Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 5 al 12 de octubre de 2007

Por Hernán F. Pacheco
hernan.pacheco@enerdossier.com

Índice:

Análisis sobre la viabilidad de la captura y almacenamiento de CO2 2
- ✓ *Avances significativos en la captura de CO2 alrededor del mundo* 5

Estrategia: Diseño ambiental marca la pauta de la industria automovilística 8
- ✓ *¿Solución milagrosa para cortar las emisiones de los automóviles? Rumbo al hidrógeno* 9

Estados Unidos: Expansión del etanol amenaza las reservas de aguas subterráneas y los ecosistemas de las praderas 11
- ✓ *La industria del etanol pierde influencia en el gobierno por los altos precios de los cereales* 14
- ✓ *Biobutanol, evolución molecular y biocrude* 16

Análisis: Ecuador insta a las petroleras a migrar a "*contratos de prestación de servicios*" 18
- ✓ *Relación Estado-petroleras signada por los cambios* 21

Global Subsidies Initiative: Europa subsidia con 3,7 mil millones de euros a los biocombustibles 23

Cifras y Notas del Sector 25
- ✓ *Reducción de divisas por baja exportación de petróleo comienza a sentirse en Colombia* 25
- ✓ *Francia: La guerra de las turbinas hace furor* 26

Análisis sobre la viabilidad de la captura y almacenamiento de CO2

*"*Long-term thinking has never been more important in the energy industry*", James Smith a BBC. Las empresas de energía invierten miles de millones de dólares en proyectos impresionantes -por sus dimensiones- que a menudo tienen una vida útil de 30 años o más. Si la industria planifica con eficacia, debe tener una idea hacia donde van las tendencias actuales.

Europa considera que los países desarrollados deberían reducir el 60% de sus emisiones de CO2 de ahora al 2050. No podrán alcanzar este objetivo sin alentar masivamente, y lo más de prisa posible, las tecnologías de captación de la fuente y de almacenamiento en capas geológicas de este gas de efecto invernadero. Esas fueron las conclusiones de una serie de reuniones y conferencias internacionales organizadas del 3 al 5 de octubre en Paris.

"*No podremos combatir el recalentamiento del clima sin estas tecnologías. Ellas representan el 35% de las armas que disponemos para reducir nuestras emisiones, incluso el 50% en el caso de Europa. Podrían servir de instrumento en las negociaciones en el pos-Kyoto*", asegura Frederic Hauge, presidente de la Fondation Bellona. Esta ONG noruega no vaciló en ir, en el seno de una plataforma de reflexión denominada Zero Emission Plants (ZEP), junto a petroleras como Shell así como también con científicos e industriales, a instancia de la Comisión Europea. Este encuentro deseaba disponer de un análisis pluralista de las condiciones de la emergencia de estas soluciones técnicas.

ZEP fue creada por las principales empresas energéticas y tecnológicas de la Unión Europea en la convicción de que uno de los mayores impactos en la reducción de emisiones de CO_2 puede conseguirse a través de la captura y almacenamiento del CO_2 emitido por las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles.

¿De qué se trata? De captar el gas carbónico desde su producción en las instalaciones industriales y en particular en las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles, que son responsables del 40% de las emisiones mundiales. De transportar este CO2 y de inyectarlo en el subsuelo, en los lechos geológicos donde quedará confinado durante centenares de años. El carbón y el gas representan más del 50 % del suministro eléctrico de la UE y seguirán siendo una parte importante de la combinación energética.

El carbón es tradicionalmente el combustible fósil clave para la generación de electricidad y, con mucho, el más rico en carbono. El carbón puede contribuir a la seguridad del suministro energético y a la economía, tanto mundial como de la UE, únicamente mediante el uso de tecnologías que permitan una reducción drástica de sus efectos perjudiciales para el medio ambiente.

"*La industria petrolera tiene décadas de experiencia moviendo grandes cantidades de gas subterráneo y por tierra*", dijo Steve Bryant, profesor de ingeniería petrolera y geosistemas en la

Universidad de Texas[1]. *"De hecho, capturando el dióxido de carbono de fuentes fijas, como los de las centrales eléctricas encendidas a carbón y gas, e inyectándolo en formaciones geológicas imita muchos de los proceso ya realizados en la producción de combustibles fósiles*".

Si estas tecnologías, derivadas de la puesta en funcionamiento en la industria petrolera, están ya disponibles, permanecen onerosas y tardan en validarse en gran escala. Por ahora, la tonelada de CO2 evitado está valorada en 60 euros. El objetivo es alcanzar un suelo de 20 o 30 euros la tonelada, un costo que sería compatible con el curso esperado por la tonelada de CO2 en el mercado europeo de intercambio de cuotas de emisiones.

Los analistas prevén "*un incremento del coste por contaminar*". Según los expertos, se prevé una escalada de precios desde la cotización actual, que en los últimos días se situó en 0,08 euros por tonelada, hasta 40 y 50 euros, lo que pone de manifiesto el imparable incremento del coste, que puede verse agravado por el aumento de las importaciones de carbón, que, según la Comisión Europea, debería reducirse en torno al 60. Mientras, las importaciones de petróleo y gas deberán disminuir un 20%. Por ellos, desde la comisión, se calcula que el precio de la tonelada de CO2 alcanzará los 37 euros en 2020 y los 64 euros en 2030.

La mayoría de los estudios sitúan el precio de los derechos en alrededor de los 40 euros. A lo largo del último ejercicio, el precio de la tonelada de CO2 se mantuvo relativamente estable y bajo, debido a que las empresas ya tomaron posiciones en los dos últimos años y tienen cubiertas sus necesidades de derechos, por lo que no siguieron comprando. Sin embargo, la necesidad de acudir al mercado por el déficit existente y el aumento de las exigencias para la reducción de las emisiones incrementarán de forma gradual el costo de la tonelada a partir del próximo año y a medida que aumenten las exigencias de reducción de emisiones.

Según un informe presentado por McKinsey en la tercera reunión del grupo de trabajo de comercio de emisiones del ECCP (Programa Europeo de Cambio Climático, en sus siglas en inglés), la reducción de 400 millones de toneladas de CO2 en 2020 situaría el precio en los 40 euros. Sin embargo, la tarifa podría variar si las centrales nucleares alemanas siguen operativas después de ese año. En ese caso, se estima que el precio rondaría los 25 euros por tonelada. La patronal del sector energético Eurelectric también coincide en el coste futuro, siempre que se exploten las potenciales sinergias entre un sistema de generación bajo en CO2 y las tecnologías eléctricas eficientes.

La tecnología Carbon Capture and Storage (CCS) también gozó de avances reglamentarios y políticos en el curso de los últimos años. El convenio de Londres sobre la interdicción de inmersión de los desechos fue enmendado con el fin de autorizar bajo ciertas condiciones la inyección de CO2 en el fondo de los mares y una reglamentación global está actualmente en curso de elaboración a nivel europeo.

Aunque la tecnología CCS está sólo en punto de desarrollo, evidencia las esperanzas de permitir reducciones masivas e inmediatas de las emisiones de CO2. Es más interesante particularmente para responder al aumento de la utilización de carbón que es el primer combustible con un crecimiento que se acelera desde el año 2000. Estados Unidos, India, China o Australia, grandes productores y consumidores de carbón esperan mucho. Para François Moisan, director de estrategia/investigación de ADEME, la opción de CCS no puede ser olvidada en el contexto actual[2].

Pero para alcanza los objetivos, según ZEP, Europa deberá invertir entre 6 y 10 mil millones de euros para construir una docena de prototipos a escala industrial de unidades de 400 megawatts) de hoy al 2015, a fin de asegurarse de disponer de un sector viable en

---

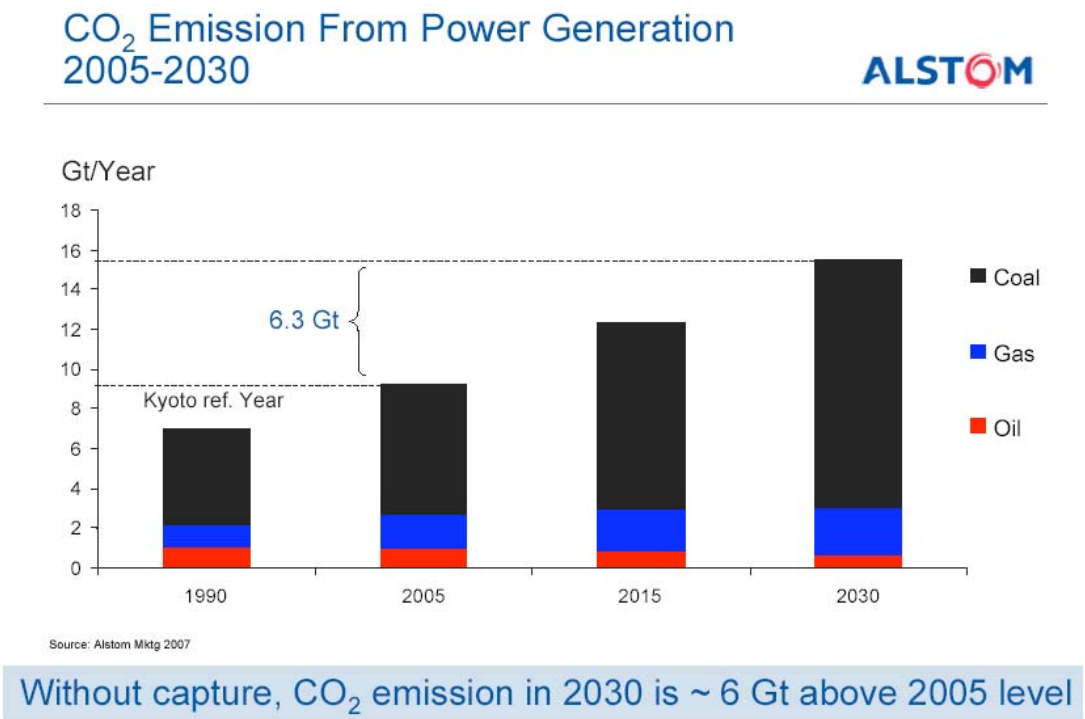
[1] Science Daily, « *Scientist urges underground CO2 storage*", (25/9)

[2] Actu-Environment, « *Les études sur la possibilité de capter et de stocker le CO2 en profondeur se poursuivent »,* (3/10)

2020 -un objetivo adoptado por la UE en marzo. ¿Quien pagará esta inversión? "*Esto debe ser compartido entre la industria, los países miembros y la Comisión Europea*", estima Graeme Sweeney, vicepresidente de Shell Future Fuel & CO2. La petrolera reconoce que la maestría de estas tecnologías constituirá una "*oportunidad competitiva*" para los industriales. La captación podría apuntar de 6 a 7 mil millones de toneladas al año en 2050. Pero la incertidumbre es todavía demasiado grande para dejarla sólo en el mercado, hace falta -sostiene Sweeney- "*identificamos más de doscientas tecnologías, entre las que la mitad debe todavía ser validada*".

La Comisión Europea no está todavía dispuesta a comprometerse financieramente, pero prepara para finales del presente año una directiva que dará un horizonte reglamentario. "*Vamos también a estimular el mercado de intercambio de cuotas de emisiones, a animar las ayudas estatales y el financiamiento a través del séptimo programa -marco de investigación*", enumeró Jan Panek, de la dirección de energía y transporte de la Comisión.

Francia no está inactiva. La petrolera Total tiene su propio proyecto de inyección de CO2 en Lacq (Pyrénées-Atlantiques). L'Institut Français du Pétrole (IFP) y el Bureau des recherches géologiques et minières (BRGM), que participan en varios programas europeos, vienen, con la empresa de ingeniería Géostock, de crear Geogreen, una sociedad especializada en la evaluación de las capacidades de almacenaje y de confinamiento de sitios geológicos. Allí reside uno de los mayores lugares desconocidos. Deberá ser evaluado, caso por caso, para obtener la adhesión de la población[3].



[3] Le Monde, "*Capter et stocker le CO2 pour lutter contre le réchauffement devient un enjeu industriel*», (4/10)

Avances significativos en la captura de CO2 alrededor del mundo

En efecto, después de dos años de notables avances fueron realizados en el plano tecnológico e industrial sobre la captación de CO2, la etapa más costosa de la cadena tecnológica. Tres modos de captación existen pero están en estadios de desarrollo diferente. El primer modo consiste en captar el CO2 en los humos de combustión gracias a disolvente químico que luego es regenerado por destilación. Fueron identificados nuevos disolventes pero este método es todavía costoso y objeto particularmente de investigación en el marco del proyecto europeo Castor[4].

Otra opción, más adaptada a las nuevas instalaciones industriales consiste en realizar la combustión en presencia de oxígeno en lugar del aire, lo que permite obtener humos más concentrados en CO2 que puede entonces separarse a menor costo. Queda, sin embargo, poner a punto un procedimiento de separación del oxígeno del aire menos costoso y con menor consumo de energía o encontrar un óxido metálico capaz de abastecer del oxígeno gracias a los ciclos de óxido-reducción.

La captación del CO2 puede también asociarse con la fabricación de hidrogeno. En lugar de quemar directamente el combustible fósil, éste es convertido en gas de síntesis del cual se extrae el hidrogeno para la producción de electricidad y del CO2. Esta vía cristaliza numerosas esperanzas porque permitiría un despliegue en gran escala de la tecnología del hidrógeno. El programa europeo Hypogen está dedicado a eso y pretende desarrollar un demostrador para 2014.

Las numerosas investigaciones también estudian el transporte, las condiciones de inyección de CO2 y sobre todo la elección de las zonas de almacenamiento y su perennidad. Hoy, tres soluciones de almacenamiento son contempladas: los antiguos depósitos de hidrocarburos, líquidos o gaseosos, de los que el potencial de almacenamiento está estimado entre 675 y 900 mil millones de toneladas de CO2, la veta de carbón no explotadas (15 a 200 mil millones de toneladas de CO2) y los acuíferos salinos profundos (1.000 a 10.000 mil millones de toneladas de CO2). Estas diferentes soluciones continúan siendo exploradas y varios lugares pilotos están en funcionamiento en Europa, en Japón, en Australia y en Estados Unidos. Los proyectos se multiplican: en el Mar del Norte, el grupo noruego Statoil inyecta CO2 en un acuífero salino a 1.000 metros de profundidad en el suelo oceánico. En Polonia, el proyecto europeo Recopol pretende almacenar CO2 en una veta de carbón. En Dinamarca, dentro del mencionado proyecto Castor hay una "trampa de CO2".

Uno de los ejemplos es Japón, cuyas fábricas y centrales térmicas son responsables por el 40% de las emisiones de CO2. El RITE (Research Institute for Innovative Technology for the Earth)[5] puso a punto un nuevo método de captura de CO2 en dos tiempos. Los efluentes gaseosos atraviesan una solución en base de aluminio que atrapa el CO2. El líquido es luego enviado hacia una membrana tubular perforada por orificios de un décimo de micrómetro. Bajando la presión alrededor de esta membrana, el líquido se eyecta por los pequeños hoyos liberando el CO2.

---

[4] http://www.co2castor.com/QuickPlace/castor/Main.nsf/h_Index/C7F9D7B939137AB400256EC40049C019/?OpenDocument&Form=h_PrintUI

[5] http://www.rite.or.jp/index_e.html

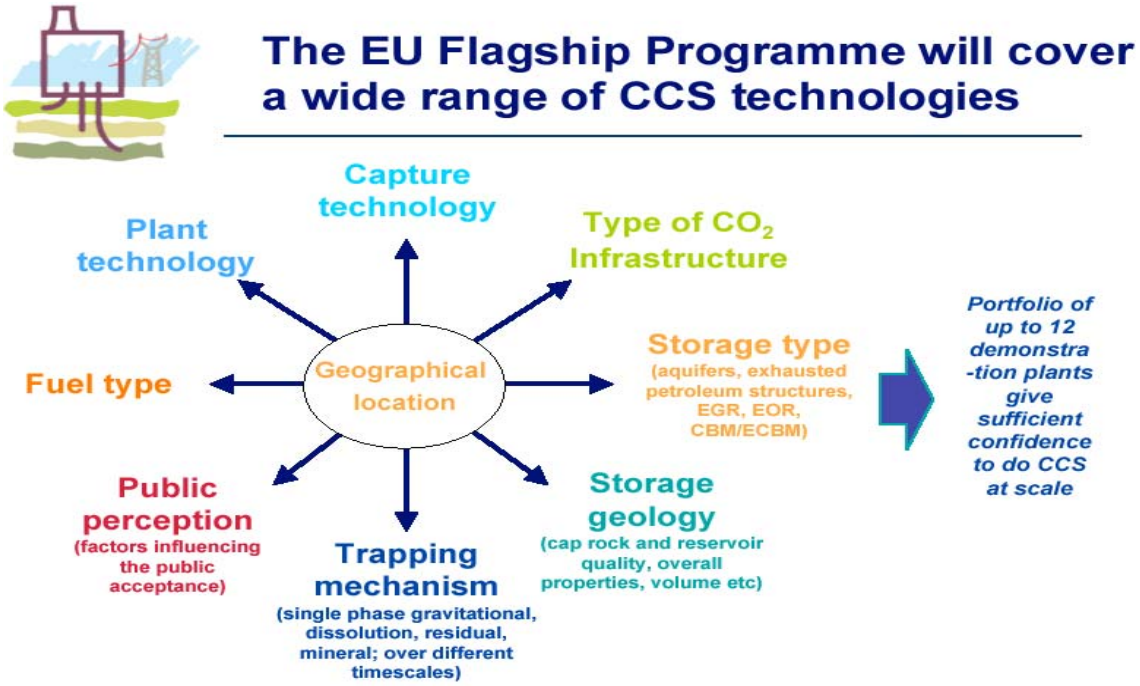
Métodos similares que emplean un líquido de absorción ya existen pero son llevados a altas temperaturas (110-140ºC), necesitando este hecho grandes cantidades de energía (20% de la energía producida en el caso de una central térmica). El método de RITE sólo demanda un medioambiente de baja presión permitiendo reducir los costos de separación y captura de CO2. RITE va a continuar sus investigaciones con el fin de obtener para dentro de dos años un sistema que consuma 4 veces menos energía que las técnicas actuales y cueste sólo la mitad. RITE desarrolló pruebas de enterramiento de CO2 entre 2003 y 2005. Más de 10.000 toneladas de CO2 fueron enterrados en los acuíferos de la región de Niigata. Como máximo 150 mil millones de toneladas podrán ser almacenadas en Japón, aunque en realidad sólo 52 mil millones de toneladas fueron confirmados.

Noruega, por su parte, comenzará a almacenar emisiones de dióxido de carbono en formaciones de rocas porosas bajo el Mar del Norte a partir de finales de 2011, según un estudio de viabilidad noruego[6]. Gassnova, una firma de desarrollo financiada por el estado, recomienda en su estudio el almacenaje de CO2 en las dos mejores áreas en la costa occidental de Noruega y transportar a la ubicación por tubería más que en barco. La estimación de costos no fue revelada. En general, los gasoductos son la solución favorita para el transporte de grandes cantidades de CO2 sobre largas distancias. Para cantidades inferiores a algunos millones de toneladas de CO2 al año o para distancias más importantes, como por mares, el empleo de embarcaciones podría ser más interesante en el plano económico.

Noruega, uno de los líderes mundiales en producción de petróleo y de gas, juntó fondos estatales para crear tecnología para capturar y almacenar las emisiones de carbono, inicialmente de dos centrales eléctricas a gas que serán construidas en Kaarsto y Mongstad en la costa occidental. *"La solución de transporte de "full-scale"* (tamaño natural) *y de almacenaje podrían entrar pronto en operación, a finales de 2011 o a principios de 2012, tiempo en que recibirá el CO2 de Kaarsto*", dijo Gassnova. "*Esto significa que una decisión sobre las inversiones se hará antes de finalizar 2008"*. Los proyectos de Noruega contemplan enfriar el gas de CO2 en una forma compacta líquida e inyectarlo en una formación de roca porosa, *water-bearing* (capa acuífera), en el fondo del mar.

En Francia, el BRGM trabaja en la definición de los criterios de seguridad del almacenamiento, indispensables para garantizar un impacto próximo a cero sobre las personas, los bienes y el medio ambiente para corto y mediano plazo (50 años) y a largo plazo (1000 años). Los trabajos se apoyan por ejemplo en el confinamiento de gas, la impermeabilidad de los depósitos, o el impacto del gas sobre las rocas. La apuesta es importante pero está al alcance de la mano, estima Olivier Appert, presidente del IFP. Por su parte, ADEME que participa en el financiamiento de investigación recuerda que el desarrollo de esta tecnología no exonera a disminuir las emisiones de CO2 y de perseguir el mejoramiento de la eficacia energética.

[6] Reuters UK, "*Norway may store CO2 under North Sea from 2011",* (27/9)



***Risk profile*:**

*El mecanismo debería:

-Emplear los instrumentos existentes para evitar la incertidumbre.

-Reflejar un marco probable para una política a largo plazo, permitiendo que la fase de demostración sea un camino eficaz para los resultados de long-term.

-Sólo transferir al sector público aquellos riesgos que el mercado no tiene ninguna experiencia de poner precio y limitado la capacidad en el managing (la responsabilidad del almacenaje a largo plazo y los riesgos del "*firstmove*r" -primero movimiento-)

-Proporcionar la certeza (la cantidad y el compromiso) en la disponibilidad de apoyo, para proporcionar el máximo incentivo al sector privado.

Estrategia: Diseño ambiental marca la pauta de la industria automovilística

La disminución de las reservas de petróleo y la imperiosa necesidad de reducir los gases de efecto invernadero imponen un cambio profundo del motor de explosión (de combustión interna). En el secreto de las oficinas de estudios, la caza del CO2 está abierta. Todos los medios fueron puestos en ejecución para impedir que los automóviles envenenen la atmósfera.

La persecución al kilo superfluo y la reaparición del Cx (coeficiente aerodinámico)[7] en los argumentos de los constructores para sumergirse treinta años atrás, en la época del primer choque petrolero y de su famosa *"chasse au gaspi"* (caza al despilfarro). Pero para ser plenamente eficaz, hay que tratar el problema en la fuente: el motor[8].

Desde su aparición a principios del último siglo, el motor de 4 tiempos, que funciona a gasolina o a gasóleo, evolucionó ampliamente en la forma, pero poco en el fondo. Su rendimiento mejoró en el curso de los años, pero esto no será suficiente para responder a las futuras restricciones de las emisiones para que deseara imponer la Comisión Europea en el horizonte de 2012. 120 g de CO2 por Km., combinado por una reducción drástica de las partículas y de los óxidos de nitrógeno para el diesel, este nuevo vencimiento puso en marcha pánico entre algunos constructores. A partir de 2020, esas cuotas de emisiones no deberán exceder 95g CO2/km y 70g CO2/km para el horizonte de 2025[9].

The Daily Telegraph[10] sostiene que las restricciones les costarán a los fabricantes alemanes -BMW, Mercedes-Benz y Volkswagen- hasta 1.050 libras por coche para cumplir, mientras sus rivales franceses e italianos, 700 libras por auto. Por eso, no asombra que los alemanes quieran hablar de ahorro de combustible.

"*No hay ninguna cuestión más importante que afronte la industria que el CO2*", dijo el CEO de Ford, John Fleming. "*Incluso aunque las emisiones de carbono de los vehículos sean cantidades relativamente pequeñas del total* (global*), planificamos despachar con bajo CO2 para 2012*".

El presidente europeo de GM, Carl-Peter Forster añadió una advertencia: *"¿Es factible equipar todos los nuevos coches par producir una media de 120g/km de CO2 para 2012? Yo diría que es casi imposible. Quien pagará por todo esto en una industria que hace apenas 2,5% de profit returns? Esta oferta es ingenua y no un empleo inteligente de recursos o dinero de nuestros clientes. Necesitamos más inteligencia comercial y realismo*".

No obstante, los diputados europeos reconocieron que algunos fabricantes especializados pueden tener dificultades en reducir sus emisiones medias del número limitado de autos que producen. Es por eso que, consideran importante permitir que algunos vehículos especializados sobrepasen las cuotas de emisiones, y esto con el fin de

---

[7] Los coeficientes aerodinámicos son números adimensionales que se utilizan para el estudio aeronáutico o aerodinámico de las fuerzas y momentos que sufre un cuerpo cualquiera en movimiento en el seno del aire. Algunos de los coeficientes más conocidos son el coeficiente de sustentación C_L, el coeficiente de resistencia C_D o el coeficiente de penetración C_X. La adimensionalización de las magnitudes se realiza con el fin de aprovechar las simplificaciones que el análisis dimensional aporta al estudio experimental y teórico de los fenómenos físicos. http://es.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_aerodin%C3%A1mico

[8] Le Figaro, "*En route vers une pollution zéro* », (5/10)

[9] Actu-envionnement, *"Les députés européens approuvent la limite des émissions des voitures à 120gCO2/km* », (14/9)

[10] The Daily Telegraph, "*Clean machines at the Frankfurt Motor Show*", (15/9)

evitar excesivas perturbaciones en el mercado de automóviles. Para hacerlo cada fabricante podrá, cada año, identificar 500 vehículos que incluyan los cálculos de las emisiones medias.

Por otra lado entre las propuestas de la Comisión europea está, en 2013, la introducción del sistema *"Carbon Allowance Reductions Systems"* (CARS) por el cual se va a imponer a los fabricantes penalidades financieras para el adelantamiento de las cuotas de emisiones. Estas penalidades podrían ser compensadas por las bonificaciones concedidas a los autos recientemente matriculados por el mismo fabricante, cuyas emisiones son inferiores a los valores límites.

El gobierno japonés convino, en efecto, el año pasado nuevas condiciones de emisiones de CO2 para la industria del automóvil a 138g CO2/km en 2015. En Estados Unidos, ninguna reglamentación nacional está vigente, sólo diez Estados comenzaron a fijar normas de emisiones más severas como California, Florida, New Jersey y ahora los estados de New York y de Washington. Los fabricantes de automóviles intentaron anular jurídicamente estas reglamentaciones yendo a los tribunales de todos estos estados pero no tuvieron éxito. Un juez federal americano consideró recientemente que el Estado de Vermont tenía derecho a regular las emisiones de gases de los coches, contra la opinión de tres "*Big auto makers*" de Detroit (General Motors Corp., Ford Motor Co. y Chrysler LLC) y la japonesa Toyota Motor Corp. que denunciaban una usurpación de las prerrogativas federales. Pero para hacer aplicar sus reglamentaciones los Estados deben obtener todavía la aprobación de la Environmental Protection Agency (EPA)[11].

Mientras tanto, los fabricantes de automóviles temen que las reglas gubernamentales sobre economía de combustible los fuercen a construir vehículos más pequeños para los consumidores y no quieren porque requieren mil millones en inversiones para actualizar las plantas de fabricación. Toyota, junto a varias empresas pequeñas de automoviles, "*has joined Detroit in the fight*", sentencia The Wall Street Journal.

¿Solución milagrosa para cortar las emisiones de los automóviles? Rumbo al hidrógeno

El desafío es tanto financiero como técnico, y algunos -encabezados por los constructores alemanes- reclaman tomar en cuenta el tamaño y la masa de los automóviles. Nada está confirmado hasta ahora en este dominio y, para prueba de su buena voluntad, las marcas no vacilan en comunicar sobre el estado de adelanto de sus investigaciones.

En el último salón de Francfort, los concurrentes asistieron a un verdadero maremoto verde. Más allá de la gestión puramente de marketing que consistía en fijar simplemente un diseño ecológico en los modelos existentes, se descubrieron verdaderas innovaciones tecnológicas de las que se esperan progresos notables en el corto y mediano plazo.

Para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y las rechazos a los contaminantes, dos ejes de trabajo son posibles: sobre el motor, desde luego, pero también el carburante. El muy mediático súper-etanol E 85 no entusiasma ni a BMW ni a Mercedes,

[11] The Wall Street Journal, "*Auto Industry to Appeal Vermont Emissions Ruling*", (5/10)

que ambos consideran que una producción masiva se haría en detrimento de los recursos alimenticios. Predican más bien por una incorporación del 5 al 10% del etanol en la gasolina, lo que los motores actuales soportarían sin grandes modificaciones.

Mientras tanto, los productores automovilísticos alemanes Volkswagen y Daimler han comprado una participación minoritaria en el fabricante de biocombustibles Choren Industries para impulsar el uso de carburantes biológicos de segunda generación. Volkswagen y Daimler investigaban con Choren desde 2002 la aplicación, la rentabilidad y el consumo energético del combustible sintético de segunda generación BTL, obtenido a partir de la gasificación de biomasa[12].

Volkswagen dijo que el objetivo de la participación en Choren es que se introduzca BTL en el mercado en grandes cantidades y que se amplíen las capacidades de fabricación de este combustible. Choren construye actualmente la primera fábrica comercial mundial de BTL y producirá 15.000 toneladas de este carburante a partir de 2008, cantidad suficiente para cubrir la necesidad anual de combustible de 15.000 turismos. Además, esta compañía planea construir otra planta de producción en la que fabricará 200.000 toneladas de BTL al año.

El responsable de investigación de motores de Volkswagen, Wolfgang Steiger, destacó que los biocombustibles de segunda generación no presentan competencia a la producción de alimentos, permiten triplicar las hectáreas de cultivo y reducen los gases de efecto invernadero en un 90 por ciento, en comparación con los combustibles biológicos de primera generación.

El gas licuado de petróleo (GLP) es criticado por sus emisiones contaminantes superiores a las del motor de gasolina. El gas natural (GNV) teóricamente es más limpio, pero sus performances ambientales varían en función de su procedencia. Una solución consiste entonces en transformar este gas en carburante liquido, este es gas to liquid (GTL) actualmente desarrollado por Shell.

Queda el gas natural que, como el petróleo, es una energía fósil cuya fuente se agotará algún día. No será el caso de los carburantes de síntesis, gasolina y diesel, obtenidos a partir de la biomasa. Volkswagen y GM ya presentaron prototipos de motor que funcionan con estos nuevos carburantes. Pero Mercedes fue la vedette de Frankfurt con su motor Diesotto, que fija el mismo rendimiento andando con gasolina sin plomo. Diesotto proporciona las potencias elevadas de los motores de gasolina y el bajo consumo de los diesel[13].

Queda el hidrógeno, sea para alimentar un motor tradicional -es la solución de BMW-, sea una pila de combustible que abastezca de corriente para un motor eléctrico, como el de DaimlerChrysler, Honda o GM. El hidrogeno es la "*solution miracle*", polución *"cero"* en términos de emisiones. Hoy, los constructores se declaran preparados para contemplar una comercialización. Prototipos confiados a varias administraciones circulan a título experimental. Y Mercedes anuncia que comenzará a equipar la flota desde 2010. Queda sin embargo, asegurar la producción y la distribución de este carburante del futuro.

Mientras tanto, el motor de explosión, la gasolina o el diesel, todavía dispone de un bello margen de progresión. Primero gracias al *"downsizing*", que consiste en reemplazar un motor de cilindrada dado por una más pequeña sobrealimentación.

BMW acaba recientemente de aportar la prueba con su programa EfficientDynamics. Utilizando un dispositivo "*stop and start*", un corte de motor de interrupción, la inyección directa y los neumáticos verdes a resistencia débil en el rodaje, el constructor alemán anunció, que desde 2008, su gama contará con una treintena de

---

[12] The Wall Street Journal, "*Car Firms Bet on Biofuels*", (12/10)

[13] Suplemento Motor, del diario español, "*El Mundo Destellos de un futuro sobre ruedas*", (Octubre 2007)

modelos cuyas emisiones de CO2 serán contenidas bajo 140 g/ por Km. Pero los progresos más importantes están programados un año más tarde, gracias a la electricidad. En la mayoría de las casas matrices de las constructoras, la hibridación de los motores, gasolina y diesel, está en marcha.

Estados Unidos: Expansión del etanol amenaza las reservas de aguas subterráneas y los ecosistemas de las praderas

Un informe de la Asociación de Defensa del Medioambiente hace sonar la alarma sobre los impactos ambientales de los biocombustibles de origen cereal. Según este informe, la fuerte expansión del sector de bioetanol en las planicies centrales de Estados Unidos genera importantes amenazas en las reservas de agua subterránea y los ecosistemas de praderas templadas[14].

. Nueve biorefirnerías están en construcción, para una capacidad anual total de 2.420 millones de litros (contra 270 millones de litros actualmente), en los sectores de centro-sur de Estados Unidos donde el acuífero de Ogallala (o High Plains) acusó las más fuertes bajada piezométricas[15] de su historia en los últimos decenios. Esta vasta capa subterránea (450.000 km2 a caballo en 8 Estados -Colorado, Kansas, Nebraska, New Mexico, Oklahoma, South Dakota, Texas y Wyoming-) constituye la principal reserva en agua de esos sectores para usos agrícolas (irrigación) e industriales. Ahora bien, la elaboración de un litro de bioetanol consume entre 3 y 6 litros de agua. Son pues más de 10 millones de metros cúbicos de agua que serían extraídos cada año de las zonas ya vulneradas de esta capa, particularmente en Texas y en Kansas. Según el informe, cerca de 450 mil millones de litros suplementarios de agua al año podrían ser necesarios para cultivar más maíz en la región. *"El acuífero Ogallala es un microcosmo de los desafíos con los que estaremos confrontados en América cuando desarrollemos los combustibles renovables como el etanol*", declaró Martha Roberts, co-autora del informe y miembro de Environmental Defense. La cantidad de precipitación y otras condiciones del hidroclima de región en región causan significativas variaciones en los requerimientos de agua para la misma cosecha.

Un acuífero es una capa de terreno o una roca, suficientemente porosa (que puede almacenar agua) y permeable (donde el agua circula libremente), para contener una capa de agua subterránea. Una capa de agua subterránea es un depósito natural de agua dulce susceptible de ser explotado. La capa que contiene es susceptible de alimentar obras de producción de agua potable o para la irrigación: pozos, perforaciones y captaciones. La napa freática es una capa contenido en el acuífero de superficie, y que es bastante poco profunda para alimentar a los pozos.

---

[14] Reuters UK, "*U.S. ethanol rush may harm water supplies – report*", (10/10)

[15] Piezómetro: Instrumento que mide la presión de un fluido en un punto.

"Tanto la calidad del agua como la disponibilidad del agua podrían verse amenazadas bruscamente por el aumento de las cosechas como el maíz", dijo Jerald L. Schnoor, profesor de ingeniería ambiental y co-director del Center for Global and Regional Environmental Research at the University of Iowa. "*Un objetivo indicado es de aumentar la producción de biocombustibles en aproximadamente seis veces, a 35 mil millones de galones para 2017*", dijo Schnoor. "*Esto significaría mucho más fertilizantes y pesticidas", corriendo por los ríos y por las corrientes en los océanos*".

El maíz requiere más irrigación que otras cosechas como la soja y el algodón en los los Estados de Plains, reza el informe. La demanda de agua para bebidas, la industria, y el empleo de hidroelectricidad, el "*fish habitat*" y la recreación podrían competir, en algunos casos, con el empleo de agua para cosecha de biocombustibles en algunas regiones[16]. La mayor parte del agua usada para irrigar el maíz, la principal fuente de etanol en Estados Unidos, es perdida en el ecosistema con la evaporación de las plantas y de la tierra.

Los defensores del etanol minimizaron las preocupaciones. "*La mayor parte de las preocupaciones por el agua para las plantas de etanol son excesivamente pretenciosas*", dijo Ron Lamberty, vocero de la American Coalition of Ethanol. "*Una personas normal en la tierra usa 100 galones de agua por día"*[17]. Lamberty dijo que un poco de agua usada para hacer etanol es devuelto al ambiente en forma de vapor. También dijo que las plantas de etanol no estarán localizadas donde la disponibilidad de agua esté en cuestión.

Según la coalición de etanol, hay 132 plantas de etanol actualmente en operación con una capacidad de 6,8 mil millones de galones por año y 79 en construcción con una capacidad de 5.7 mil millones de galones. La mayor parte del desarrollo de etanol es en la región americana de Midwest. Los recientes aumentos en los precios del petróleo en conjunción con la política de subsidios condujeron a una expansión dramática de la producción de etanol de maíz y un alto interés por su expansión para la próxima década.

Los recientes análisis manifiestan que la conversión de praderas nativas en la actualidad es en partes de the Great Plains, con un estudio en el área de central de North y South Dakota reporta la conversión de 144.000 acres de producción de cultivo entre 1984 y 2002, y otro estudio realizado en Montana y South and North Dakota reportó pérdidas de más de 60.000 acres de pradera sólo en 2006.

Además, consideramos que el establecimiento de estas nuevas refinerías incitaría al desarrollo de nuevos cultivos de maíz en las cercanías, lo que agravaría el problema, sabiendo que la producción de un quintal de maíz prácticamente necesite un metro cúbico de agua de irrigación en los sectores involucrados, e incita a la implantación de cultivos en vastas zonas de praderas actualmente congeladas por el US Conservation Reserve Program (CRP).

CRP es un programa del Departamento de Agricultura que les asegura una compensación a los agricultores que aceptan poner barbecho[18] en tierras agrícolas frágiles durante un periodo contractual de 10 a 15 años. Desde su instauración, este programa permitió proteger 20.000 km2 de tierras sensibles a la erosión situada en un sector del acuífero Ogallala. Entonces, según una estimación del USD, el 15% de estas tierras serían susceptibles de ser devueltas en cultivo al vencimiento de los contratos en los 4 próximos años[19].

La *asociación* recomienda la puesta en ejecución de medidas más eficaces en la protección de las aguas y suelos vulnerables al crecimiento de la producción de materias

---

[16] Science Daily, "*Increase In Ethanol Production From Corn Could Significantly Harm Water Quality",* (10/10)

[17] Checkbiotech, "*Ethanol craze endangers U.S. Plains water: report*", (21/9)

[18] Barbecho: Tierra labrantía que no se siembra durante uno o más años. icho de una tierra labrantía: Que no está sembrada durante un tiempo para que descanse.

[19] Bizjournals, "*Report questions environmental impact of ethanol production",* (20/9)

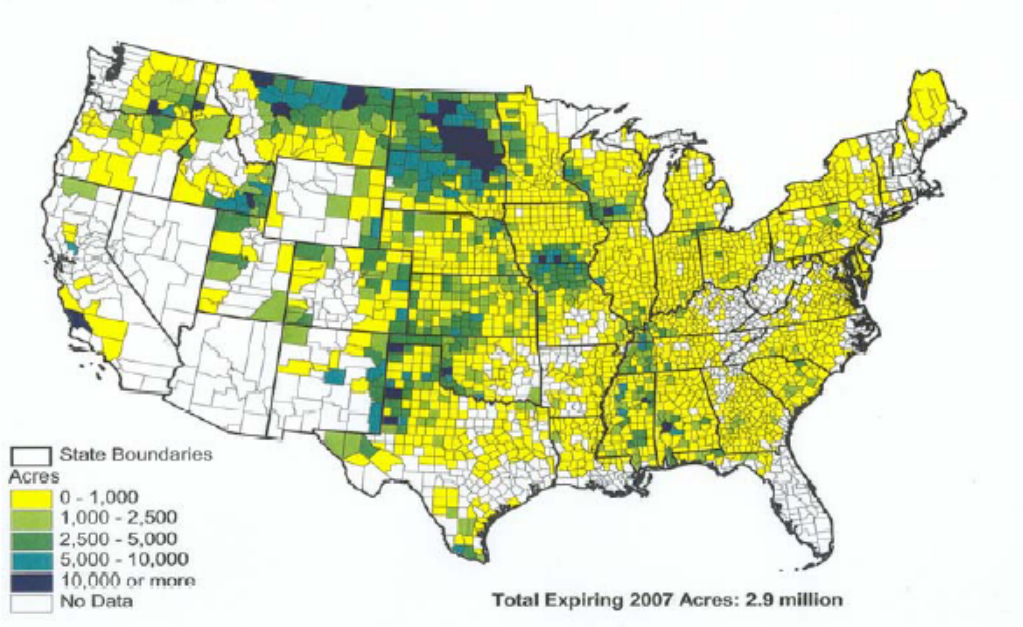
primas para las biorefinerías y la adopción de normas que permitan discriminar los biocombustibles según su marca ambiental global.

"*Los biocombustibles son nuestras mejores potenciales armas contra el cambio climático, pero no todos los biocombustibles son creados de igual forma*", dijo el Dr. Timothy Male, senior scientist for Environmental Defense[20]. "*Dependiendo de que combustible es producido y usado, algunos biocombustibles tienen más impactos ambientales que otros. Hay que asegurar que los biocombustibles cumplan con su promesa ambiental, la política debe distinguir entre los tipos de producción y los "focus incentives*" (grupos de incentivos) *sobre opciones más sostenibles".*

"*Pensando en una política de combustibles y recursos naturales se puede mitigar las implicancias negativas de las producción de biocombustibles y crear incentivos para "pathways"* (senderos) *de producción más limpios".* Un importante paso adelante es el desarrollo en curso de California del Low Carbon Fuels Standard, que requiere un 10% en el contenido del carbono de los combustibles de transportes vendidos en el Estado por 2020. Esa política también debería hacerse a la par de fuerte incentivos para el agua y la protección de la fauna que debería acompañar solamente el *carbon-focused standard.*

Figure 4. Expiring CRP Acres, 2007

(Note: Additional slippage may occur on land with paid fees. Data on approvals is just starting to be received.)



Source: USDA, Farm Service Agency, House of Representatives staff briefing by USDA, February 16, 2007.

[20] Biofuel Review, *"Report warns of water problems because of expanding ethanol plants"*, (20/9)

La industria del etanol pierde influencia en el gobierno por los altos precios de los cereales

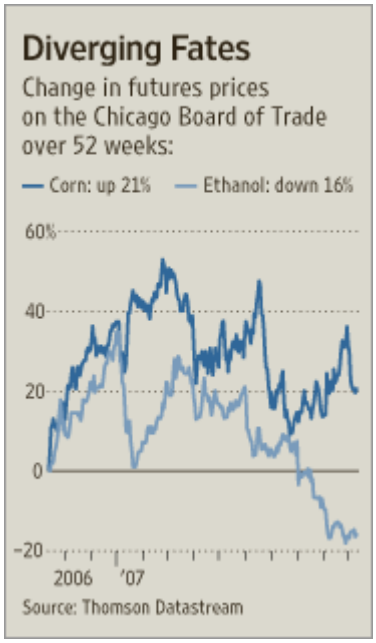
La industria americana del etanol quiere que el congreso confiera por mandato el mayor empleo del biocombustible. Pero algunos de los "*former friends*" de la industria ahora están contra ellos por el crecimiento de los precios de maíz y otros cereales, informe The Wall Street Journal[21].

El congreso dio un "*big boost*" al etanol en 2005, cuando confirió por mandato que los refinadores de petróleo mezclen 7,5 mil millones de galones de combustibles renovables como el etanol en el suministro de gasolina estadounidense para 2012. El lobby agrícola se unió al etanol como una forma de reforzar las economías rurales. Los grupos ambientales apoyaron la medida como una forma de luchar contra el calentamiento global y disminuir la dependencia en el petróleo extranjero. Incluso la industria petrolera apoyó.

Desde entonces, docenas de plantas de etanol brotaron por todo el país, convirtiendo el maíz en combustible. El surgimiento de la industria ayudó a aumentar los precios de los cereales y crear empleos en los estados agrícolas. Pero la producción de etanol hoy está cerca del nivel de 7,5 mil millones de galones en la ley de 2005. El exceso de provisión obligó bajar los precios y condujo a algunos productores de etanol a problemas. Los productores y los "*corn farmers*" hacen lobby con fuerza para que el Congreso aumente la exigencia nuevamente para asegurar que la demanda puede absorber la creciente producción.

Sin la nueva legislación, habrá "*una barrera natural para el crecimiento de la industria*", dijo Eric Washburn, consejero legislativo del American Coalition for Ethanol, un grupo comercial con sede en Sioux Falls, S.D. En junio, el Senado adoptó un proyecto de ley aumentando el mandato para el uso de combustibles renovables a 36 mil millones de galones para 2022, con 15 mil millones de galones procedentes del etanol a base de maíz. El "*House bill*" dejaría el objetivo actual en su lugar. Los legisladores en ambas cámaras se disponen a trabajar en conciliar las leyes, aunque la coordinación no está clara.

[21] The Wall Street Journal, "*Ethanol Industry Is Losing Clout In Congress as Food Prices Climb*", (11/10)



La oposición de la industria del etanol a los objetivos se puso considerablemente fuerte. El denominado lobby "*barnyard*" -representantes de la industria de la carne, ganado y aves de corral- dicen que los altos precios de los cereales hacen daño a sus ganancias. El precio del alimento animal en base al maíz aumentó aproximadamente 60% desde 2005, según el Departamento de Agricultura de Estados Unidos.

"*Nuestra mayor prioridad es que el Congreso rechace un nuevo mandato de combustibles renovables*", dijo Jesse Sevcik, vicepresidente de asuntos legislativos del American Meat Institute, una asociación de comercio de carne y aves de corral. Otros grupos que en un principio eran comprensivos ahora se distancian. Ellos temen que las ventajas del combustible sean más pesadas con la subida de los precios del maíz, además de los aumentos de los costos de productos de alimentación, desde el bistec a los cereales. "*Muchos policymakers* (hacedores de políticas) *fueron seducidos por el etanol*", dijo Cal Dooley, presidente de Grocery Manufacturers Association. Dooley se opone al aumento del apoyo federal al etanol.El Departamento de Agricultura dice que los consumidores pueden esperar pagar tanto como 4,5% más por comestibles y comida de restaurant, del 2,4% del año anterior.

La Renewable Fuels Association, un grupo de comercio de etanol con sede en Washington discute que el etanol sea el principal culpable del aumento de los productos de alimentación. Sostiene que los altos costos de la energía son más culpables. El secretario de agricultura, Chuck Connor, dijo a la asociación, la semana pasada, que "*claramente la demanda de etanol tiene un impacto sobre la inflación de los precios de los alimentos, pero el impacto no es tan grave como algunos sugieren*".

La coalición de difusión contra los nuevos mandatos de etanol incluye al American Petroleum Institute, representando a la industria petrolera. Este apoya al etanol pero prefiere un "*market-driven approach*" (un acercamiento conducido por el mercado), más que conducido por el gobierno. Algunos refinadores de petróleo dicen que los precios del etanol son bastante bajos ahora ellos pensarán comprar combustible de su propiedad, sin mandatos.

El instituto encuentra puntos en común con los grupos ambientales que por lo general combaten a la industria petrolera. Algunos ambientalistas dicen que le crecimiento

descontrolado de la producción de etanol podría conducir a la erosión y degradación de los hábitats de la fauna con más tierra volcada a la producción de granos (ver nota anterior).

Charles Stenholm, ex congressman por Texas que fue influyente en la política agrícola, es ahora lobbysta en Washington. Sus clientes incluyen intereses en carne de cerdo, lechería y petroleras, según los registros de lobby. "*Todos están de acuerdo, usted tiene que dejar al mercado ser el determinante para el etanol*". Los defensores del etanol dicen que no es realista en el corto plazo. La mayor parte de las tuberías de petróleo y gas no están diseñadas para distribuir etanol. Las estaciones de gasolina fueron lentas en instalar tanques de almacenaje y expendedoras de etanol E85.

Matt Hartwig, portavoz de la Renewable Fuels Association, dice que el etanol es "*todavía es una industria joven y en desarrollo, El gobierno tiene que seguir apoyando, si los americanos quieren "sniff the dream" de comercializar etanol celulósico, que puede hacerse con materiales incluyendo la madera o switchgrass*".

Biobutanol, evolución molecular y biocrude

Ciertas veces, simplemente se hace algo porque se sabe hacerlo. Las personas saben como hacer etanol desde la aurora de la civilización, sino antes. Tome algún liquido azucarado. Agregue levadura y aguarde. También saben, desde hace mil años, como extraer el etanol de ese líquido azucarado, de forma más o menos pura. Basta calentarlo, capturar el vapor emanado y enfriarlo hasta volverlo líquido.

El resultado es combustible. Cuando Henry Ford hacía experiencias en motores de autos hace un siglo, intentó usar el etanol como combustible y acabó rechazándolo, por "*good reason*". La cantidad de calor que se obtiene quemando un litro de etanol es cerca de 30% menor que un litro de gasolina. Además de eso, absorbe agua de la atmósfera. Al no ser mezclado con otro combustible, como la gasolina, el resultado es que la corrosión puede arruinar el precinto del motor en un par de años. Entonces, porqué, de un momento a otro, el etanol volvió a estar de moda? Esa es la pregunta que muchos *biotechnologists* en Estados Unidos vienen haciéndose en los últimos meses[22].

La respuesta obvia es que, por ser derivado de las plantas, el etanol es "verde". El dióxido de carbono producido con la quema del etanol, vino de la propia atmósfera. Devolver ese CO2 al aire, por lo tanto, no tiene impacto negativo en el clima. Aunque eso sea real, el verdadero motivo por el cual el etanol se hizo la alternativas "verde" preferida a la gasolina es que las personas saben como hacerlo –eso y los subsidios disponibles ahora en Estados Unidos a los agricultores de maíz para que produzcan la materia prima. Esos factores no impiden que el etanol sea un "*lousy fuel*" (combustible de mala calidad). Para solucionar eso, argumentan los biotecnólogos, es preciso hacer un combustible que sea mejor, pero igualmente "verde". Es en eso que trabajan actualmente.

El primer paso fue el butanol. También es un tipo de alcohol que puede hacerse a partir de la fermentación del azúcar (aunque la fermentación sea hecha por bacterias y no por la levadura), pero tiene algunas ventajas sobre el etanol. Tiene más átomos de carbono en sus moléculas (cuatro, en vez de dos), lo que significa más energía por litro. Aún así, es sólo un 85% tan potente como la gasolina. Otro punto positivo es que absorbe menos agua

[22] The Economist, "*Ethanol, schmethanol*", (27/9)

de la atmósfera. Una iniciativa conjunta entre DuPont, gigante química de Estados Unidos, y la petrolera británica BP desarrolló una forma de industrializar el proceso de producción de biobutanol, como el producto es conocido cuando es resultante de la fermentación. Aunque BP planee comenzar la venta sólo las próximas semanas (mezclado con gasolina, en el inicio), *"the truth is that butanol is not all that much better than ethanol"* (la verdad es que el butanol no es mucho mejor que el etanol).

Otro camino puede ser lo de las moléculas de alcohol aún mayores y, por lo tanto, más ricas en energía. Cualquier alcohol simple es compuesto por cierto número de átomos de hidrógeno y carbono (de la misma forma que un hidrocarburo como la gasolina) agrupados con un átomo único de oxígeno. En la práctica, ese juego de elevar el contenido del carbono, para tener un mejor combustible, con el octanol (ocho átomos de carbono), ya que cualquier compuesto por encima de eso tiende a congelarse en temperaturas mucho más bajas. Pero, los seres vivos tienen proximidad con los alcoholes. Sus enzimas pueden ser estructuradas como tal. Eso facilita la tarea de los biotecnólogos.

La idea de proyectar enzimas para producir el octanol fue realizada por primera vez por Codexis, una pequeña empresa californiana -de Redwood City- de biotecnología. La tecnología de Codexis funciona con precisión farmacéutica, de hecho, uno de sus principales productos comerciales es el sistema de enzimas que produce el precursor químico del Lipitor, para el tratamiento contra el colesterol de Pfizer. Codexis controla la mayoría de los principales patentes de lo que se conoce como "*molecular evolution*". Se proyectan enzimas de la misma forma que la evolución normal proyecta organismos. Eso crea muchas variaciones de un mismo tema. Se descartan las que no sirven y se mezcla el resto en un proceso similar al sexo. Se repite el proceso con los sobrevivientes hasta que surja algo útil –aunque, al contrario de la evolución natural, también exista algo de design inteligente en el proceso. El resultado, según el jefe de la Codexis, Alan Shaw, son enzimas que pueden desempeñar transformaciones químicas desconocidas en la naturaleza.

Shaw, sin embargo, ya no está tan interesado en el octanol como biocombustible. Así como otras dos firmas rivales próximas, ahora centra la atención de Codexis en moléculas aún más similares a la gasolina. La diferencia es que, al contrario de la gasolina, en la cual cada lote de la refinería es químicamente diferente del otro (porque el petróleo crudo del cual es derivado es una mezcla arbitraria de moléculas de hidrocarburos), la biogasolina podría ser producida exactamente igual, de nuevo y de nuevo, y, por lo tanto, elaborada para presentar una mezcla perfecta de las propiedades requeridas para un motor.

Shaw aún no está dispuesto a decir exactamente en cuáles moléculas, Codexis tiene interés. Amyris Biotechnologies, también de California y que también comenzó con medicamentos (en su caso, en un remedio contra la malaria llamado artemisinin), es un poco más abierta. Bajo la dirección de su fundador Jay Keasling, viene trabajando en un tipo de isoprenoid (una clase de sustancia química que incluye goma). A diferencia de Codexis, que lidia con enzimas purificadas, Amyris emplea una técnica llamada biología sintética, que transforma organismos vivos en reactores químicos al crear nuevos caminos bioquímicos entre ellos. Keasling y sus compañeros escudriñan el mundo tras la enzimas apropiadas, las ajustan para que funcionen mejor y entonces cosen los genes de las enzimas "*tweaked*" (manipuladas) en una bacteria, que se transforma en el producto deseado. Es así que produjeron la artemisinin, que es también un isoprenoid.

Los "isoprenoids" tienen la ventaja de, así como los alcoholes, ser parte de la bioquímica natural de varios organismos. Las enzimas para manipularlos, por lo tanto, son fáciles de encontrar. Aún tienen a favor el hecho de que algunos son hidrocarburos puros, como la gasolina. Con algo de búsqueda minuciosa, Amyris cree que puede conseguir algún "isoprenoid" con las características correctas para sustituir a la gasolina. La tercera firma californiana del sector, LS9, va la grano. Si es gasolina lo que se quiere, entonces es gasolina

lo que será entregado. Y diesel también, aunque, en este caso, el producto en cuestión, en la verdad, sea biodiesel, que es, en algunas formas, superior al material resultante del petróleo.

La empresa también usa la tecnología sintética, pero se concentra en encontrar caminos para hacer ácidos grasos. Así como los alcoholes, los ácidos grasos son moléculas con montes de átomos de carbono y hidrógeno y una pequeña cantidad de oxígeno (en el caso dos átomos, en vez de uno). Los óleos vegetales consisten en ácidos grasos combinados con glicerol - y esos ácidos grasos (por ejemplo, los del óleo de palma) son la principal materia-prima para el biodiesel vendido actualmente. LS9 usó la tecnología para transformar microbios en fábricas de ácidos grasos conteniendo entre 8 y 20 átomos de carbono –los números ideales para el biodiesel. También planea hacer lo que llama de "biocrude". En ese caso, los ácidos grasos tendrían entre 18 y 30 átomos de carbono y la práctica final del camino sintético cortaría los átomos de oxígeno para crear hidrocarburos puros. Este biocrude podría alimentar directamente las refinerías de petróleo actuales, sin la necesidad de modificarlas.

Esas empresas, sin embargo, tienen otro concurrente. Su nombre es Craig Venter, un veterano de la biotecnología de la época de la patente de los genes del proyecto del genoma humano y que, hace un buen tiempo, también está interesado en la bioenergia. De inicio, lo que llamó su atención fue el hidrógeno. Después, el metano. Ambos son productos naturales de las bacterias. Ahora sus ojos se vuelven hacia los combustibles líquidos. Su empresa, modestamente llamada Synthetic Genomics, al contrario de las otras, tiene sed en el este de los Estados Unidos. Venter llega hasta a postular la idea de probar los biocombustibles - aparentemente, contraponiendo unos a los otros y, posiblemente, usando productos resultantes del petróleo como patrón de comparación, sin que los conductores sepan cual es cuál.

Análisis: Ecuador insta a las petroleras a migrar a "contratos de prestación de servicios".

El gobierno de Ecuador anunció que hará una auditoria en los contratos petroleros del país, en un pasó más rumbo a la estatización del sector. Según el Ministro de Minas y Petróleo, Gallo Chiriboga, el objetivo es transformar a las petroleras privadas en prestadoras de servicios para la estatal Petroecuador. En una señal de endurecimiento con las compañías, el presidente Rafael Correa amenazó con aumentar aún más la participación del Estado en los ingresos de las compañías que se rechazaran a negociar.

La auditoria se realizará a los contratos petroleros de participación desde 1993 para determinar responsabilidades penales, administrativas, contractuales y políticas de los funcionarios que actuaron en su momento[23].

[23] Diario Hoy de Ecuador, "*Auditoría sobre los contratos petroleros*", (9/10)

La semana pasada, Correa amplió de 50 a 99% la participación de Estado en los ingresos petroleros con la venta de petróleo ecuatoriano por encima de los 24 dólares por barril, con el claro objetivo de forzar a las empresas a aceptar nuevos contratos. "*Los contratos se firmaron desde 1996 sobre un precio de $23 y $25 por barril y en otros casos menos. Las compañías hicieron su plan de inversiones sobre ese valor y se pactó que el Estado les recompense en el evento de que los precios bajaran, pero no debían retribuir al Estado si el precio subía*", dijo Chiriboga.

El ministro de Economía, Fausto Ortiz, calculó que por la revisión de las ganancias extraordinarias, el país obtendría unos $700 millones anuales. Los recursos le permitirían al país reducir el requerimiento de financiamiento del Estado en el próximo año en $1.913 millones, con lo cual se controlaría el gasto público.

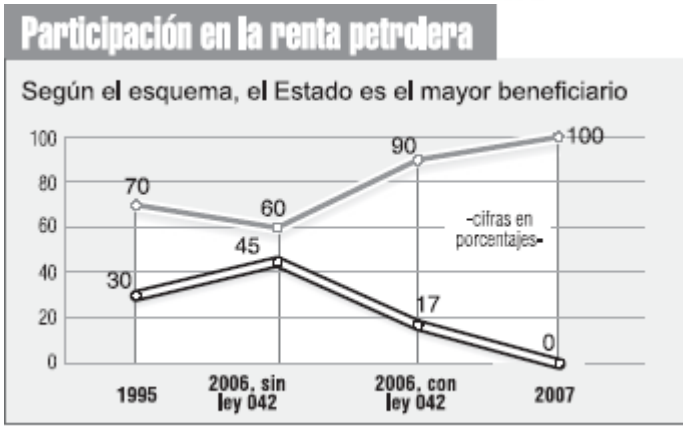
Ecuador necesitaba contratar créditos con organismos multilaterales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Andina de Fomento, o colocar bonos soberanos por ese monto para alimentar el Presupuesto General del Estado de 2008 de $10.357 millones. Para Petroecuador se gestiona ante el BID un crédito de $1.500 millones, en desembolsos de $400 millones mensuales[24].

Del lado de la industria hidrocarburífera se acordó a nivel de matrices y filiales analizar, primero, el impacto económico de la reciente reforma en sus contratos. "*Si las empresas consideran que los ingresos son insuficientes, estamos dispuestos a negociar nuevos modelos contractuales. Nuestra propuesta es cambiar el modelo de contrato de reparto en la producción para la prestación de servicios*", afirmó Chiriboga. En el modelo actual, empresas y Estado dividen la producción de petróleo en un 80% y un 20%, en media. El modelo de prestación de servicios prevé que las petroleras sean contratadas de Petroecuador para extraer las reservas, recibiendo remuneración fija por el trabajo.

Si las compañías optan por modificar el tipo de contrato, el planteamiento del Gobierno será directo: cuánto cobrarán por extraer el crudo; a ese valor se le añadirá una utilidad razonable y sobre esa base empezaría la negociación. Y aunque las autoridades reconocen que los contratos de prestación de servicios, vigentes hasta 1995, tuvieron falencias, justifican que para regresar a esa modalidad habrá que reforzar la supervisión y el control de las facturas. Además, el Estado garantizará el pago de los servicios con la creación de un fideicomiso. Este administrará todas las inversiones del contrato y tras la explotación del crudo y la obtención de los recursos, el porcentaje acordado pasará a manos de la empresa privada. En un contrato de prestación de servicios, las compañías solo operan el área y el Estado les cancela por el trabajo. Actualmente existe una petrolera con esa modalidad: Agip Oil[25].

---

[24] Diario Hoy de Ecuador, "*Correa lanza más advertencias*", (7/10)
[25] El Universo, "*Gobierno presiona por tema petrolero",* (6/10)



Fuente: Héctor Paz y Miño - HOY - Diseño editorial HOY - LG

El analista petrolero Luis Calero señaló que los altos precios del crudo impulsaban una revisión de los contratos; sin embargo, no coincide con el Régimen respecto al mecanismo aplicado[26]. "*Los contratos con varias privadas eran de servicios hasta antes de 1995 y 1996, pero la modalidad se cambió de manera inconstitucional a participación, por allí apuntaba la revisión*". O bien, dice, pudiera haberse aplicado por rangos porcentuales a la participación. Para el ex ministro de Energía Iván Rodríguez, la modificación legal a los contratos de las privadas plantea un modelo que no reconoce inversión y costos de producción. "*Los insumos petroleros son más costosos que los de otras industrias y eso no se toma en cuenta en la reciente reforma*".

La Agencia Internacional de Energía (AIE) destaca que los países latinoamericanos productores de petróleo están sintiéndose "*poderosos*" delante de los nuevos precios internacionales del barril y que, por eso, están tomando medidas como la que anunció Ecuador. "*Hoy el precio del barril permite que esos gobierno se sientan poderosos*", afirmó el vicedirector-ejecutivo de la AIE, William Ramsey, que fue responsable del Departamento de Estado americano para cuestiones energéticas. "*Medidas como esa son preocupantes, pues los inversores van a pensar dos veces antes de cerrar un negocio en esos países*", dijo. "*Cualquier reapertura de acuerdos es complicada y puede alejar empresas de un mercado*", afirmó Ramsey[27].

"*Para los gobiernos que negociaron los contratos de explotación en el comienzo de los años 90, cuando el barril petróleo costaba US$ 18, la lógica es recoger una nueva realidad que les permita también sacar provecho de los nuevos valores, que llegan a US$ 80 y no van a caer los próximos meses*", dijo. "*La cuestión es cómo renegociar los acuerdos para no perjudicar las empresas.*"

Un analista de la industria dijo a BNamericas[28] que el decreto "*obviamente va a dificultar el ingreso de nuevas inversiones en exploración de hidrocarburos*". El decreto daña el clima de inversión en Ecuador y es probable que muchas compañías que están en el país reevalúen su posición, de acuerdo con el analista.

Por su parte, Patricio Baus, director senior de BankWatchRatings -con sede en Ecuador, destacó las implicaciones legales de la medida del gobierno. Si el gobierno firmó contratos con compañías y les pone término unilateralmente, los resultados podrían tener un impacto "*nefasto*", ya que se demuestra que existe una inseguridad legal en el país, señaló Baus. "*El país se verá abocado a que muchas empresas no quieran invertir aquí en Ecuador*", expresó.

Esta situación podría tener un impacto significativo en las licitaciones de hidrocarburos planificadas por el gobierno. En el gobierno apuntan a llevar a cabo

[26] El Comercio, "*Las petroleras aseguran que la reforma afecta a los contratos*", (6/10)
[27] Estado de San Pablo, "*AIE diz que mudança preocupa*", (6/10)
[28] BNamericas, "*Decreto es para ganancias extraordinarias, no una nacionalización*", (5/10)

licitaciones por exploración y producción de gas natural en el golfo de Guayaquil y ya han debatido un modelo de concesión para el campo ITT.

"*El gobierno anunció que vuelve a cambiar los contratos. Con eso, el país va a tener más plata pero menos credibilidad, buena fama y seguridad jurídica. Eso no es desarrollo*", dijo a El Comercio, Vicente Albornoz Guarderas[29].

Relación Estado-petrolero signada por los cambios

Hasta los años noventa, las empresas petroleras en Ecuador bajo la forma de "*contratos de prestación de servicios*". Bajo esas normas, el Estado recibía toda la producción, luego de cubrir los costos y gastos de exploración y explotación. El problema era que resulta muy complejo controlar que las empresas realmente gasten solo en lo necesario. De alguna manera, el incentivo de las empresas no era producir, sino gastar porque no se beneficiaban directamente del aumento de la producción.

Hacia finales de los noventa, Ecuador renegoció los contratos de servicios y los modificó por "*contratos de participación*". Bajo esta forma contractual un porcentaje fijo de la producción es del Estado, independientemente de cómo se maneje la empresa privada. Cuando se renegociaron los contratos el precio del petróleo estaba muy bajo, por lo que el porcentaje de la producción que obtuvo el Estado fue bajo, entre un 12% y un 35% de la producción total. Cabe aclarar que en esa época fue un cambio conveniente para el Estado. En un sistema así, el incentivo central de las empresas petroleras es producir más y hacerlo eficientemente.

Los incentivos funcionaron y las petroleras privadas, con fuertes inversiones, lograron más que triplicar su producción entre 1998 y el año pasado. Mientras tanto, Petroecuador reducía su producción en un tercio. El otro incentivo que llevó a las empresas a producir más fue que el precio del petróleo se disparó en los últimos años. Los aumentos de producción y precios hicieron que las empresas privadas empiecen a ganar muchísimo dinero (más de lo que nunca esperaron) y Ecuador se vio en 2006 ante un dilema: renegociar los contratos u obligar a las empresas a que, a la fuerza, le den una participación mayor. Para los analistas ecuatorianos, *"desgraciadamente se optó por lo segundo*". Se cambió la ley y se puso un nuevo reglamento que decía que el Estado recibiría al menos la mitad de la producción, luego de cubrir el (bajo) precio en que estaba el barril a la firma de los contratos.

<u>Las seis empresas que resultan afectada por el Decreto Ejecutivo ecuatoriano:</u>

[29] El Comercio, "*Págueme más o váyase"*, (7/10)

Petrobras

Petrobras produce en Ecuador unos 35 mil barriles. Los planes para expandir sus operaciones se han visto atrasadas por disputas ambientales, y sobre todo, por una eventual caducidad del contrato del bloque 18 que está siendo analizada.

Repsol relativiza la decisión del gobierno

Según El País, Repsol relativizó los posibles efectos sobre los ingresos de la decisión del gobierno ecuatoriano. "*El efecto en Repsol será relativamente menor*", dijo un portavoz. Añadió que la producción del consorcio en Ecuador representa alrededor del 1% del total del grupo.

Perenco espera con mayor paciencia

Perenco es una compañía privada francesa. Ingresó a Ecuador en la década de los 80, cuando el país abrió las puertas a la inversión privada internacional para la exploración y explotación de hidrocarburos. Es una de las compañías que ha solicitado al Ministerio de Energía renegociar su contrato de participación, con posibilidades de extenderlo después de 2012 cuando termina el actual.

PetroOriental heredó el caso "Occidental"

PetroOriental, que pertenece a la china Andes Petroleum, también está en proceso de renegociar los contratos de los bloques 17 y 14. Andes Petroleum heredó los problemas de la ex contratista canadiense Encana, a la cual le compró hace unos años todos sus derechos y obligaciones. Le atrajo la vinculación de Encana con Occidental.

AGIP, la única con contrato de servicios

La italiana AGIP es la única que tiene en Ecuador un contrato de prestación de servicios, a través del cual el Estado es dueño en el 100% del petróleo que produce la contratista. Opera el bloque 10 y muchas veces, ha intentado cambiar el modelo contractual al de participación como el resto de operadoras, pero sus gestiones resultaron fallidas. Los gobiernos no accedieron.

En el caso City hay ya tribunal arbitral

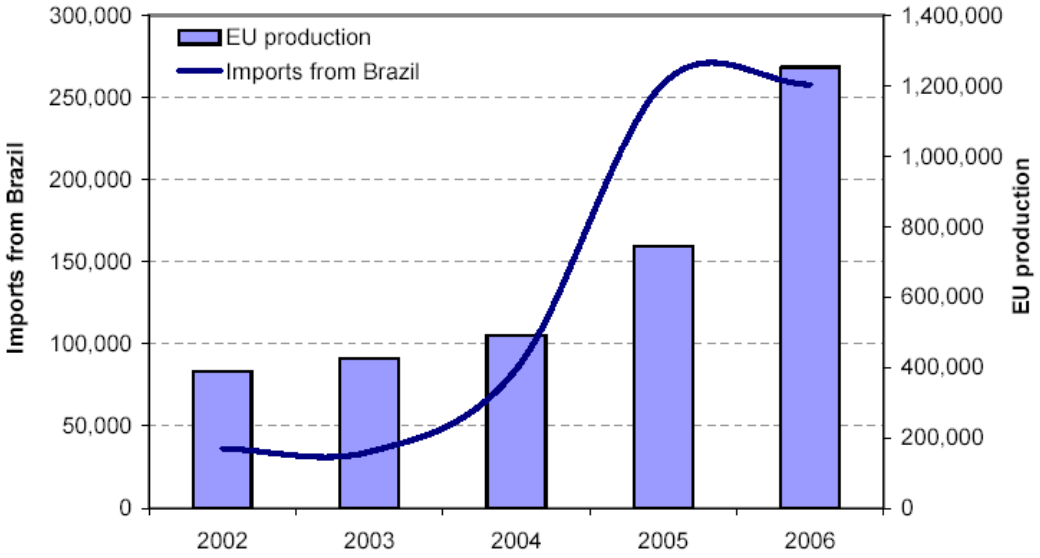
Se constituyó el tribunal arbitral en el caso de la demanda de City Oriente por la Ley 42-2006 del 50%. Lo conforma el profesor canadiense Cristofer Thomas, árbitro nombrado por el Estado ecuatoriano; el argentino Horacio Grijera Naon, árbitro de City, y el español Juan Fernández Armesto, presidente del tribunal designado por el Ciadi

Global Subsidies Initiative: Europa subsidia con 3,7 mil millones de euros a los biocombustibles

La Comisión Europea distribuye subsidios para intentar compensar, y desplazar, la productividad de las exportaciones de etanol, como el brasileño. Con la ayuda estatal de más de 3,7 mil millones de euros en subsidios, los proyectos en el área de biocombustibles en Europa explotan. Dato divulgados indican que por lo menos 191 nuevas fábricas están en construcción en Europa. Para finales de 2008, el bloque debe contar con por lo menos 342 fábricas de etanol y biodiesel.

Los cálculos, sin embargo, alertan que la producción de etanol en Europa simplemente no podría ocurrir si no fuera por los millonarios subsidios. 70% del valor del etanol hoy es subsidiado, generando uno de los mercados más distorsionados del mundo. En muchos casos, la producción actual en Europa no compensa financiera ni ambientalmente, y el fin de los impuestos a la importación podría ser una política más eficiente que subsidiar la producción local.

Figure 4.1 Evolution of EU production and imports from Brazil of ethanol (in tonnes)



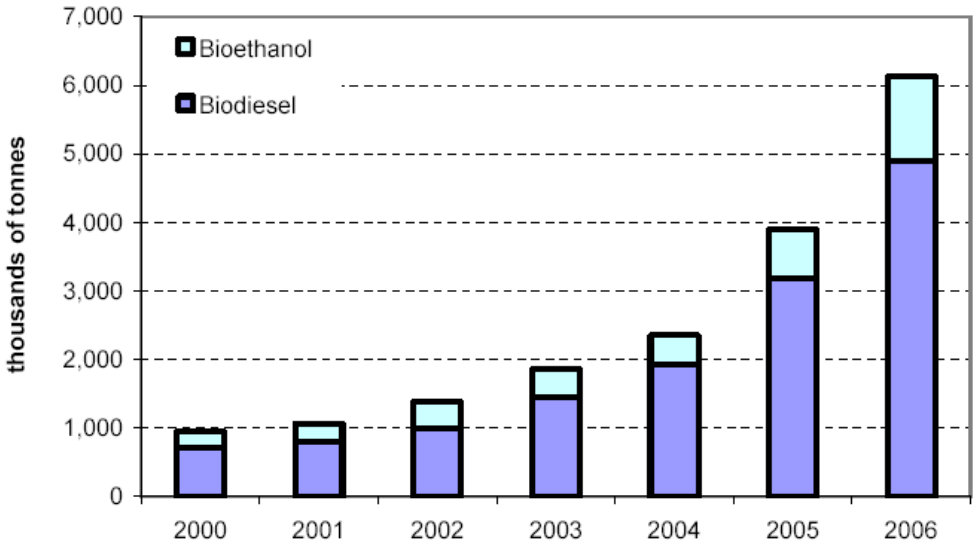
Los datos están siendo divulgados por la entidad Global Subsidies Initiative y están basados en informaciones oficiales de la Comisión Europea y apuntan a los gastos de Bruselas con el sector. Según los cálculos, el valor estimado de los subsidios es de más de 3,7 mil millones de euros en 2006 son sólo la "punta de un iceberg". Cerca de un 10% de ese valor se da a los productores para que puedan compensar las pérdidas con la competencia brasileña. El biodiesel recibe prácticamente el doble del valor destinado al etanol - son € 2,4 mil millones para el biodiesel.

Brasil también es impactado por los subsidios. Cerca de 306 millones fueron distribuidos por la UE sólo en 2006 para permitir que el productor local no sea afectado por el etanol brasileño. Eso sin contar el mantenimiento de altas barreras contra el etanol brasileño –las tarifas llega a un 63%.

El dinero llega a los productores por una red de beneficios a la producción y exenciones de impuestos nacionales, regionales dados por la UE. Otra forma de subsidio es el préstamo con intereses debajo de las tasas de mercado, además de la construcción de infraestructura. Una parte de los recursos puede ser distribuida si el productor prueba que está usando su tierra para plantar productos que puedan ser transformados en energía.

El resultado de tantos subsidios europeos es la producción record de biodiesel en el mundo en 2006 de 5,5 mil millones de litros, ante 1,5 mil millones de litros de etanol. De esa producción, un 54% ocurrió en Alemania, seguida por Francia, con un 15%, e Italia, con un 9%. Los subsidios permitieron que Europa triplicara su producción de biodiesel en sólo tres años. Aún con las inversiones, la Comisión Europea indica que faltará biocombustibles en el bloque. Las estimaciones son que los europeos consumirán 12,5 millones de toneladas para 2010. Pero tendrán capacidad de producir sólo 9,9 millones. Y, para los economistas que prepararon el estudio, la tendencia es que los subsidios aumenten de forma considerable en los próximos años.

Figure 2.1 Evolution of biofuel production in the EU



Cifras y Notas del Sector:

Reducción de divisas por baja exportación de petróleo comienza a sentirse en Colombia (El Tiempo, 8/10)

Según el Banco de la República, las ventas externas de petróleo y sus derivados fueron de US$ 2.723 millones (en el primer semestre del 2006 sumaron US$ 3.214 millones), es decir, una caída del 15%. Pero, obviamente, la cifra ha sido afectada por la mayor reevaluación del peso frente al dólar que se ha registrado este año y el hecho de que en la primera parte del 2006 los precios externos del petróleo fueron más elevados.

La situación contrasta con la situación mundial: los precios del petróleo han sorprendido al alcanzar recientemente niveles nunca vistos, lo que, en principio, aumenta los ingresos de dólares los países productores. La caída de la producción de petróleo en el país no se ha detenido ni con los millonarios recursos que en el primer semestre ha recibido el sector por concepto de inversión extranjera (1.848 millones de dólares), ni con los

esfuerzos de las empresas por encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos mediante la perforación de más pozos.

Si bien en el 2006, por primera vez en seis años, Ecopetrol y sus socios reportaron un ligero incremento en la extracción de crudo al sacar 528.000 barriles promedio por día, es decir, 2.300 barriles más que en el 2005, en el 2007 las cosas marchan a otro ritmo. La producción de petróleo en Colombia descendió 2,5 por ciento en el primer semestre del año en comparación con el mismo lapso del 2006. Esto quiere decir que se pasó de producir 534.809 barriles por día en el primer semestre del 2006 a 521.186 barriles por día promedio en los primeros seis meses del año. Es más, Ecopetrol ya ha dado por descontado que este año la producción de crudo estará por el orden de los 522.000 barriles por día.

"*Ese comportamiento era esperable porque se trata de la declinación de los descubrimientos de varios años que no han sido remplazados por descubrimientos nuevos*", dijo Alejandro Martínez, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), entidad que agrupa a las principales compañías que operan en el país.

La caída ha estado marcada por el descenso en la producción de los grandes campos como Cusiana o Cupiagua a unos 98.000 barriles por día, cuando en su época de oro estuvieron por encima de los 400.000 barriles. Se calcula que entre el 2006 y el 2007 el descenso ha sido de 15,1 por ciento. En menor proporción, los 49 ataques de la guerrilla contra los oleoductos reportados en la primera parte del año por el Ministerio de Defensa también habrían influido en la desaceleración.

Aunque el retroceso en la producción es evidente, Martínez considera que la intensa actividad exploratoria ha frenado la caída libre en que venía la producción de 12 por ciento anual, la cual era mucho más preocupante.

Para Germán Corredor y Raúl Ávila, director e investigador del Observatorio Colombiano de Energía, respectivamente, la perforación de pozos ha sido insuficiente en la búsqueda de nuevas reservas. "*La realidad es que el promedio de pozos perforados desde el año 1997 a 2006 ha sido de 20* (8 por año), *5 veces inferior al propuesto por la Upme* (100 por año)", indicaron en la investigación Bien-Estar y Macroeconomía 2007, del CID de la Universidad Nacional. Los investigadores sostienen que la política petrolera colombiana ha estado dirigida fundamentalmente a mejorar las condiciones del contrato petrolero para incrementar la exploración, pero que esa política no parece ser sostenible pues factores diferentes como el precio internacional del petróleo pueden influir más sobre la actividad exploratoria que las mismas condiciones del contrato.

Francia: La guerra de las turbinas hace furor (Le Figaro, 9/10)

El crecimiento exponencial de la demanda de electricidad hace el juego a los "*turbiniers*" (fabricantes de turbinas en francés). Las empresas de energía están comprometidas en una carrera por la construcción de nuevos medios de producción, licitaciones tras licitaciones se suceden. El último gran ganador de la fecha se llama General Electric (GE). El conglomerado americano oficializó el pedido de la francesa EDF por seis turbinas a gas destinadas a las futuras instalaciones del grupo en Francia y en Europa (esencialmente para las centrales de ciclo combinado de gas). Si todas las opciones que

figuran en el contrato son validadas, el importe total sobrepasaría los 900 millones de euros.

La semana pasada, fue la alemana Siemens que se llevó un acuerdo. La primera eléctrica española Endesa le confió la realización (en el nordeste de Francia) de dos centrales de ciclo combinado a gas (860 megawatts en total), en una inversión de 470 millones de euros. "*Es el más grande proyecto de construcción de nuevas capacidades de producción de electricidad en Francia, después del EPR, el reactor nuclear de tercera generación*", subrayó entonces Endesa.

Por ahora, los planes de las cuatro mayores –Alstom, GE, Mitsubishi y Siemens- se revelan muy diversos, con carteras de pedidos por termino medio para los dos próximos años

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