los últimos años.

Hussain al-Shahrستاني en una entrevista con Reuters sostuvo que el bombeo debería iniciar en tres años y continuar por 20 años. La implementación de los demorados contratos de servicios técnicos de corto plazo con importantes petroleras luce cada vez más improbable, sostuvo Shahrستاني<sup>9</sup>. Pero todavía quedan algunos puntos pendientes en Irak y las ambiciones de Shahrستاني a menudo son frustradas por la falta de acuerdos entre la elite en el poder de Bagdad, según sostiene Financial Times. Los analistas dicen que la discusión política hace cada vez más retrasas la rehabilitación de la industria petrolera de Irak.

Un área importante de discusión son los términos de cualquier contrato firmado por Irak con las compañías petroleras extranjeras. Conforme a un contrato de servicio, las compañías petroleras obtienen pagos honorarios fijos por sus servicios, más que ganar participaciones en los beneficios. Las compañías petroleras generalmente tienen aversión a los contratos de servicios porque no tienen mucho potencial en la obtención de beneficios. En general, los esfuerzos del ministerio del petróleo redundan en firmar *agreements* en el corto plazo de servicios técnicos con las *oil majors*, que implicaría a Irak pagar a las empresas por consejos técnicos para incrementar la producción petrolera. Las negociaciones son por seis contratos de servicios, cada uno por un valor de 500 millones de dólares y destinados a elevar la producción en 100.000 barriles por día en los seis mayores yacimientos petroleros del país. Analistas citados por The Hindu<sup>10</sup> sostiene que el gobierno iraquí bajo el primer ministro Nouri Al Maliki adoptó recientemente una fuerte posición nacionalista en cuanto al desarrollo de los recursos petroleros. "*Consideramos que el petróleo iraquí no debería ser compartido con nadie. Pagaremos honorarios de servicio*", dijo al diario indio, Shahrستاني. Además agregó que el contrato con CNPC ayudaría a generar más empleos para los iraquíes. "*Hemos puesto como condición que trabajadores iraquíes deberían ser empleados y entrenados*".

Mientras tanto, la puja de las empresas extranjeras es por contratos a largo plazo, que implicarían miles de millones de dólares de inversión. Lo que llevó a una importante funcionaria iraquí a atacar a gigantes petroleras por imponer sobrecostos a operaciones en la nación desgarrada por la guerra e ignorar su deber "*humanitario*" de ayudar al desarrollo de la maltrecha industria de los hidrocarburos de Irak. "*Compañías extranjeras, incluyendo a rusas, no han asimilado el llamado a desarrollar estos proyectos. Como resultado de que no quieren trabajar en estas condiciones, el pueblo iraquí ha sufrido mucho*", dijo Karim Waheed, ministra de Electricidad de Irak, en una conferencia de prensa. El señalamiento es lanzado por la funcionaria luego de que Irak retrasó la firma de contratos de servicio petrolero de corto plazo con gigantes petroleras, debido a

<sup>8</sup> AFP, "*China to charge \$6 a barrel to develop Iraq field*", (10/9)

<sup>9</sup> The Wall Street Journal, "*China Reaches \$3 Billion Deal to Develop Oil Field in Iraq*", (29/8)

<sup>10</sup> The Hindu, "*Iraqi Cabinet clears oil deal with China*", (5/9)

desacuerdos sobre los términos de pago y su duración<sup>11</sup>. Finalmente, los acuerdos de servicios técnicos en negociación con las compañías petroleras internacionales fueron cancelados<sup>12</sup>.

A pesar de que Naciones Unidas impuso sanciones económicas, Irak en la época de Saddam tenía contratos con cinco compañías petroleras extranjeras -de China, Rusia, Indonesia, India y Vietnam-. Tras la invasión americana, los funcionarios iraquíes consideraron honrar estos contratos<sup>13</sup>. "Después de mucho tiempo de debate, decidimos que esos contratos de petróleo deberían ser reconsiderados, no aceptados como estaban, porque las cosas cambiaron, el precio del petróleo cambió, el régimen es nuevo", dijo Thamir al-Ghadban, antiguo ministro del petróleo que aconseja al Primer Ministro Nuri Kamal al-Maliki.

Irak, que tiene las terceras mayores reservas del mundo con 115.000 millones de barriles, abrió en junio sus reservas a la inversión internacional y desde entonces negocia seis acuerdos a corto plazo con sendas petroleras para incrementar su producción en quinientos mil barriles diarios a mediados de 2009. La producción petrolera de Irak, encima de 3.5 millones de barriles por día en el año 2000, cayó a 75.000 barriles un día después de la guerra de 2003. En julio produjo 2.45 millones de barriles por día<sup>14</sup>.

Según datos compilados por Reuters, las exportaciones de petróleo iraquíes se aliviaron ligeramente en agosto debido a los bajos envíos de crudo del norte del país, Kirkuk. Las exportaciones fueron de 1.83 millones de barriles por día (bdp), comparado con los 1.85 millones de bdp. 1.52 millones de bdp proceden del sur y 310.000 bdp del norte<sup>15</sup>. Irak aumentó la producción este año debido a la estabilidad de los flujos del norte, donde el sabotaje y los problemas técnicos de la producción fueron desapareciendo, permitiendo a Bagdad ganar más dinero para financiar su reconstrucción.

El informe del Special Inspector General for Iraq Reconstruction (Sigir)<sup>16</sup> dijo que la combinación de la producción record y los altos precios del petróleo en el mundo podrían proporcionar un *windfall* (suerte inesperada) al gobierno iraquí, que pronosticó recientemente que los ingresos petroleros serían de 35 mil millones de dólares. "Con el aceite alrededor de 100-120 dólares y la producción petrolera iraquí a niveles record, Sigir estima que los ingresos petroleros para 2008 podrán exceder los 70 mil millones de dólares", dijo Stuart Bowen, inspector general en su informe trimestral al Congreso<sup>17</sup>.

Sigir atribuyó el record de producción a la disminución de la violencia en Irak, además de una zona de exclusión especial creada para proteger una tubería que corre de la rica ciudad petrolero de Kirkuk a Baiji, ciudad que tiene infraestructura de refinación. El informe de Sigir apunta que la violencia en Irak cayó radicalmente de los altos niveles de finales de 2006 y principios de 2007, que fue el periodo más sangriento desde la invasión en 2003. Mientras tanto, el diario americano USA Today informó que Irak está equilibrado para recibir una inundación de inversión extranjera gracias a la mejoría de su seguridad. Más de 74 mil millones de dólares en proyectos fueron sometidos a aprobación en los últimos cinco meses<sup>18</sup>.

---

<sup>11</sup> Reuters UK, "Iraq condemns oil majors' "humanitarian" failure", (20/8)

<sup>12</sup> NineMSN, "Iraq confirms service agreements scrapped", (9/9)

<sup>13</sup> The New York Times, "Iraq Poised to Revive Oil Contract With China", (19/8)

<sup>14</sup> Business Intelligence Middle East, "Iraq may sign Abqaiq oil field contract with China", (20/8)

<sup>15</sup> The Economic Times, "Iraq oil exports ease in Aug to 1.83 mn bpd", (7/9)

<sup>16</sup> <http://www.sigir.mil/>

<sup>17</sup> Financial Times, "Iraqi oil output rises as security improves", (30/7)

<sup>18</sup> USA Today, "Safer Iraq draws foreign investors", (9/9)



La ley del petróleo formula la distribución de los ingresos petroleros entre las 18 provincias del país, pero provocó divisiones agudas entre las comunidades rivales chiíta, sunitas y kurdas. La firma internacional de abogados Clifford Chance reportó el mes pasado que cerca de 30 mil millones de barriles de petróleo yacen bajo los territorios kurdos.

El cuadro de situación de las compañías petroleras en Irak muestra los imperativos políticos de los países involucrados: a Estados Unidos buscando independizarse de los productores "inestables", aunque eso sólo constituye un acto de verborragia. En el caso de los europeos, con cierta afición al medio ambiente, la falta de una dirección clara (junto con la alarma sobre Rusia) en la elección de fuentes de energía marca el orden del día. La ruptura de negociaciones del gobierno iraquí de los contratos de servicios con ExxonMobil, Shell, Total, BP, Chevron y algunas pequeñas compañías petroleras (Anadarko, Vitol y Dome) no renunciarán a la posibilidad de manejar los campos petroleros. Las *oil majors* no son proclives simplemente a los contratos de servicios, pero hay otras compañías petroleras nacionales como la brasileña Petrobras y la rusa Lukoil pueden ser felices en participar en acuerdos como estos.

## Shell, primera mayor que concretaría un acuerdo en Irak



Una de las *majors* que obtiene una parte del negocio en Irak es Shell que firmará en octubre con el país árabe un contrato de extracción y uso de gas valorado en hasta 4.000 dólares.<sup>19</sup>. El grupo angloholandés, que tendrá una participación del 49%, se convertirá en la primera petrolera occidental en rubricar un acuerdo con el gobierno de Bagdad desde la invasión del 2003. La empresa acometerá la construcción de la infraestructura necesaria para extraer gas en la región meridional de Basora, de manera que pueda utilizarse para el mercado iraquí y la exportación. "Europa está buscando suministros de gas de Irak (...) La seguridad (en el país) solía ser algo disuasorio, pero ahora las compañías creen que la seguridad ha mejorado y esto animará a venir a otras (compañías)", agregó el portavoz iraquí.

<sup>19</sup> *Financial Times*, "Shell agrees landmark Iraqi gas deal worth up to \$4bn", (9/9)

El proyecto consta del aprovechamiento de 21 millones de metros cúbicos de gas, suficiente para satisfacer la exigencia para generación de energía de todo Irak, el cual la industria petrolera quemaba por motivos de seguridad.<sup>20</sup>

Los analistas dieron la bienvenida al vínculo, diciendo que la exportación de gas natural licuado podría utilizarse para satisfacer la demanda de Medio Oriente. A excepción de Qatar, todos los Estados del Golfo Pérsico tienen escasez de gas, en momentos que requieren del insumo ante la demanda creciente de las centrales eléctricas y la industria pesada. "Hay recursos sin explotar en Irak, y si Shell puede ayudar a desarrollarlos, hay loads de potencial gas", dijo Michael Corke, vicepresidente en Dubai de la consultora de energía Purvin and Gertz

Según el reporte de Oil and Gas Journal perteneciente a la industria de Estados Unidos, Irak tiene reservas por 3.36 trillones de metros cúbicos, las décimas a nivel mundial. "El gas en Irak está mucho menos desarrollado que el petróleo", dijo Walid Khadduri, consultor y analista de energía de Middle East Economic Survey. Los años de sanciones y guerras contuvieron el desarrollo de una industria gasífera. Tras la invasión de Kuwait en 1990 y la serie de sanciones de la ONU que instauraron un estricto embargo, Irak dejó de explorar sus yacimientos y se vio forzado a limitar drásticamente sus exportaciones.

## Análisis I: ¿Interconexión eólica para equilibrar la generación?



Los parques eólicos marinos del Mar del Norte se podrían unir en una red gigantesca, pudiendo llegar a abastecer a 70 millones de hogares, según un estudio realizado por Greenpeace: "A North Sea Electricity Grid [R]evolution". En principio se usaría la infraestructura existente para enlazar las miles de turbinas ya instaladas, para de este modo suavizar las fluctuaciones debidas al mal tiempo de la zona equilibrando la generación y manteniendo el flujo eléctrico<sup>21</sup>. "Una caída en la generación eólica en una área podría ser equilibrada por la producción más alta en otra área, aún a cientos de kilómetros de distancia, proporcionando energía limpia para millones de casa europeas", dijo Frauke Thies, de Greenpeace EU renewables. Los avances en el pronóstico del tiempo ya demostraron que las

<sup>20</sup> AFP, "Shell agrees landmark 4.0 bln-dlr gas deal with Iraq", (9/9)

<sup>21</sup> Reuters UK, "Greenpeace proposes giant North Sea windfarm grid", (3/9)



fluctuaciones de la energía eólica y solar son muy previsibles<sup>22</sup>. Hace tiempo, dos ingenieros de la Universidad de Stanford llegó a la conclusión, mediante un estudio teórico, que la solución sería conectar parques eólicos distantes geográficamente entre sí. De esta manera, se conseguiría abaratar su producción y se resolvería el problema de la intermitencia natural del viento.<sup>23</sup> La propuesta de Christina Archer y Mark Jacobson consiste en interconectar los parques eólicos mediante una red de transmisión. De este modo se reduciría la oscilación a causa de la variabilidad de la fuerza del viento, consiguiendo una constancia equiparable, por ejemplo, a la de una central térmica.

Si una central eólica se para un día porque no sopla el viento, evidentemente, no generará energía. Sin embargo, si está conectada a otra, algo de energía se seguirá produciendo en el conjunto de la red. Pero, si las que están conectadas entre sí digamos que son cinco, es muy difícil que la producción se resienta incluso si dos centrales quedan paradas. La carga base, por decirlo más técnicamente, estará asegurada. Teniendo en cuenta que los parques eólicos están dispersos geográficamente, sería muy difícil que todos ellos experimentaran la suficiente fuerza del viento como para producir su máxima energía (1.500 kW) al mismo tiempo. Por ello, la capacidad de la línea de transmisión de larga distancia podría reducirse significativamente si es compartida por diferentes parques, aunque con una pequeña pérdida de energía total. En la práctica, esto supone que la energía eólica sería más barata. Según Archer, debido al alto coste que tiene la transmisión de energía a larga distancia, reduciendo sólo un 20% su capacidad de transmisión, el coste de la energía eólica caería de manera considerable. Aún reduciendo la capacidad ese 20%, la pérdida de energía entregada en el punto de destino sólo sería del 1,6%.<sup>24</sup>

En el proyecto de Greenpeace, la nueva red de cables submarinos costaría unos veinte mil millones de euros y también se podría aprovechar para transferir energía eléctrica entre las regiones del Mar del Norte y rentabilizar así la inversión. Los cálculos fueron realizados usando medidas de velocidad del viento a través del Mar del Norte. Basado en datos de la velocidad de los vientos reales, el informe propone la creación de una red eléctrica offshore para permitir el flujo continuo de electricidad.

Este proyecto incluirá las futuras plataformas que tienen pensado construir en la zona los gobiernos del Reino Unido, Francia, Alemania, Bélgica, Holanda, Dinamarca y Noruega, que supondrían un total de 68 GW de potencia, creando así una red de distribución, en el norte de Europa, de energía renovable. Las interconexiones offshore deberían permitir la explotación de la gran capacidad de almacenaje de hidroenergía en Noruega para complementar la variabilidad de la energía eólica offshore y otras fuentes de energía renovables variables.

Esperan que el crecimiento de la energía eólica siga creciendo rápidamente. Greenpeace y la European Wind Energy Association (EWEA) predice que basado en el crecimiento estable del mercado durante la década pasada, el crecimiento anual de la energía eólica superará la duplicación, con un total de la capacidad instalada aumentando a 300.000 MW para 2030. Según estas proyecciones, las turbinas eólicas comprenderían más de un cuarto (hasta el 28%) de toda la capacidad de electricidad instalada en la Unión Europea<sup>25</sup>.

---

<sup>22</sup> The Guardian, "Greenpeace's grid plan: North Sea grid could bring wind power to 70m homes", (4/9)

<sup>23</sup> [http://www.stanford.edu/group/efmh/winds/aj07\\_jamc.pdf](http://www.stanford.edu/group/efmh/winds/aj07_jamc.pdf)

<sup>24</sup> Stanford Report, "Study finds that linked wind farms can result in reliable power", (5/nov/2007)

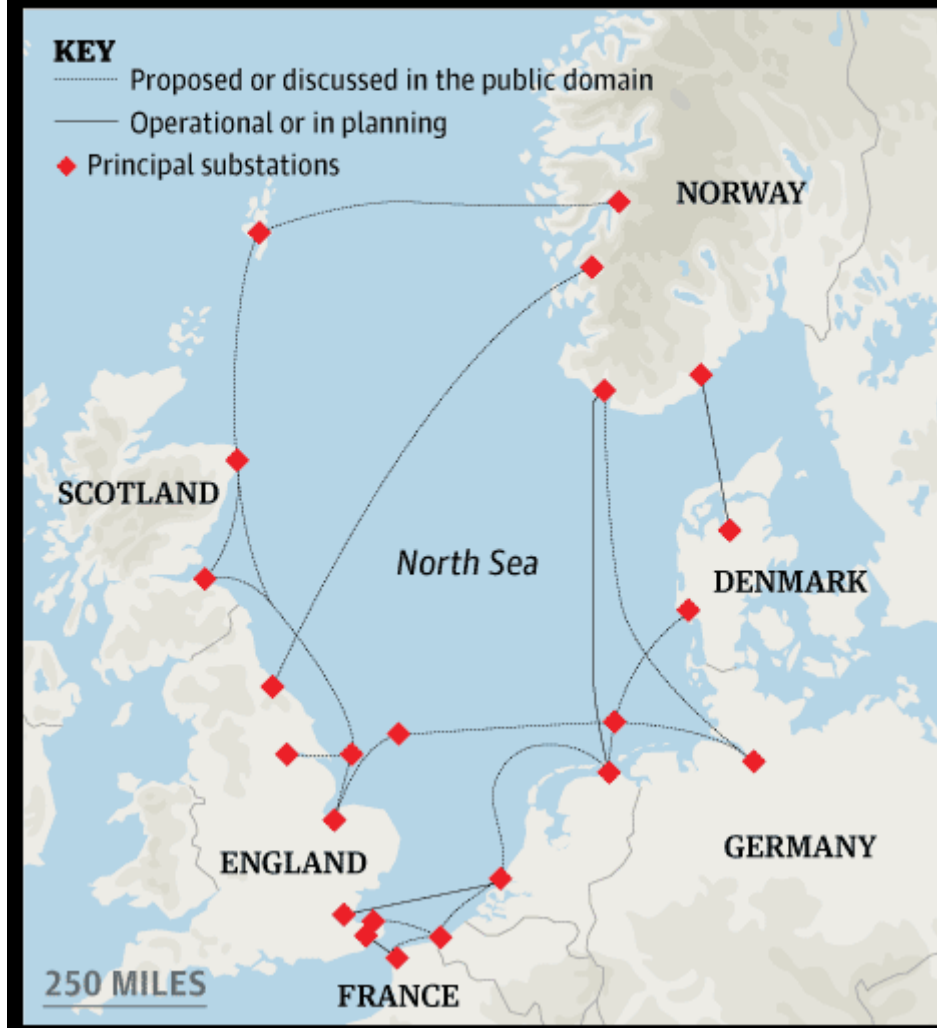
<sup>25</sup> Euractiv, "Offshore wind to take EU by storm?", (4/9)

A pesar del crecimiento saludable de la industria eólica, en la actualidad el sistema eléctrico de la Unión Europea actual es dominado por las centrales de carbón y nucleares. Estas centrales en gran escala no son diseñadas para encenderse o apagarse de acuerdo a la demanda de electricidad. Un sistema de energía dependiente son las grandes centrales eléctricas también ineficaces; cerca de las dos terceras partes de la energía generada es perdido en el calor, que es descargado en el ambiente. Además, a veces, ocurren circunstancias inesperadas que pueden conducir a la pérdida de electricidad en ciudades enteras o regiones. Por ejemplo, en julio de 2007, un terremoto en Japón dejó fuera de servicios a siete reactores de la central nuclear Kashiwazaki-Kariwa.

Con el aumento de las cantidades de energía eólica en los sistemas de energías actuales, esta fuente de energía afecta el despacho de las centrales eléctricas convencionales. Dos efectos principales, que tienen un impacto sobre la eficacia total de los sistemas de energía son explorados aquí: disponibilidad y variabilidad de energía.

La disponibilidad de energía eólica durante el año está puesta en relación con otras unidades de generación y demanda. Especialmente todos los niveles de penetración de energía eólica es del 10% y más altos (correspondiéndose con los objetivos para la UE para el 2020), la variabilidad de generación de energía eólica en varias horas y días requiere un despacho más flexible de los diferentes tipos de centrales eléctricas que se han hecho hasta hoy.

## High voltage grid



Las granjas eólicas situadas a aproximadamente a más de 90 kilómetros de un subestación onshore deberían ser conectados por cables high-voltage DC (HVDC) para reducir las pérdidas eléctricas y gastos de inversión. Las granjas eólicas situadas menos de 50 km de la red de transmisión onshore serán conectados por cables high-voltage AC (HVAC). En el rango intermedio, la elección de la tecnología AC o DC dependerá de los parámetros de los proyectos específicos.

Por motivos técnicos y económicos, los sistemas high-voltage DC para la conexión de granjas eólicas offshore se basarán en la tecnología voltage source converter (VSC), en contraste con la clásica, llamada *line-commutated*, los sistemas HVDC que fueron aplicados ahora para la interconexión eléctrica entre sistemas de energía. La tecnología HVDC VSC permite conexión del parque eólico directamente al final de una línea. Además, esta tecnología permite una configuración multiterminal: un lay-out (diseño) donde varias granjas eólicas offshore podrían ser conectadas a la línea a lo largo del camino. Por lo tanto, HVDC VSC es una tecnología que permite el desarrollo de cualquier red marina que contenga nodos offshore.

Todas las líneas juntas de la red offshore propuesta tienen una longitud total de 6.200 km. Asumiendo que, en una fase inicial, todas las líneas de transmisión tienen una capacidad de 1 GW, la red offshore propuesta costaría entre 15-20 millones de euros. Para comparar, la inversión total para el proyecto NorNed, una conexión con un cable clásico HVDC entre Noruega y Holanda con una capacidad de 700 MW, es de 600 millones de euros. Durante sus dos primeros meses de operación, este interconector generó ingresos por 50 millones de euros, que son más de 800.000 euros por día. Con la ampliación de las conexiones de la red HVDC de las granjas eólicas offshore a los mercados de energía regionales, la energía eólica puede ofrecer la capacidad de transmisión para el uso comercial en costos muy inferiores.

Durante el año, la capacidad de generación de energía eólica instalada offshore de 68.4 GW generaría 247 TWH de electricidad. El factor de capacidad medio es 41,2%. Durante el año, las granjas eólicas offshore experimentarán periodos significativos durante los cuales la granja andará a *full power*. Sumando la generación de energía en todo el Mar del Norte, los periodos de generación de energía muy bajos y muy altos en la generación de energía son insignificantes. El 80% del tiempo de la producción de energía es más que el 15,5% del total de la capacidad instalada. La acumulación de la generación de energía de las granjas eólicas en las regiones más grandes puede reducir de full carga y de muy baja carga.

**table 1: capacity scenario for offshore wind power, electricity generation, capacity factor and electricity consumption per country (WIND POWER IN THE NORTH SEA ONLY)**

COUNTRY	INSTALLED CAPACITY [MW]	ELECTRICITY / YEAR [TWH]	AVERAGE CAPACITY FACTOR [%]	TOTAL ELECTRICITY CONSUMPTION 2006 [TWH]
Belgium	3,846	13.1	38.9	89.9
Denmark	1,577	5.6	40.5	36.4
France	1,000	3.4	38.8	478.4
Germany	26,418	97.5	42.1	559.0
Great Britain	22,238	80.8	41.5	405.8
Netherlands	12,039	41.7	39.6	116.2
Norway	1,290	4.9	43.7	122.6
<b>Total</b>	<b>68,408</b>	<b>247.0</b>	<b>41.2</b>	<b>1,808.3</b>

Los beneficios de esta red interconectada serían múltiples y reducirían significativamente el costo de la integración de la energía eólica en los sistemas actuales de producción. Una red concebida de ese modo:

\*permitiría disminuir la variabilidad de la producción de electricidad offshore y alimentar con este tipo de energía los sistemas nacionales de producción de manera más previsible:

\*permitiría la interconexión del imponente potencial hidráulico escandinavo a los sistemas de producción de Alemania, de Dinamarca, de los Países Bajos, de Bélgica, de Francia y del Reino Unido. Lo que compensaría los períodos cuando el viento es más débil en mar del Norte;

\*permitiría la conexión de otras fuentes de energía renovables offshore como la energía mareomotriz y otras;

\*permitiría integrar otras tecnologías continentales basadas en el viento, el sol, la geotérmica, la biomasa incluso la producción de las centrales a gas eficaces del tipo de unidades de cogeneración;

\*permitiría utilizar la capacidad residual para fines comerciales generales, lo que optimizaría la utilización de los cables y ayudaría a financiar la interconexión de los parques eólicos.

## **La violencia de los vientos retrasa proyecto Alpha Ventus offshore en Alemania**

Los proyectos ambiciosos de Alemania en materia de energía eólica offshore registran un primer contratiempo. Lanzados en agosto, los trabajos de construcción de un parque experimental bautizado Alpha Ventus<sup>26</sup>, a lo largo de las costas del Mar del Norte, fueron retrasados para 2009. Los vientos violentos que actúan con rigor en alta mar impiden, por el momento, la instalación de los cimientos destinados a las turbinas eólicas<sup>27</sup>. La empresa Deutsche Offshore Testfeld und Infrastruktur fue forzada a trasladar la colocación de los cables submarinos debido a los vientos demasiado violentos. Situar y anclar los cimientos de 700 toneladas y 45 metros de altura sobre los fondos marinos requiere de una meteorología del mar calma de 4 días<sup>28</sup>.

Los aerogeneradores se elevarán sobre el agua 150 metros y cada rotor tendrá una superficie de una cancha y media de fútbol. Los aerogeneradores serán fijados al suelo marino a 30 metros de profundidad y tendrán una potencia de cinco megavatios cada uno, la mayor actualmente a disposición. Este es el primero de 30 proyectos destinados a los mares del Norte y Báltico (uno de los más ambiciosos se ubicará en aguas próximas a la isla de Helgoland, y suministrará electricidad a medio millón de hogares).

---

<sup>26</sup> <http://www.alpha-ventus.de/index.php?id=80>

<sup>27</sup> Le Monde, «Les vents retardent un projet d'éolien offshore en Allemagne », (6/9)

<sup>28</sup> Enerzine, «Le parc éolien Alpha Ventus repoussé par le vent », (11/9)



Una tarea nada fácil. Los mástiles deben ser fijados en su base a trípodes de acero, de unos 50 metros de altura y 700 toneladas de peso cada uno, que a su vez serán "clavados" en el suelo marino con pilotes de 30 metros de largo. Una vez que esté colocada la base, una grúa flotante irá colocando segmentos de mástil y finalmente la góndola, donde van fijadas las tres paletas de los rotores. Cada aerogenerador pesará completo unas 1.000 toneladas, tanto como 22 vagones de ferrocarril.

La legislación alemana sobre energía renovable ofrece distintos incentivos para inversores. Los generadores offshore recibirán 15 centavos de euro por kilovatio-hora, mientras que en tierra reciben sólo nueve centavos por la misma unidad. Para construir y operar el parque eólico se han unido tres grandes empresas energéticas: los grupos E.ON, RWE y Vattenfall. Los costos totales ascienden a unos 180 millones de euros y la obra es subvencionada por el ministerio alemán del Medio Ambiente. Su mantenimiento costará caro, pues los aparatos deberán lidiar con el efecto corrosivo de la sal y el embate de olas de hasta 15 metros<sup>29</sup>.

El viento alcanza en la zona una velocidad promedio de 10 metros por segundo y se cuenta con que los aerogeneradores puedan funcionar a pleno de 3200 a 3800 horas por año. En tierra, el viento sopla en los mejores lugares a unos 5 metros por segundo en promedio y se alcanzan a lo sumo de 2200 a 2500 horas por año de pleno funcionamiento. Si no sucede nada imprevisto, la inversión valdrá entonces la pena.

## La expansión eólica americana choca con la incapacidad de la red eléctrica

<sup>29</sup> International Herald Tribune, "Weather puts German offshore wind farm on hold", (4/9)



Cuando los constructores de granjas eólicas de Maple Ridge gastaron 320 millones de dólares para instalar casi 200 turbinas eólicas en la parte septentrional del Estado de New York, la idea era ganar dinero produciendo energía. <sup>30</sup>Pero, a veces, las líneas regionales de electricidad quedan tan congestionadas que Maple Ridge está obligada a desactivar las turbinas, aún cuando sopla un vigoroso viento. Se trata del síntoma de un problema de amplitud nacional en Estados Unidos. Los sueños de expansión con las energías renovables, como la esperanza de Al Gore de sustituir todo el consumo de combustibles fósiles en el periodo de una década, están chocando con la realidad de una red eléctrica incapaz de lidiar con la nueva demanda.

El *"dirty secret"* de la energía limpia es la dificultad de llevarla al mercado, a pesar de la facilidad cada vez mayor para generarla. En la actualidad, la red eléctrica americana es un sistema concebido hace 100 años para permitir que las estaciones garanticen la estabilidad una de otras, reduciendo el número de apagones y compartiendo la energía en las regiones menores. *"Necesitamos de un sistema de transmisión superhighway interestatal"*, dijo Suedeen G. Nelly, miembro del Federal Energy Regulatory Commission. Los ingenieros dicen que las líneas de transmisión normales de 138 kilovolts o 345 kV pierde entre el 10 a 15% de su potencia en watts sobre 1.000 millas. Por lo tanto, un sistema completamente nuevo y muy caro de líneas de transmisión de 756 kV que no perderá energía en largas distancias será necesario<sup>31</sup>.

Aunque Estados Unidos obtenga hoy menos del 1% de su electricidad con las turbinas eólicas, muchos especialistas creen que ese valor podría llegar al 20% (costaría cerca de 1 trillón de dólares. Aunque se trata de una cifra exorbitante, no pareciera tan grave frente a los 700 billones de dólares que anualmente se gastan importando petróleo). Para lograr este objetivo, sin embargo, sería necesario transmitir grandes cantidades de energía a lo largo de vastas distancias, desde las llanuras poco pobladas a las costas donde muchas personas viven. Los constructores consideran también la instalación de inmensas estaciones de energía solar en los desiertos americanos, medida que enfrentaría los mismos problemas de transmisión.

Las limitaciones de la red eléctrica del país están estropeando estos planes. Gabriel Alonso, jefe de desarrollo de Horizon Wind Energy, la empresa que administra Maple Ridge, dijo que en algunas partes del Estado de Wyoming, una turbina sería capaz de producir un 50% más de energía que un modelo idéntico instalado en New York o en Texas. *"Los locales que reciben más viento no fueron explorados, porque no hay manera de transmitir la energía desde el local de su generación hasta en los grandes centros de consumo"*, dijo. El gran problema es la capacidad de muchas de las líneas de transmisión y de las conexiones entre ellas, insuficientes para transportar la cantidad de energía que las empresas les gustaría enviar. La dificultad es especialmente grande tratándose de largas distancias, pero hay ocasiones en que el límite queda evidente en una transmisión de corta distancia.

Las líneas que llevan energía lejos de las granjas de Maple Ridge ya quedaron tan congestionadas que en ciertas ocasiones la única elección de la empresa fue desconectar las turbinas o pagar tasas por el privilegio de continuar transmitiendo energía por la red eléctrica saturada.

Los políticos en Washington saben hace mucho de las limitaciones de la red, pero poco progresaron en la solución del problema. Resisten en atropellas las prerrogativas de los gobiernos provinciales, que tradicionalmente ejercen autoridad

---

<sup>30</sup> The New York Times, *"Wind Energy Bumps Into Power Grid's Limits"*, (28/8)

<sup>31</sup> Wind power irregular, expensive to transmit

sobre la red eléctrica y reciben poco incentivo para implementar mejoras capaces de beneficiar a los Estados vecinos. “Si el objetivo es implementar proyectos como ese a escala nacional, donde las distancias de las líneas de transmisión son mucho mayores, y la reglamentación de servicios es diferente, es necesaria la acción del Congreso”, dijo T. Boone Pickens, empresario del sector petrolero.

El entusiasmo por la energía eólica fue creciente en las últimas semanas, con proyectos valientes en los *drawing boards*, como el del alcalde de New York Michael Bloomberg que dotará la ciudad con turbinas. Las compañías reaniman las ideas de almacenar la energía generada por el viento usando aire comprimido o haciendo girar *flywheels*. Los expertos dicen que sin una solución al problema de la red, el empleo eficaz de la energía eólica en gran escala probablemente siga siendo un sueño.

## Análisis II: Hacia la expansión del sector mexicano de biocombustibles

*Mexico without tequila?* pregunta el diario británico The Independent<sup>32</sup>. Parece una noción exagerada pero los agricultores del país evitan la famosa planta del agave<sup>33</sup> por sus pobres precios y el cambio a cosechas más provechosas. Saborear una margarita congela pronto sería restrictiva. La industria del tequila en México está a punto de ser *the latest victim* del crecimiento de la sed de etanol americana.

La altísima demanda de biocombustibles llevó a los precios globales de las materias primas a las nubes, incitando a los agricultores de agave azul, una planta parecida a un cactus que es parte del espíritu nacional de país, a moverse hacia cultivos

---

<sup>32</sup> The Independent, “*Tequila sunset: The ethanol boom*”, (27/8)

<sup>33</sup> El género Agave está compuesto por plantas suculentas pertenecientes a una extensa familia botánica del mismo nombre: Agavaceae. Se les conoce con el nombre común de agave, pita, maguey, cabuya, mezcal. Su centro de origen está en México. Se reconocen más de 200 especies pertenecientes a este género con una gran diversidad en cuanto a formas tamaños, colores y estrategias de vida. Se calcula que el género surgió hace apenas 12 millones de años.

industriales más lucrativos como el trigo y el maíz. Las plantaciones pintorescas de agave, con sus hojas puntiagudas y un corazón parecido a una piña, están siendo sustituidas por ordenadas filas de maíz, una cosecha que actualmente se vende en un record de 18 centavos por libra.

México posee un sector agrícola que produce esquilmos, semillas oleosas y caña de azúcar susceptibles de ser empleados para la elaboración de biocombustibles. México invertirá 875 millones de pesos (83 millones de dólares) para sembrar 100.000 hectáreas con cultivos de los que se puedan producir biocombustibles<sup>34</sup>.

El precio del etanol en México deberá determinarse basándose en las condiciones internacionales del mercado de combustibles, afirmó Isabel Gómez, presidente de la Fundación E-Misión y promotora de los biocombustibles. *“Mientras no se decida eso los inversionistas están a la expectativa porque les tienen que garantizar que es viable destinar capital para plantas de etanol o reconvertir los ingenios”*, dijo.<sup>35</sup> Si se determina un precio distinto o más bajo que el de los mercados globales, se corre el riesgo de que la futura producción del biocombustibles se destine principalmente a la exportación.

*“Es un commodity, y si hay un precio más bajo que el internacional, se va a desincentivar a los inversionistas, quienes van a preferir exportar el producto a otros países. Correríamos el peligro de convertirnos en maquiladores de otros países, entonces de qué sirvió tanto esfuerzo por tener un marco legal, un programa y reglamentos”*. El precio actual del etanol en Estados Unidos se ubica en 2.26 dólares por galón (3.7 litros).

El etanol tiene un precio en el mercado mayor al de su valor como combustible debido a que los costos de producción y transporte son mayores a los de los hidrocarburos. En todos los países en donde se introdujo el etanol para este propósito se requirió de un incentivo fiscal al productor o al usuario para hacerlo indiferente a los cambios del oxigenante utilizado<sup>36</sup>. En Estados Unidos, se otorga un crédito fiscal a nivel federal de 21,4 dólares por barril de etanol mezclado con gasolina. Adicionalmente, a nivel estatal se otorgan incentivos fiscales a los productores.

Históricamente, el precio del etanol respondió a los cambios en el sector agrícola. En los últimos años se vio afectado por desbalances entre la oferta y la demanda así como por eventos en el mercado de gasolinas. Dada la importante penetración del etanol en este mercado, se espera que en el futuro su precio esté directamente indexado al de las gasolinas. Las expectativas del mercado de hidrocarburos muestran una reducción de precios por la entrada de capacidad de refinación y uso de vehículos más eficientes. Como ocurre con otros commodities, al incrementarse la oferta de etanol en el mundo su precio se reducirá gradualmente, por lo que la rentabilidad de los proyectos de producción de etanol dependerá de la eficiencia en sus operaciones.

Con los cambios legislativos, la rentabilidad y productividad de los ingenios que ha sido baja, puede cambiar con el impulso de la producción de etanol. De esta forma se iniciará la promoción de la agroindustria nacional a partir de la instalación de plantas fabriles para el procesamiento de los productos agropecuarios, que pudieran ser empleados en la obtención de bioenergéticos, a partir de las distintas materias primas que da campo.

A los ingenios sólo les falta adaptar el proceso de fermentación, destilación, deshidratación y cogeneración, procesos que equivalen al 25% de la infraestructura requerida para producir etanol. *“Fijar el precio del biocombustible es la prioridad hacia*

---

<sup>34</sup> Reuters Latinoamérica, *“México pone la mira en producción de biocombustibles”*, (5/9)

<sup>35</sup> Excelsior, *“Llaman a fijar el precio del etanol en el mercado”*, (3/9)

<sup>36</sup> [http://www.economia-energetica.org.mx/biocombustibles/r\\_favela.pdf](http://www.economia-energetica.org.mx/biocombustibles/r_favela.pdf)

2010”, dijo Isabel Gómez, pues para ese año, Guadalajara requerirá 204 millones de litros de etanol para integrarlos a las gasolinas que utilizará todo el parque vehicular de esa ciudad. Por su cercanía geográfica el ingenio Atala será uno de los proveedores de azúcar para las refinerías de Pemex en Guadalajara. Hasta ahora, la producción de ese biocombustible en México se limita a 30 mil litros diarios que procesan dos ingenios azucareros, pero ese resultado se destina al sector farmacéutico.

El 1 de febrero pasado, la Ley para la Promoción y Desarrollo de los Biocombustibles fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) por la secretaria de Energía. Este marco promoverá la producción de etanol y biodiesel a base de diversos cultivos, entre los que destaca la caña de azúcar, para que puedan mezclarse con los combustibles tradicionales. Además, el poder Legislativo determinó que únicamente se podrá utilizar maíz para la elaboración de etanol cuando se tengan inventarios excedentes de producción interna. En ese sentido, la legislación promoverá la producción de los bioenergéticos siempre y cuando sean elaborados a partir de diversos cultivos agrícolas, entre los que destacan la caña de azúcar, el sorgo dulce o la remolacha tropical.

La producción masiva de etanol en México podría iniciar a partir de 2010 en los ingenios de Tala y Ameca, ambos en Jalisco. Estos requerirán ajustes con una inversión de 30 millones de dólares para cada una de las plantas, mientras que el capital para montar un biorefinería nueva de etanol es de aproximadamente 90 millones de dólares.

ETANOL (caña de azúcar)				
ESCENARIO	OXIGENANTE EMPLEADO	DEMANDA ESPERADA EN 2014 (MM litros) <sup>a</sup>	TONELADAS DE CAÑA REQUERIDAS (MM TON) <sup>b</sup>	SUPERFICIE AGRÍCOLA REQUERIDA (Ha)
Introducción baja	ETBE	356	4.4	63,745
Introducción moderada	ETANOL	438	5.4	78,214
Introducción alta	ETANOL	4,300	54	775,625

FUENTE: IMP, Instituto Mexicano del Petróleo.

Los productores de azúcar ganarán en 2010 cuando en Guadalajara se produzca etanol a partir de la caña. Actualmente los excedentes de azúcar en México son de 800 mil toneladas. El aprovechamiento de la caña para etanol es mejor que las

exportaciones porque el mercado internacional es más bajo que el costo de producir azúcar en México<sup>37</sup>. Además la linaza de la caña se podrá aprovechar para producir biofertilizantes 50% más baratos que la urea. De la caña de azúcar se puede obtener un gran número de productos y subproductos. El etanol puede emplearse en la industria (como alcohol anhidro) dentro de los siguientes procesos: ésteres, cadenas de compuestos orgánicos, compuestos orgánicos cíclicos, detergentes, pinturas, cosméticos, aerosoles jabones, perfumería, medicina, mezcla de solventes y alimentos.

Por otra parte, Sener dio a conocer el anteproyecto de reglamento para la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos (entre los que se encuentran el etanol y el biodiesel), con el que se buscará poner orden en esa actividad industrial. El fin del reglamento *“es regular la producción y comercialización de insumos y la producción, el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos y la comercialización de bioenergéticos, para proveer en la esfera administrativa su exacta observancia”*, indica el resumen.<sup>38</sup>

Por otra parte, se abordan aspectos como las verificaciones, infracciones y sanciones además del otorgamiento de apoyos a proyectos para la producción de insumos, y cuestiones relativas al desarrollo científico y tecnológico, y sobre la protección al ambiente. Sobre este último punto, el reglamento establece que los cultivos relacionados con la generación de biocombustibles deben desarrollarse en zonas con uso netamente agrícola o pecuario, de baja rentabilidad o en tierras marginales. Asimismo, exige evitar cultivos *“con aquellas especies que no correspondan a su zona potencial de distribución”* y *“asegurar que la producción de insumos para bioenergéticos no comprometa la producción de granos y otros productos con fines de abastecimiento de las necesidades para consumo”*.

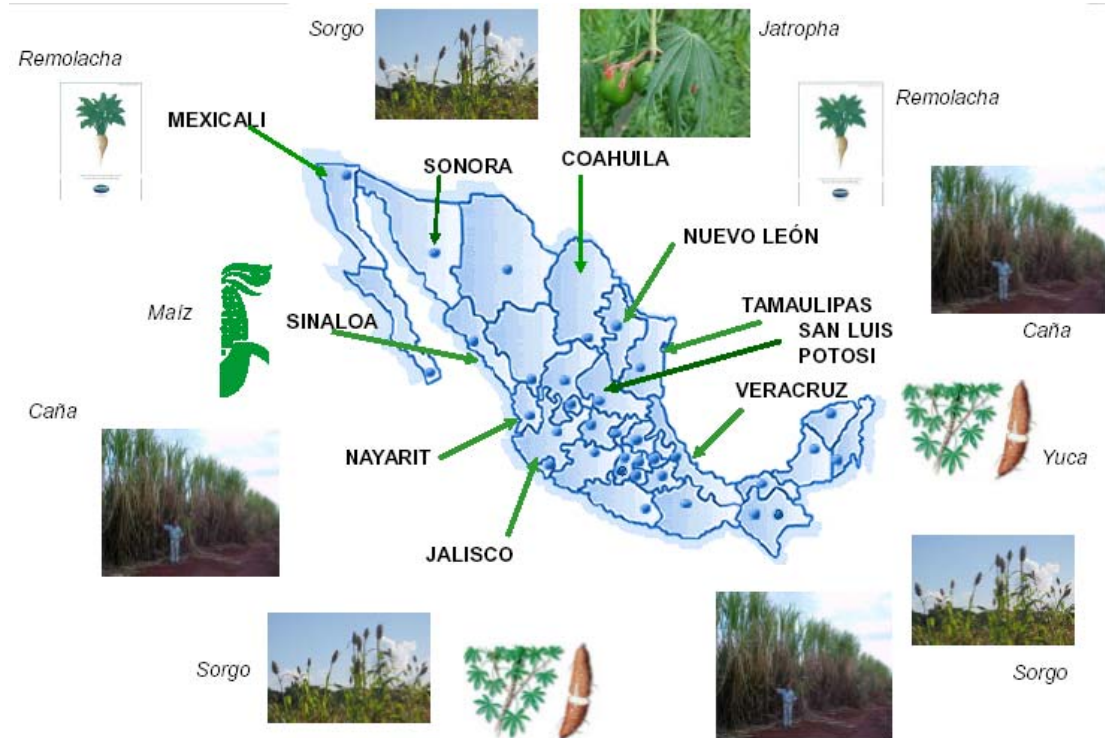
El año pasado, el presidente Felipe Calderón vetó una primera versión de la Ley para la Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos debido a que no promovía nuevas tecnologías para la producción de bioenergéticos, y se consideró que incluso podría afectar la autosuficiencia alimentaria.

---

<sup>37</sup> El Universal, “Beneficiará producción de etanol a azucareros”, (2/9)

<sup>38</sup> Excelsior, “Aceitan el reglamento para producir etanol”, (6/9)





En las zonas metropolitanas del Valle de México, de Monterrey de Guadalajara es obligatorio el consumo de gasolina Magna y Premium oxigenada, pues la Norma Oficial Mexicana NOM-086 establece un contenido de oxígeno de uno a 2,7% en peso. Tradicionalmente se ha utilizado el compuesto conocido como MTBE para llevar a cabo la oxigenación, pero Pemex lo sustituirá con etanol en una proporción de 6% por cada litro. Con el nivel de mezcla previsto no existen complicaciones mecánicas para los motores de los vehículos que circulan en México pues tiene tolerancia de hasta 12% de etanol por cada litro de gasolina.

El uso de oxigenantes en gasolinas obedece a dos factores principales: Reducir emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos al hacer más eficiente la combustión, sobretudo en vehículos sin convertidor catalítico. Este beneficio tiende a desaparecer con la evolución de las tecnologías automotrices. Disminuye, por dilución, las concentraciones de aromáticos, olefinas y benceno. Permite mantener e incrementar el octano durante la eliminación de aditivos con plomo de la gasolina y ante especificaciones ambientales más estrictas (aromáticos, benceno, olefinas, PVR y azufre).<sup>39</sup>

"Tenemos la decisión tomada para que Pemex cambie su modelo de distribución de gasolinas y aceites para incorporar en el consumo nacional el uso de biodiésel y el uso de etanol, y detonar con el apoyo de Pemex la producción de biocombustibles en el país," dijo Calderón. Las inversiones para explotar los yacimientos profundos en el Golfo de México para aumentar la producción mexicana rebasan la capacidad financiera de Pemex y en todo caso tardarán en producirse. Una opción está en dirigir inversiones nacionales y extranjeras en la producción de etanol, que además de ser más baja de coste instalación y no implica el agotamiento de ninguna reserva.

<sup>39</sup> Documento de Pemex, "Uso de etanol como oxigenante en gasolinas", (Mayo, 2008)



Cuestionado insistentemente respecto de si este proyecto es alternativo, por si no prospera la reforma petrolera, el secretario de Medio Ambiente, Rafael Elvira Quesada, puntualizó: “No es un plan B, es una necesidad”<sup>40</sup>.

La introducción del etanol como compuesto dentro de los combustibles podría generar los siguientes escenarios:

**Tres escenarios para México-2012**  
(Demanda y ahorro)

Escenario	Demanda de Etanol 1,000 m3/año	Ahorro en la sustitución de MTBE 1,000 USD
ETBE reemplaza MTBE	411.9	185,355
Sustitución del MTBE en las áreas metropolitanas	911.6	410,265
10% de etanol en toda la gasolina	4,406.3	1,753,650

De acuerdo con la Gerencia de Análisis de Inversiones y Gasto Operativo de Pemex, se prevé que en el caso de etanol anhidro, el suministro pueda realizarse desde los centros productores de caña de azúcar de los estados de Tamaulipas y Veracruz. Información de Pemex, con carácter de reserva, señala que actualmente se está en la fase de estudios de preinversión, al menos en lo que se refiere al denominado Paquete de Almacenamiento y Dosificación de Etanol Anhidro (PADE), que consiste en establecer los requerimientos técnicos, operativos y financieros de un proyecto integral para crear la infraestructura para el uso y manejo de la mezcla del etanol con gasolinas que serán distribuidas en las zonas metropolitanas de Monterrey, Guadalajara y valle de México<sup>41</sup>.

El etanol anhidro puede utilizarse como componente oxigenante, es decir, que aporta oxígeno adicional en la formulación del combustible automotor, en mezclas que van de 10% y hasta 85% en volumen de etanol con gasolina. No obstante, en la información de Pemex se detalla que el transporte del componente por ducto ocasiona deterioro en poliductos y bombas. El etanol tiende a absorber la humedad del medio ambiente. Los sistemas de transporte de hidrocarburos no están diseñados para manejar productos con agua. De acuerdo con los especialistas de la petrolera, la práctica internacional para el transporte de etanol anhidro es mediante autotanques o ferrocarril herméticamente cerrados, lo que implica cambios importantes en el modo de elaborar, transportar, almacenar, importar y distribuir gasolinas oxigenadas. Debido a que se tienen dos procesos de mezclado, se requiere de mayor coordinación en la

<sup>40</sup> Excelsior, “Pemex apoyará uso de etanol”, (5/9)

<sup>41</sup> El Universal, “Incorporará Pemex el uso de biodiesel y etanol”, (5/9)

cadena de suministro, e incrementar el octano de la base de gasolina para garantizar la calidad.

Una vez autorizadas y ya funcionando, las tres primeras plantas de etanol tendrían entre el 2010-2012 la capacidad de surtir 880 millones de litros -200 millones de litros la de Guadalajara, Jalisco; 150 millones la de Monterrey, Nuevo León; y 530 millones la del Valle de México. A la fecha se tienen 31 proyectos a nivel nacional para la producción de etanol y biodiesel, incluso están listos proyectos vanguardistas con la incorporación de productos como la higuera y la jatropha como insumos para los biocombustibles<sup>42</sup>.

## Enfoque: Petroperú y la bonanza exploratoria peruana

Tuvo que pasar más de diez años para que Petroperú retorne a la exploración y explotación de hidrocarburos. Esta vez la petrolera, en sociedad con la noruega Discover Petroleum, vuelve a la carga tras adjudicarse cinco lotes para explorar hidrocarburos en el zócalo continental, que le permitirá obtener crudo liviano de mayor cotización en el mercado y de mayor sencillez en su refinación<sup>43</sup>.

Petroperú participa en la sociedad con 25% mientras que el 75% le corresponde a Discover, que actuará como operador. *“Precisamente, será Discover el que aporte el total del capital de riesgo para la etapa de exploración. Si resulta exitosa, Petroperú aportará lo que le corresponde”*, sostuvo. La empresa peruana decidió retomar la actividad por los altos márgenes de rentabilidad que representa. *“Con la exploración tendríamos una integración vertical donde está la exploración, producción y refinación”*, sostuvo.

Los lotes que se adjudicó Petroperú son el Z-50, Z-53, Z-54 y el Z-55 ubicados entre Pisco y Lima, mientras que el Lote 157 se ubica en Madre de Dios, en el cual esperan hallar reservas de gas. La inversión de los cuatro lotes petroleros ubicados en el zócalo continental asciende a 4 millones de dólares cada uno, es decir un total de 20 millones de dólares<sup>44</sup>.

*“El máximo puntaje se otorgará a la empresa que factura más de 500 millones de dólares y Petroperú factura más de 2,800 millones, entonces nuestra participación aporta mucho y eso nos ayudó en esta negociación”*, refirió. Para los lotes Z-51, Z-52 y Z-53 el consorcio ha ofrecido realizar 500 kilómetros de sísmica en la segunda etapa pues son áreas en las que estima existe un gran potencial. También calculó que la inversión en cada uno de los lotes ubicados en el zócalo ascendería a 45 millones de dólares en promedio. Retomar la actividad de exploración significará una mayor rentabilidad, pues mientras que en refinación la rentabilidad es de 7 dólares por barril, en producción puede llegar

---

<sup>42</sup> El Sol de Hidalgo, “Etanol, biocombustible del 2010”, (23/8)

<sup>43</sup> La República, “Petroperú retorna a exploración de crudo”, (12/9)

<sup>44</sup> Pág. Petroperú, “Petroperú se asocia con noruega Discover Petroleum para explorar el zócalo continental”, (8/8)

a 54 dólares por barril. Las perspectivas son favorables pues Perú dejará de comprar crudo en el exterior.

Perú tiene seis millones de hectáreas disponibles para la exploración de hidrocarburos y los lotes adjudicados son zonas prácticamente inexploradas. Esto ocurre en momentos que Petroperú planea lanzar una oferta pública de acciones en el parque de Lima antes de que finalice el año. La petrolera no quiere perder la oportunidad de subirse al carro de las cotizaciones, dada la buena actuación que están experimentando las compañías que como ésta, tienen su capital dividido entre el ámbito privado y el estatal<sup>45</sup>.

Además de su participación con Discover Petroleum, Petroperú también participó con el consorcio conformado por Pluspetrol (Argentina), Reliance (India), CNPC (China), con el cual se adjudicó el Lote 155, ubicado en la cuenca del Titicaca. Además la empresa estatal, comentó Gutiérrez, espera obtener la operación del Lote 164 en Madre de Dios.

*"Las empresas asiáticas aumentan agresivamente su presencia en América Latina a la caza de las reservas de petróleo y de gas", dijo David Voght, director de la empresa consultora IPD Latin America. "Las firmas independientes pequeñas son también capaces de incrementar el capital de inversión".*<sup>46</sup>

Perú, que intenta impulsar las inversiones en la Amazonia, aprobó recientemente una serie de leyes que facilitan a las grandes empresas la compra de tierras de las comunidades. Esto ha generado protestas por parte de los nativos peruanos, que tomaron un lote de gas de la argentina Pluspetrol al sureste del país y cercaron el oleoducto de la estatal Petroperu<sup>47</sup>.

El estado peruano consiguió el año pasado un récord de 24 contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. Las inversiones en exploración y explotación de petróleo y gas durante el período 2006-2015 en Perú ascenderán a 12.500 millones de dólares, de los que 4.300 se destinarán a actividades en la zona de Selva.<sup>48</sup> De este monto total de inversiones 2.700 millones de dólares corresponderán a la fase de exploración y 9.800 millones a la explotación de los yacimientos de petróleo y gas del país andino. De estas inversiones previstas hasta 2015, un total de 345 millones de dólares fueron invertidos en 2006 y 2007 en exploración y 1.300 millones en actividades de explotación. Las inversiones en ambas actividades llegaron en 2007 a unos 950 millones de euros. El país importa alrededor del 28% de los hidrocarburos líquidos que consume, según la agencia Perupetro.

---

<sup>45</sup> América Económica, "Petroperú debutará en Bolsa antes de 2009", (1/9)

<sup>46</sup> Bloomberg, "Reliance, CNPC, Win Peru Oil, Gas Exploration Blocks", (12/9)

<sup>47</sup> América Económica, "Perú busca empresas extranjeras para la explotación de crudo", (20/8)

<sup>48</sup> Finanzas, "Invertirán 12.500 millones de dólares en búsqueda y explotación de petróleo", (4/9)



1) Perupetro otorgó ayer la buena pro de 17 lotes para la exploración y explotación de hidrocarburos. Con ellos el número de contratos vigentes se elevará a 104 para fin de año.

2) Daniel Saba, presidente de Perupetro, la agencia estatal promotora de las inversiones en hidrocarburos, dijo que la subasta de estos lotes equivale a una inversión de US\$ 850 millones. Destacó que las regalías ofertadas por los postores fueron más altas que las logradas el año pasado, alcanzando un 32.14 % en promedio.

3) Entre las empresas que se adjudicaron la buena pro figuran el consorcio indio Jindal Steel & Power Limited-Enigma consorcio Global Steel Holding - Petrolera Monterrico, Petro-Tech Peruana, además de Petroperú, Discover Petroleum y Pluspetrol de Argentina<sup>49</sup>.

## Datos

<sup>49</sup> Reuters UK, "Peru auctions 17 oil and gas lots for exploration", (11/9)

Elección. Gutiérrez comentó que Discover Petroleum decidió asociarse con Petroperú por su tamaño empresarial, pues iba a significar un valor agregado al momento de obtener la buena pro en el proceso de licitación.

Puntaje. Según las bases, el máximo puntaje se daría a la empresa que facture más de US\$ 500 millones. Petroperú factura más de 2,800 millones de dólares. "Este fue un punto muy importante en la negociación", dijo.

## Revisión en los precios del petróleo

El especialista en temas energéticos, Carlos Herrera Descalzi, señaló que si bien es cierto que los precios del petróleo subieron, en Perú son excesivamente caros, con lo que las más beneficiadas son las refinerías, que tienen márgenes de ganancia muy altos debido a esta distorsión de los precios. En ese sentido, señaló que el Fondo de Estabilización para el Precio de los Combustibles sirvió para mantener altos los márgenes de ganancias y pidió que se revise las estructuras de precios que tiene la estatal Petroperú<sup>50</sup>.

Asimismo, manifestó que debe haber transparencia para saber cómo se desarrolla la estructura de precios de cada una de las gasolinas que se produce en la refinería de Talara, para que de esta forma se pueda ver cuánto margen de ganancia tiene Petroperú, los griferos y el Estado. "Así, el consumidor podrá saber qué está pagando, ya que el libre mercado no está opuesto a la transparencia", sostuvo el especialista, quien resaltó las diferencias de costo de la gasolina con otros países. "En Estados Unidos, el galón de gasolina está a 4.30 dólares, mientras que en nuestro país está a 7 dólares", detalló.

Al respecto, agregó que, siendo más barata, el petróleo que se usa en Estados Unidos para producir gasolina es mucho mejor, ya que cuesta actualmente entre 103 y 104 dólares. "Mientras que el Perú importa petróleo de menor calidad de Venezuela, Colombia y Ecuador, que es de menor precio, sin embargo, nuestra gasolina es más cara y de menor calidad, frente a la de Estados Unidos que es barata y de mejor calidad", dijo.

Si el precio del barril de crudo continúa en descenso y se ubica debajo de 90 dólares, las refinerías tendrían menores costos y los precios de los combustibles para el consumidor final bajarían en el mercado local, afirmó César Gutiérrez, presidente de Petroperú. "Para que estas reducciones (del crudo) impacten en el consumidor local debemos esperar a que (el precio del barril) baje más", señaló<sup>51</sup>.

Gutiérrez aclaró que en mayo del 2007 empezó la fijación del precio base cuando el crudo se cotizaba en 67 dólares por barril para luego subir a más de 140 dólares, mientras que en ese lapso el incremento en el mercado interno solo fue de 10%. "El Fondo de Estabilización fue muy importante porque cubre el 13% del precio, ahora con los cambios al fondo, los aportes se redujeron de S/. 150 millones a S/. 40 millones semanales", agregó.

---

<sup>50</sup> La Primera, "A revisar costos", (12/9)

<sup>51</sup> Diario La República, "Estiman que puede bajar el precio de los combustibles en el mercado local", (12/9)

## Commodities

### Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	98.350	0.710	0.73
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	938.500	9.750	1.05
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	282.210	7.330	2.67
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	293.960	2.410	0.83
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	7.240	-0.008	-0.11
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	101.920	1.050	1.04

### Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE (USD/MT)	2563.000	23.000	0.91
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1479.000	-6.000	-0.40
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	138.900	0.450	0.33
CORN FUTURE (USd/bu.)	540.000	6.750	1.27
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	64.700	0.840	1.32
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	95.950	-0.100	-0.10
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1204.500	28.500	2.42
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	336.700	6.500	1.97
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	48.500	0.880	1.85
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	13.770	0.160	1.18
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	739.000	12.750	1.76
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	775.500	11.250	1.47

### Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	318.300	6.050	1.94
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	6966.000	96.000	1.40
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	1848.000	59.250	3.31
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	18425.000	-11.000	-0.06
LME PRI ALUM FUTR (USD/MT)	2576.000	-5.000	-0.19
LME ZINC FUTURE (USD/MT)	1776.000	43.750	2.53

### Precious Metals





	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	756.300	10.800	1.45
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	10.795	0.240	2.27

#### Livestock

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
CATTLE FEEDER FUT (USd/lb.)	108.675	0.100	0.09
LEAN HOGS FUTURE (USd/lb.)	67.000	0.025	0.04
LIVE CATTLE FUTR (USd/lb.)	102.250	0.200	0.20

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a [hernan.pacheco@enerdossier.com](mailto:hernan.pacheco@enerdossier.com)