

Publicación: Revista Argentina de Derecho Comercial y de los Negocios
Fecha: 13-04-2015 Cita: IJ-LXXVII-343

Comentarios a la Ley N° 27.007 de Reforma de la Ley Federal de Hidrocarburos

Juan Fernando Giovachini

I. Introducción [arriba] -

Nos proponemos en esta oportunidad comentar las principales disposiciones de la Ley n° 27.007 (BO: 31-10-2014) de Reforma de la Ley Federal de Hidrocarburos n° 17.319 (B.O.: 30-06-1967, en adelante la “Ley de Reforma” y la “LFH”, respectivamente).

La Ley de Reforma tiene su génesis en un proyecto de ley presentado el 16 de septiembre del año 2.014 a la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación por el Poder Ejecutivo Nacional (en adelante el “Proyecto” y el “PEN”, respectivamente). El Proyecto fue producto del denominado Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos (en adelante el “Acuerdo Federal”) suscripto en la citada fecha por el Estado Nacional (representado por el Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios) y por los Gobernadores de las Provincias de Mendoza, Santa Cruz, Chubut, Neuquén, Río Negro, Salta, Formosa, La Pampa, Jujuy y Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

El Acuerdo Federal tiene dos (2) Anexos. El Anexo I sienta las bases para la adopción de programas fiscales y tributarios provinciales y municipales homogéneos y estables. El Anexo II contiene el Proyecto, aclarando aquel que sus suscriptores propician la sanción de una ley que, respetando las disposiciones de la Ley N° 26.197 (B.O.: 05-01-2007, en adelante la “LC” o “Ley Corta”), modifique, actualice y complemente la LFH, de la cual el Estado Nacional y las Provincias son autoridades permisionantes y concedentes en sus pertinentes jurisdicciones con relación a los hidrocarburos de sus respectivos dominios.

La Ley de Reforma, por su parte, está compuesta por 32 artículos, vertebrados en tres (3) Títulos. El Título I referente a las Modificaciones a la LFH; el Título II al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (en adelante el “Régimen de Promoción”); y el Título III a Disposiciones Complementarias y Transitorias.

Huelga mencionar que el Acuerdo Federal y el Proyecto, producto de extensas e intensas negociaciones, morigeran un alarmante y evidente intento original, que no prosperó, ni sorprendió si se ponderan los ilegítimos Decretos del PEN n° 1277/2012 (BO: 27-07-2012, en adelante el “Decreto N° 1277”) y 929/2013 (BO: 15-07-2013, en adelante el “Decreto N° 929”)[1], cuyos vicios pretenden ser subsanados por la Ley de Reforma, de manifiesta degradación y retroceso del proceso de federalización de los hidrocarburos derivado del art. 124 de la Constitución Nacional (según texto de la reforma del año 1994, en adelante la “CN”), del Decreto de Necesidad y Urgencia del PEN n° 546/2003 (conf. art. 99, inc. 3, CN, B.O.: 11-08-2003) y de la Ley Corta, con la consecuente pretensión de menoscabar las potestades de las provincias productoras de hidrocarburos (de diversa naturaleza, a saber

ejemplificativamente de administración de sus recursos hidrocarburíferos bajo la LC, de recursos fiscales, tributarios).

Por otro lado, en términos generales, adelantamos que no resulta cuestionable la competencia del Congreso de la Nación para sancionar la Ley de Reforma (conf. arts. 77 y ccs. de la CN) a la luz de los incs. 12), 18) y 32) del art. 75 de la CN. Aunque tampoco está demás señalar que la Ley de Reforma, como cualquier otra norma de naturaleza legal o de inferior jerarquía, deberá adecuarse a y ser compatible con el bloque de constitucionalidad que impone la CN en sus arts. 31, 75, incs. 22), 24) y ccs, y, por lo tanto, no estará exento del pertinente control de constitucionalidad[2].

Puntualizamos brevemente, en ese sentido, que la regulación de la materia hidrocarburífera, tanto legislativa como reglamentaria, constituye competencia propia y exclusiva del Gobierno Federal; recayendo la primera (regulación legislativa) en el Congreso de la Nación (art. 75, inc. 12), de la CN)[3], mientras que la segunda (regulación reglamentaria) en el PEN (art. 99, inc. 2), de la CN). En tal sentido, la Corte Suprema de Justicia de la Nación (en adelante la “CSJN”) ha resuelto que la jurisdicción del Congreso Nacional sobre los recursos hidrocarburíferos, entendida como regulación jurídica legislativa, viene dada por su propia y excluyente potestad de dictar el Código de Minería (conf. arts. 75, inc. 12) -anterior art. 67, inc.11-, 121 y 126 de la CN (Fallos: 334:53)[4].

II. Comentarios a la Ley de Reforma [arriba] -

Describiremos a continuación las principales disposiciones de la Ley de Reforma en el mismo orden en que son expuestas en ella y formularemos a su respecto las consideraciones de naturaleza legal que estimamos pertinentes.

(1) Reducción de períodos exploratorios y de plazos de permisos de exploración: (i) El nuevo art. 23 de la LFH reduce de tres (3) a dos (2) períodos el plazo básico de los permisos de exploración, como así también el plazo de duración de cada uno de ellos.

Las reducciones implementadas resultarían coherentes (siempre que se las considere aisladas de otras disposiciones de la Ley de Reforma , por ejemplo el art. 26 que veremos luego en el apartado II.(3)) con la necesidad actual de revertir las pérdidas constantes de reservas de petróleo y gas y la sostenida merma en la producción de éstos[5], en procura de alcanzar nuevamente el autoabastecimiento de petróleo y gas anhelado, entre otras, por la Ley n° 26.741 (BO: 07-05-2012, en adelante la “Ley YPF”).

En ese orden, la pretensión de que la actividad exploratoria se lleve a cabo en un menor plazo es loable, pero insuficiente por sí misma si se prescinde ponderar, entre otros, la naturaleza, eficiencia y magnitud de los trabajos exploratorios, inversiones y demás compromisos que el permisionario deberá ejecutar y cumplir en cada año de cada período del plazo básico exploratorio. Volveremos sobre este tema al comentar el nuevo art. 26 de la LFH.

(ii) Los plazos propuestos para los permisos de exploración varían en función de los objetivos de exploración, que serán convencionales o no convencionales[6], o de la ubicación donde la exploración se llevará a cabo (costa afuera -en la plataforma continental y en el mar territorial-).

No se contempla la posibilidad de explorar yacimientos no convencionales costa afuera (plataforma continental y en el mar territorial), aunque esta situación no importa en relación a los plazos cambio significativo alguno toda vez que, como veremos luego, se equiparan los periodos y plazos de la exploración costa afuera con la de los objetivos no convencionales.

(iii) Se establece que los plazos serán determinados por la autoridad de aplicación para cada licitación y en base a lo señalado precedentemente.

Pese a la omisión de la norma comentada, también será la autoridad de aplicación la que determinará en el llamado a licitación el objetivo convencional o no convencional de la exploración. Confirma lo señalado el art. 29, última parte, de la Ley de Reforma.

Cabe destacar que la Ley de Reforma mantiene incólumes los arts. 14 y 15, y 46, segundo párrafo, de la LFH, con lo cual el reconocimiento superficial[7], incluido en los dos primeros, y la iniciativa privada, del último citado, permanecen vigentes y ejercitables en los términos y condiciones en ellos previstos. De allí que no quepa descartar que la autoridad de aplicación efectúe el llamado a licitación en base a la información o propuesta que reciba de quien ejercite el reconocimiento o presente la iniciativa privada, respectivamente; sin que exista óbice legal a que la misma persona sea la que efectúe ambos procedimientos.

(iv) Contempla para cualquier permiso una prórroga, a ser ejercida facultativamente por los permisionarios, sometiéndola razonablemente al previo cumplimiento por ellos de las inversiones comprometidas y de las restantes obligaciones asumidas. Ello resulta coherente con las disposiciones del primer párrafo del art. 20 y con el art. 80, inc. c), de la LFH.

(v) El nuevo esquema de períodos y plazos de los permisos de exploración emergentes de la Ley de Reforma es el siguiente:

Objetivo de exploración	Primer período del plazo básico	Segundo período del plazo básico	Opción de prórroga
Convencional	Hasta 3 (tres) años	Hasta 3 (tres) años	Hasta 5 (cinco) años
No convencional	Hasta 4 (cuatro)	Hasta 4 (cuatro)	Hasta 5 (cinco) años

	años	años	
Costa afuera (plataforma continental y mar territorial)	Hasta 4 (cuatro) años	Hasta 4 (cuatro) años	Hasta 5 (cinco) años

(vi) La Ley de Reforma conserva en lo sustancial invariable que (a) la transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso, conforme a lo establecido en el art. 22 de la LFH, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga; y (b) en cualquier momento, el permisionario podrá renunciar a toda o parte del área cubierta por el permiso de exploración, sin perjuicio de las obligaciones prescriptas en el art. 20 de la LFH (entre otras, abonar al Estado el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas que correspondan al período en que dicha renuncia se produzca).

(2) Eliminación de restricciones cuantitativas a la titularidad de permisos de exploración: (i) El reformado art. 25 de la LFH conserva el texto original de su primer párrafo, pero suprime el segundo. Concordantemente, también se elimina el segundo párrafo del art. 34 de la LFH.

(ii) Los segundos párrafos eliminados en los citados artículos limitaban a cinco (5) la titularidad de los permisos de exploración y a la misma cantidad de concesiones de explotación, que las personas físicas y jurídicas, ya sea en forma directa o indirecta, puedan ser titulares. La finalidad perseguida con tales restricciones era evitar la concentración del mercado, de modo tal de procurar su apertura y permitir que otros sujetos participen en él. Sin embargo, la Ley de Reforma, al eliminarlas, facilita esa concentración, en forma incompatible con el art. 42 de la CN.

(3) Posibilidad de retener la totalidad del área al término del primer período del plazo básico exploratorio: (i) De modo coherente con el nuevo art. 23 que reduce de tres (3) a dos (2) períodos el plazo básico de los permisos de exploración, se modificó el art. 26 de la LFH; pero no sólo en ese sentido, sino que además se avanzó sobre el esquema original de la LFH de reversiones parciales obligatorias.

(ii) De acuerdo al texto del art. 26 modificado, al finalizar el primer período del plazo básico el permisionario deberá decidir si continúa explorando en el área o si la revierte totalmente al Estado. Consecuentemente, se autoriza al permisionario a mantener toda la superficie originalmente permitida siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso.

De tal modo, se suprimió la obligación del art. 26 de la LFH de reducir, como mínimo, el 50% de la superficie al fenecer cada período (el primero y el segundo) del plazo básico de los permisos de exploración.

La modificación señalada resulta cuestionable toda vez que la retención de superficie que se admite, sumada a la posibilidad de compensar el pago del canon de exploración (del segundo período y de la prórroga) con inversiones exploratorias “efectivamente realizadas” conforme a la última parte del nuevo e impreciso art. 57 (según veremos luego), permite al permisionario efectuar una especulación inmobiliaria por la mayor superficie que conservará del área.

Además, el cambio de texto resulta por sí mismo insuficiente para responder el siguiente interrogante: ¿qué compromisos de inversión y de trabajos exploratorios tendrá el permisionario para el segundo período del plazo básico exploratorio si decide conservar toda la superficie?. Del inalterado art. 20 de la LFH podemos extraer la respuesta. El permisionario deberá efectuar las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda. Tales inversiones y trabajos surgirán del permiso de exploración que le fue adjudicado, el cuál será acorde a lo que él haya propuesto en oportunidad de presentar su oferta al concursar por el área en cuestión, o de la mejora que él haya efectuado de aquella cuando así se le hubiese solicitado (conf. arts. 45, 48 y ccs., respectivamente, de la LFH). Ante la improbable ausencia de compromisos asumidos para ese segundo período, el art. 20 también nos da la pauta a la cual podrá recurrir e invocar la autoridad de aplicación para exigir al permisionario que, previo a iniciar tal período, se obligue a (i) realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes, y (ii) efectuar las inversiones mínimas necesarias a tal fin.

(iii) Por otro lado, el art. 26 contempla, de modo similar a su redacción original, el derecho del permisionario de ejercer la opción de prórroga del plazo del permiso de exploración conforme al art. 23 de la LFH, en cuyo caso sí deberá restituir el 50% del área remanente antes del vencimiento del segundo periodo del plazo básico. De no ejercerla, el permisionario deberá restituir toda el área.

(iv) Finalmente, el artículo comentado,, omite delimitar el “área remanente”, pese a que refiere a ésta en la parte final de su segundo párrafo que versa sobre la prórroga del permiso de exploración.

Recordamos en ese sentido que el original art. 26, segundo párrafo, de la LFH establecía que el área remanente será igual a la original menos las superficies restituidas con anterioridad o transformadas en lotes de una concesión de explotación.

(4) Solicitud de concesión de explotación no convencional: (i) El nuevo art. 27 de la LFH mantiene la redacción original respecto del derecho exclusivo que otorga la concesión para explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de la concesión por el plazo legal, pero incorpora un segundo párrafo en sintonía con los arts. 13 y ccs. del Decreto N° 929 (aunque como veremos luego se amplían los proyectos que califican para el Régimen de Promoción y pretende enmendar los vicios invalidantes insubsanables que dicho decreto padece)[8].

En tal sentido, se incluye en la LFH el derecho de un titular de un permiso de exploración y/o de una concesión de explotación de hidrocarburos de solicitar el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional, en los términos del art. 22 o en los del incorporado art. 27bis, según corresponda.

(ii) Destacamos que, a diferencia de los arts. 3[9] y 13[10] del Decreto N° 929 y de los arts. 9 y ccs. del Decreto N° 1277, el art. 27 comentado (como ningún otro del Título II de la Ley de Reforma) no exige para acceder a una concesión de explotación no convencional la inclusión del concesionario en el Régimen de Promoción, como así tampoco su inscripción en el Registro de Inversiones creado por el último decreto mencionado (obligación ésta que resulta cuestionable a la luz del principio de legalidad del art. 19 y ccs. de la CN).

Con lo cual, el otorgamiento de la concesión de explotación no convencional no dependerá de la inscripción del solicitante en el citado Registro ni su inclusión en el Régimen de Promoción, resultando ellos independientes entre sí. De allí que se pueda ser titular de una concesión de explotación no convencional y no gozar de los beneficios del Régimen de Promoción, y viceversa.

Ello evidencia el reconocimiento de las respectivas competencias, autonomías e independencia funcionales de las autoridades de aplicación y, principalmente, de los poderes ejecutivos de las Provincias (y en lo que corresponda de la Nación y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, conf. arts. 1, 2, 6 y ccs. de la LC) respecto de la Comisión creada por el ilegítimo Decreto N° 1277 (en adelante la “Comisión”) en lo concerniente al otorgamiento de la concesión de explotación no convencional (como así también respecto de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación convencionales que los poderes ejecutivos señalados también podrán otorgar), de acuerdo a los arts. 1, 2, 6 y ccs. de la LC y 4, 18, 29, 97 y 98, inc. b) y ccs. de la LFH. Aunque el otorgamiento de los beneficios del Régimen de Promoción seguirán bajo el control exclusivo de la Comisión (conf. arts. 19 y 20 de la Ley de Reforma) dada la competencia netamente federal derivada de la naturaleza de tales beneficios.

(iii) No obstante lo mencionado en el párrafo precedente, genera estupor y preocupación que la Ley de Reforma conserva inalterada y, por ende, parecería convalidar la ilegítima superposición de competencias y potestades, particularmente, y sin limitación, en materia sancionatoria, que se verificaba con anterioridad a la Ley de Reforma, y que persiste a nuestro criterio a la fecha con la sanción de esta última, entre la Comisión (según los arts. 29, 30, 31 y ccs. del Reglamento del Anexo I del Decreto N° 1277) y los poderes ejecutivos provinciales (incluyendo los de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) y sus respectivas autoridades de aplicación provinciales (de acuerdo a los arts. 1, 2, 4 y 6 de la LC y 80, 87, 97, 98 y ccs. de la LFH).

La mentada convalidación obedece a que la Ley de Reforma si bien no menciona expresamente en su articulado al Decreto N° 1277 (como lo hace en cambio respecto del Decreto N° 929, por ejemplo en los arts. 19 y stes.), remite a la Comisión creada por aquel en varias oportunidades y con diferentes propósitos. En efecto, lo hace para (i) otorgarle

potestades de aprobación de Proyectos de Producción Terciaria, de Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera de modo tal que se pueda pagar una regalía reducida (conf. art. 27ter de la LFH -según veremos luego-); (ii) aprobar proyectos para el régimen promocional de explotación de hidrocarburos (conf. arts. 21 y ccs. de la Ley de Reforma -según también veremos luego-); (iii) ratificar programas de estímulo de inyección de gas por ella ejecutados y autorizarla para implementar otros en el futuro (conf. art. 25 de la Ley de Reforma -según se verá luego-); y (iv) coordinar con las autoridades de aplicación de la LFH actividades de sus respectivas competencias (conf. art. 26 de la Ley de Reforma -según también veremos luego-).

Retomando la temática particular del régimen sancionatorio del Decreto N° 1277, puntualizamos, en primer término, su ilegitimidad dado que vulnera la garantía constitucional de legalidad, en todas sus manifestaciones, emergente de los arts. 18, 19, 28, 75, incs. 12), 22) (pactos y tratados internacionales sobre derechos humanos con jerarquía constitucional) y ccs. de la CN.

En virtud de esa garantía, las conductas reprochadas por el ordenamiento jurídico, debidamente individualizadas y descriptas, como así también la correspondiente sanción a cada una de ellas, deben indefectiblemente provenir de una ley sancionada por el Congreso de la Nación. Concordantemente, calificada doctrina sostiene que “el estado de derecho significó un régimen en el cual el derecho preexiste a la actuación de la administración y la actividad de ésta se subordina al ordenamiento jurídico; conjuntamente, los derechos fundamentales de las personas se hallan plenamente garantizados, sólo pueden ser reglamentados por las leyes y existen tribunales independientes para juzgar las contiendas. Tal es el sentido que cabe atribuir al principio de legalidad según el cual la administración ha de actuar conforme al ordenamiento constitucional y legal que determina su competencia al tiempo que los ciudadanos no pueden ser obligados a hacer lo que no se encuentra prescripto en las leyes (art. 19 de la CN)”[11].

Con ese mismo entendimiento, la CSJN ha resuelto reiteradamente que “... es una de las más preciosas garantías consagradas por la Constitución la de que ningún habitante de la Nación puede ser penado sin juicio previo fundado en ley anterior al hecho del proceso” (Fallos 135:200); como así también “que toda nuestra organización política y civil reposa en la ley. Los derechos y obligaciones de los habitantes, así como las penas de cualquier clase que sean, sólo existen en virtud de las sanciones legislativas y el poder ejecutivo no puede crearlas, ni el Poder Judicial aplicarlas, si falta la ley que las establezca” (Fallos: 178:355); y finalmente: “De ahí nace la necesidad de que haya una ley que mande o prohíba una cosa, para que una persona pueda incurrir en falta, por haber obrado u omitido obrar en determinado sentido. Y es necesario que haya al mismo tiempo una sanción legal que reprima la contravención, para que esa persona deba ser condenada por tal hecho. Estos dos principios fundamentales y correlativos en el orden penal, imponen la necesidad de que sea el Poder Legislativo quien establezca las condiciones en que una falta se produce y la sanción que le corresponde, ya que el poder ejecutivo solamente puede reglamentar la ley, proveyendo a su ejecución, pero cuidando siempre de no alterar su sentido ...” (Fallos 191:245).

Por ello, las disposiciones de los arts. 29, 30, 31 y ccs. del Decreto N° 1277, por su origen (PEN) [12] y naturaleza (sancionatoria), resultan manifiestamente violatorias de la garantía

constitucional de legalidad de los arts. 18, 19, 28, 75, incs. 12), 22) (pactos y tratados internacionales sobre derechos humanos con jerarquía constitucional) y ccs. de la CN (sin perjuicio también de la cuestionable validez constitucional de las obligaciones que el mentado decreto impone -arts. 9, 11, 16, 23 y ccs.- a la luz de la citada garantía), y, consecuentemente, son nulas de nulidad absoluta e insanable (conf. arts. 3, 7, inc. a), 14, inc. b), y ccs., de la Ley de Procedimientos Administrativos n° 19.549, B.O.: 27-04-1972, la “LPA”).

Aún si lo precedentemente indicado no bastara para invalidar el régimen sancionatorio del Decreto N° 1277 (y consecuentes y concordantes potestades de la Comisión), advertimos que el Decreto N° 1277, aunque sin explicitarlo, tiene la virtualidad de instrumentar una ilegítima delegación del PEN a la Comisión de la potestad de declarar la caducidad de permisos de exploración o concesiones de explotación[13]. Esa trascendente potestad sancionatoria es privativa del PEN y, por ende, indelegable (conf. arts. 98 -inc. i-, de la LFH y 3 de la LPA). Asimismo, el Decreto N° 1277 asignó irregularmente a la Comisión la atribución de imponer multas y eliminación de registros, sin gozar el PEN de tales potestades dado que ellas corresponden en principio a la autoridad de aplicación de la LFH (conf. arts. 87, 88, 97 y ccs. de la LFH); aunque al respecto pueda eventualmente invocarse, sin estar ello libre de reparos legales, la facultad de avocación de aquel en el marco del art. 3 de la LPA para luego delegarlas, lo cual también es cuestionable constitucionalmente.

Sobre el instituto de la delegación, es dable señalar lo aseverado por la CSJN, en un caso en que se trataba de la delegación de atribuciones del PEN bajo la LFH, que “ ... la delegación no era procedente en este caso y, por ende, la resolución 439/83, que había sido dictada por un órgano incompetente, no podía ser válidamente ratificada. En efecto, las Leyes N° 17.319 y 17.597 otorgaban al Poder Ejecutivo Nacional la facultad para fijar los precios de los combustibles, y no existía previsión legal de la que pudiera inferirse una autorización para subdelegar esa competencia ... esta Corte tiene dicho que las atribuciones especiales que el Congreso otorga al Poder Ejecutivo para dictar reglamentos delegados, pueden ser subdelegadas por éste en otros órganos o entes de la Administración Pública, siempre que la política legislativa haya sido claramente establecida (Fallos: 318:137; 330:1855). Sin embargo, y en esto asiste razón a las apelantes, no resulta suficiente invocar una ley genérica o poco específica para justificar que la subdelegación se encuentra permitida ... cabe recordar que el instituto de la delegación es de interpretación restrictiva, tanto cuando ocurre entre órganos de la administración (artículo 3° de la Ley N° 19.549), como cuando se trata de delegación de facultades de un Poder del Estado a otros, en particular, cuando se delegan facultades legislativas en órganos del Poder Ejecutivo, en tanto se está haciendo excepción a los principios constitucionales de legalidad y división de poderes (Fallos: 326:2150, 4251)”[14].

En función de lo expuesto precedentemente, reiteramos que la Comisión, aún con la sanción de la Ley de Reforma, continúa investida ilegítimamente por el Decreto N° 1277 con la facultad de imponer sanciones de multa, apercibimiento, suspensión o eliminación en registros, y declarar la nulidad y caducidad de permisos y concesiones. Ello así pese a que, insistimos, por el vigente e inalterado art. 98, inc. i), de la LFH se confiere la potestad privativa de declarar la nulidad o caducidad de un permiso o concesión al PEN, extensible luego de la sanción de la LC a los poderes ejecutivos provinciales y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (conf. arts. 1, 2, 4 y 6 y ccs.); y por los arts. 87, 88 y ccs. de la LFH se confiere a la autoridad de aplicación de la Nación (Secretaría de Energía de la Nación, conf.

Decreto PEN n° 27/2003, B.O: 28-05-2003, en adelante la “SEN”), y luego de la LC a las autoridades de aplicación de las provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (arts. 1, 2, 4, 6 y ccs.), la potestad de imponer multas o la suspensión o eliminación del registro del art. 50 de la LFH.

Por lo expuesto, y dado que en el actual contexto político resulta improbable una nueva reforma legislativa a la LFH o que se produzca la derogación del Decreto N° 1277 por otro del PEN, que ponga fin a la señalada superposición de potestades sancionatorias, resulta imperioso estimular el dictado de una resolución judicial definitiva que disponga la ilegitimidad de las facultades sancionatorias de la Comisión (bajo los arts. 29, 30, 31 y ccs. del Reglamento del Anexo I del Decreto N° 1277) y consecuentemente reconozca las referidas potestades en los poderes ejecutivos de las provincias (y de la Nación y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en lo que corresponda) y de las autoridades de aplicación de cada una de ellas, en un todo de acuerdo con los arts. 1, 2, 4, 6 y ccs. de la LC, 80, 87, 97, 98 y ccs. de la LFH y 18, 19, 31, 75, inc. 12), y ccs. de la CN.

En su defecto, podría ocurrir que el titular de una concesión de explotación no convencional (al igual que el de una convencional o un permiso de exploración), otorgada por un poder ejecutivo provincial competente dado, resulte sancionado por la Comisión con la caducidad de la referida concesión, aún cuando la autoridad concedente no coincida con tal decisión.

Lo expuesto, reiteramos, resultaría escandaloso y generador de interminables litigios, con la mella consecuente a la legalidad, seguridad jurídica y razonabilidad que deben regir en un país republicano sujeto al imperio de la ley, al amparo de los arts. 14, 17, 18, 28 y 33 de la CN, 1, 2, 4, 6 y ccs. de la LC y 80, 87, 97, 98 y ccs. de la LFH.

(5) Explotación no convencional. Solicitud de concesión de explotación no convencional (cont.): (i) El art. 27bis que se incorpora en la LFH, del mismo modo que el art. 11 del Decreto N° 929, define en su primer párrafo a la explotación no convencional de hidrocarburos del siguiente modo: “Entiéndese por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad”.

(ii) En su segundo párrafo contempla la facultad (se emplea el verbo “podrá”) de un concesionario de explotación (mientras que el proyectado 27, en su segundo párrafo, también incluye a los permisionarios -titulares de permisos de exploración-, con lo cual no obstante la omisión en el artículo comentado, entendemos que estos últimos también están comprendidos en la norma comentada) de solicitar: (a) la subdivisión del área de su concesión en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos, y (b) el otorgamiento de una nueva concesión de explotación no convencional.

(iii) Corresponde señalar que la solicitud indicada debe fundarse en el desarrollo de un plan piloto (incorporado también en el art. 35) que, de conformidad con criterios técnico-

económico aceptables, tenga por objetivo la explotación comercial del yacimiento descubierto.

(iv) Se otorga un plazo de 60 (sesenta) días a la autoridad de aplicación competente (Nacional o Provincial), según corresponda, para que decida al respecto de la solicitud de otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, y su vigencia, de ser otorgada esa concesión, se computará conforme el art. 35 (nos remitimos respecto de este último al apartado II.(8)). Pese a la mención que se efectúa a la autoridad de aplicación, la concesión de explotación deberá ser otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional o Provincial según los inalterados arts. 4, 29, primer párrafo, y 98, inc. b) de la LFH, y 2, 6 y ccs. de la LC.

Se remite al art. 35 para la vigencia del plazo de la nueva concesión de explotación no convencional, que será de hasta 35 años más 10 de prórroga y, conforme a su redacción, anticipamos que admite sucesivas y múltiples prórrogas decenales.

(v) Llamativamente, la Ley de Reforma omitió incluir una disposición similar a la prevista en el art. 12 del Decreto N° 929, en virtud de la cual se reconoce que toda concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión.

(vi) Destacamos que la concesión en explotación no convencional bajo comentario podrá ser otorgada en forma directa, sin que exista un proceso competitivo público previo en un marco de transparencia y concurrencia que permita adjudicarla a quien presente la propuesta más conveniente. Ello resulta reñido con los principios de igualdad, de razonabilidad y defensa de la competencia derivados de los arts. 16, 28, 42 y 75, inc. 23, de la CN[15].

(vii) Por el tercer párrafo del artículo comentado, se permite, en sintonía con las estipulaciones del Decreto N° 929 (arts. 15 y 16), que el titular de una concesión de explotación no convencional que a su vez sea titular de una concesión adyacente y preexistente a la primera, solicite la unificación de ambas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demuestre fehacientemente la continuidad geológica de las áreas.

Adviértase que con ello se permite que una concesión de explotación preexistente, unificada con la nueva no convencional que se otorgue, alcance un plazo mínimo de duración de la concesión de explotación de hasta 80 años (35 años originales -25 más 10 de prórroga- más los nuevos 35 y los 10 de prórroga), sin perjuicio de lo que establece el nuevo art. 35 (que comentaremos más adelante) respecto de las sucesivas y múltiples prórrogas decenales que su redacción tolera.

No desconocemos que la extensión de los plazos permitirá a las empresas petroleras concesionarias mantener o ampliar el nivel de inversiones y/o de producción en la etapa final de la concesión de explotación, pese a las obligaciones que ellas deben observar

durante toda la concesión en función de los arts. 31[16] y ccs. de la LFH. Sin embargo, la disposición comentada resulta legalmente cuestionable, toda vez que la extensión del plazo de la concesión original que admite no tiene fundamento racional que la justifique, resulta desmedida y se lleva cabo sin que exista una licitación pública u otro procedimiento público competitivo para el otorgamiento de la concesión de explotación no convencional.

Ello es así más aún si se repara que en la concesión de explotación no convencional, si bien tiene por objetivo principal la explotación de objetivos no convencionales, el titular de ella puede desarrollar actividades complementarias de explotación convencional (conf. último párrafo del art. 27bis, en línea con los arts. 15 y 16 del Decreto N° 929).

A raíz de ello, resulta aplicable a la disposición comentada lo observado en el apartado II.(5)(vi) respecto de los principios de igualdad y defensa de la competencia receptados respectivamente en los arts. 16 y 42 de la CN, sin perjuicio de estar también en pugna esa disposición con el principio de razonabilidad derivado del art. 28 de la CN[17].

(viii) Finalmente, el extenso cuarto y último párrafo del art. 27bis (coincidentalmente con el art. 16 del Decreto N° 929 y con similar redacción se incluye en el 35) aclara que la concesión de explotación original seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, y que la autoridad de aplicación deberá readecuar el título respectivo a la extensión resultante de la subdivisión.

Como ya señalamos, se establece además que la nueva concesión de explotación no convencional deberá tener por objetivo principal la explotación no convencional, aunque a continuación señala que el titular de la concesión de explotación no convencional podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional.

(6) Reducción de regalías en Proyectos de Producción Terciaria, de Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera: (i) Mediante el art. 27ter que se incorpora a la LFH, se permite reducir hasta un 50% las regalías en Proyectos de Producción Terciaria, de Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera. A tal fin, esos proyectos (definidos por la norma) deben tener características desfavorables de productividad, ubicación y de orden técnicas y económicas.

Cabe señalar que el beneficio no es automático, sino que se lo termina sujetando a la aprobación de la Autoridad de Aplicación y de la Comisión.

No se observa el fundamento ni la necesidad de la intervención y aprobación de la Comisión (dado que se emplea la copulación conjuntiva “y”) cuando los recursos hidrocarburíferos son de propiedad de las jurisdicciones provinciales (conf. art. 124 de la CN y art. 1 de la LC) atento a que son éstas (no la Nación), quienes deben percibir las regalías (conf. arts. 2, segundo párrafo, y 6 de la LC) y, eventualmente, las que experimentarán una merma de ingresos.

(7) Eliminación de restricciones cuantitativas a la titularidad de concesiones de explotación: En relación al art. 34 de la LFH, se conserva inalterada la redacción vigente del primer párrafo, aunque en sintonía con el art. 25, se elimina el límite cuantitativo a la titularidad de las concesiones de explotación a los cuales estaba sujeta una persona física o jurídica. Nos remitimos a lo comentado en el apartado II.(2).(i).

(8) Concesiones de explotación. Clases. Periodo de plan piloto. Plazos y prórrogas múltiples y sucesivas: (i) El nuevo art. 35, coherente con los arts. 23, 27 y 27bis, regula en sus cuatro párrafos los plazos de las concesiones de explotación (más los adicionales del art. 23) en función de los objetivos principales de explotación o según que la explotación se lleve a cabo costa afuera (en la plataforma continental y en el mar territorial). También contempla las prórrogas a las que pueden ser objeto las concesiones.

Asumimos que el criterio empleado para la determinación diferencial de los plazos de las concesiones de explotación obedece a las particularidades técnicas, económicas y de otra naturaleza de las explotaciones a las cuales ellos están asociados, y que no responden a una estimación arbitraria, carente de fundamento serio y consistente.

(ii) El primer párrafo, inciso (a), del artículo comentado refiere al plazo de la concesión de explotación convencional y lo fija en 25 años.

(iii) En el inciso (b) de dicho párrafo, se contempla el plazo de duración de las concesiones de explotación no convencional, estableciéndolo en 35 años.

Asimismo, se incorpora en él un Período de Plan Piloto de hasta 5 años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la autoridad de aplicación al momento de iniciarse la concesión de explotación no convencional. Si bien no se lo explicita en la norma, ese período se desarrollará necesariamente al comienzo de la referida concesión[18].

Consideramos necesario articular la disposición bajo comentario con el también incorporado a la LFH y analizado art. 27bis, para despejar las dudas emergentes de la lectura aislada del art. 35. Una interpretación sistemática de ambos conduce a la siguiente secuencia cronológica: (a) solicitud por el permisionario o concesionario del otorgamiento de una concesión de explotación no convencional fundada en el desarrollo de un plan piloto ajustado a criterios técnico-económico aceptables, que tenga por objetivo la explotación comercial del yacimiento descubierto; (b) evaluación por la autoridad de aplicación del plan piloto propuesto; (c) eventual negociación entre la empresa solicitante de la concesión de explotación no convencional y la autoridad de aplicación sobre el plan piloto; y (d) posible acuerdo entre ellas sobre el plan piloto y simultáneo y consecuente otorgamiento de la concesión de explotación no convencional con inicial Período de Plan Piloto; o desacuerdo y rechazo a la concesión solicitada. Las situaciones comprendidas en (b), (c) y (d) deberán desarrollarse y concluirse en un plazo de 60 días.

Cabe señalar que el Período de Plan Piloto obedece a las particularidades de los yacimientos de explotación no convencional, entre las que hallamos a la rápida declinación de la

producción a obtener en ellos. Esto impone una explotación intensiva con una gran cantidad de pozos verticales, con fracturas y multifracturas hidráulicas bajo diferentes técnicas, previa evaluación exhaustiva del yacimiento, diseño y planificación de la explotación a efectuar. La exploración del yacimiento no convencional no reviste mayor dificultad ni desafío concreto a superar, toda vez que se conoce la existencia de la roca madre. En cambio, sí constituye un efectivo desafío la evaluación de ese tipo de yacimientos, que permita verificar la magnitud, forma y su naturaleza para efectuar un análisis económico y técnico de la operación de explotación a efectuar (denominado en idioma inglés “appraisal period” o período de evaluación).

Nótese que a diferencia de un yacimiento convencional en el cual de cada pozo de exploración se puede obtener información de la totalidad de la estructura y límites del yacimiento, resulta mucho más difícil en un yacimiento no convencional trasladar los resultados de una evaluación particular de un pozo a toda la superficie del yacimiento.

En ese orden de ideas, se ha dicho que la certidumbre o probabilidad de éxito marcadamente mayor que existe en las formaciones no convencionales respecto de la exploración petrolera convencional, incluso puede hasta redefinir el término descubrimiento o hallazgo. En la industria petrolera convencional, lo que se busca son las trampas estratigráficas o estructurales en las cuales se haya acumulado el petróleo o el gas, luego de migrar desde la roca generadora. Sin embargo, en los reservorios no convencionales no hay trampa, ya que el hidrocarburo está acumulado en formaciones litológicas que pueden tener varias centenas de metros de espesor, pero que en general son continuas. Por eso se alude a la cantidad de kilómetros cuadrados de las zonas de interés. Conociendo que la formación tiene materia orgánica y ha generado hidrocarburo, prácticamente no hay posibilidad de fallar. Ello significa que una vez localizadas las formaciones de interés, sólo resta perforar. Pueden realizarse uno o dos o varios pozos para ajustar el diseño de éstos al tipo de geología del lugar donde se ha de perforar pero no hay riesgo respecto a la existencia de hidrocarburos. La actividad se centra entonces en diseñar la ingeniería del pozo (de manera que su productividad, precios del producto y costos para extraerlo lo conviertan en una actividad comercial y rentable...) para la etapa de perforación (determinación de la profundidad, el alcance horizontal, punzados, etc.) y la de terminación (multifracturas, presiones, equipos y herramientas de pozo, etc.) todo lo cual se convierte prácticamente en una actividad industrial o manufacturera[19].

(iv) A su turno, el inciso c) de ese primer párrafo, contempla el plazo de las concesiones de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial, fijándolo en 30 años.

(v) A todos esos plazos, debe sumarse los adicionales emergentes del art. 23 de la LFH (... la transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso ... autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga...), como así también los de las eventuales prórrogas que comentaremos a continuación.

(vi) Finalmente, los párrafos segundo, tercero y cuarto del artículo propuesto versan sobre las prórrogas de las concesiones de explotación.

En primer término, la redacción del segundo y cuarto párrafo del art. 35 (segundo párrafo: “... hayan sido o no prorrogadas ...”; “... solicitar prórrogas ...”, “... de duración cada una de ellas ...”; y cuarto párrafo: “... podrán solicitar nuevas prórrogas ...”). permite aseverar que fue intención inequívoca de los firmantes del Acuerdo Federal y, por ende, elaboradores del Proyecto convertido en la Ley de Reforma admitir sucesivas y múltiples prórrogas decenales[20].

No obsta a lo precedentemente afirmado la redacción del párrafo tercero de la norma bajo estudio (“... la respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor a un (1) año al vencimiento de la concesión...”) y la de la última parte del cuarto párrafo (“... debiendo dar cumplimiento a las condiciones de prórroga establecidas en la presente ley...”), de los cuales se desprendería que sólo podría solicitarse una sola prórroga. Con este temperamento, ese tercer párrafo al no incluir luego de “concesión” a sus prórrogas, no admitiría aparentemente prórroga de prórroga; en tanto que la última parte del cuarto párrafo sólo refiere a prórroga en singular.

Sin dejar de desconocer que la cuestión puede dar lugar a diversas interpretaciones a la luz de la equívoca redacción del texto normativo analizado, y abstrayéndonos de cualquier valoración ajena a la materia legal que pueda llegar a efectuarse al respecto, estimamos que la Ley de Reforma admite solicitar y eventualmente otorgar sucesivas y múltiples prórrogas decenales.

Pese a que esto último también pueda ser objetado por entenderse incompatible con el estándar de razonabilidad del art. 28 de la CN[21] y con los principios de igualdad y defensa de la competencia de los arts. 16, 42 y 75, inc. 23), de la CN (conforme lo señalado en el apartado II.5.(vi)), advertimos que los extensos plazos para las concesiones de explotación y sus prórrogas que permite el artículo bajo comentario no resultan ajenos a nuestro ordenamiento legal. En tal sentido, el Código de Minería (t.o. por el 1° del Decreto N° 456/1997, B.O. 30-05-1997), en su art. 18, prescribe que las minas se conceden a los particulares por tiempo ilimitado[22].

En ese orden de ideas: (a) los párrafos segundo y cuarto del proyectado art. 35 están redactados en plural, y refieren respectiva y concretamente a “... haya sido o no prorrogadas ..., podrán solicitar prórrogas por un plazo de 10 años cada una de ellas ...” y a “podrán solicitar nuevas prórrogas”.

(b) el tercer párrafo, pese al imperativo empleado “deberá”, refiere a una cuestión procedimental y temporal de la solicitud de la prórroga, no así sustancial o esencial de ella (éstas están incluidas en el segundo párrafo del art. 35);

(c) la última parte del párrafo cuarto, al disponer en singular “... debiendo dar cumplimiento a las condiciones de prórroga establecidas en la presente ley”, remite a los párrafos segundo (requisitos sustanciales) y tercero (requisitos formales) del art. 35 comentado;

(d) confirma también lo sostenido el nuevo art. 59, al establecer, en lo que nos interesa aquí señalar, el pago de una regalía de hasta un monto total del dieciocho por ciento (18%) para las siguientes prórrogas. Se infiere de la expresión en plural de este artículo que las prórrogas pueden ser dos o más;

(e) la extensión de los plazos legales y/o contractuales está vagamente admitida sin restricciones en la LC (art. 6.(iii)) y coherentemente con ello la prórroga de prórroga, bajo las condiciones que luego veremos, no está prohibida en la mecánica de la Ley de Reforma. Por ende, regirá para el particular que la solicite el principio de legalidad derivado del art. 19 de la CN según el cual: “Ningún habitante de la Nación será obligado a hacer lo que no manda la ley, ni privado de lo que ella no prohíbe”; y

(f) se podrá asimismo alegar que cuando el legislador de la LFH pretendió ser restrictivo respecto a la prórroga y/o a su plazo lo explicitó concretamente. Nos referimos al art. 23, penúltimo párrafo, de la LFH, que dispone: “La transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso, conforme a los establecido en el art. 22, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga”.

(vii) Sentado lo expuesto, se reconoce en el segundo párrafo la facultad (“podrá” utiliza la norma) de los concesionarios de explotación, respecto de concesiones que hayan o no sido prorrogadas previamente a la entrada en vigencia de la reforma, de solicitar prórrogas por un plazo de duración de 10 años cada una de ellas.

La referida solicitud y, aunque no surja expresamente del texto de la norma, aunque se desprende de su redacción, su eventual aprobación, está sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos sustanciales, a saber: (i) haber cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, (ii) estar produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión; y (iii) presentar un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión. La solicitud debe efectuarse con un (1) año de antelación al vencimiento del plazo de la concesión y, según sostenemos, regirá la misma anticipación para solicitar las prórrogas de las prórrogas de las concesiones de explotación.

En relación con el requerido plan de inversiones, es del caso señalar que el mismo deberá adecuarse a las disposiciones de la LFH, incluida, sin limitación, la del art. 31 que establece como obligación de los concesionarios efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.

(viii) A su turno, el cuarto y último párrafo, incluye una disposición aclaratoria y de transición respecto de los plazos de las concesiones prorrogadas, vigentes y en ejecución a la fecha de entrada en vigencia de la Ley de Reforma. Al respecto, establece que ellas se regirán hasta el agotamiento de sus plazos en los términos y condiciones existentes.

Luego, la parte final del párrafo bajo análisis dispone que una vez agotados dichos plazos de prórroga, los titulares de las concesiones de explotación podrán solicitar nuevas prórrogas, dando cumplimiento a las disposiciones de la LFH. Se optimiza, de tal modo, al máximo posible el cómputo de los plazos en claro beneficio de los concesionarios.

(ix) Finalmente, es del caso señalar que si bien la Ley de Reforma le reconoce al concesionario el derecho de solicitar, en los términos descriptos precedentemente, sucesivas y múltiples prórrogas a una concesión de explotación, su otorgamiento, o no, está sujeto a la facultad decisoria del poder ejecutivo pertinente (nacional, provincial o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda conforme a los arts. 1, 2, 6 y ccs. de la Ley Corta) bajo el inalterado art. 98, inc. b), de la LFH (“Compete al Poder Ejecutivo nacional, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias: b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones”). Por lo cual, el concesionario tiene derecho a solicitar la prórroga, pero no a que ésta le sea concedida.

(9) Duración de las concesiones de transporte de hidrocarburos: (i) La modificación a la primera parte del art. 41 tiende a equiparar razonablemente los plazos de las concesiones de transporte regidas bajo la LFH con los de las concesiones de explotación a las cuales aquellas están vinculadas.

(ii) La segunda parte del artículo permanece conceptualmente inalterada en la Ley de Reforma y es coherente con los arts. 37 y 85 de la LFH (y arts. 3, 6 y ccs. de la LC). Establece que vencidos dichos plazos (por los de la concesión de transporte) las instalaciones pasarán al dominio del Estado Nacional o Provincial, según corresponda, sin cargo para el concedente ni gravamen alguno y de pleno derecho.

(10) Adjudicación de las concesiones de explotación no convencionales: (i) El modificado art. 45 de la LFH confirma, al referir y remitir en sus primeras líneas al 27bis, que las concesiones de explotación no convencionales se otorgan directamente, sin previo proceso competitivo. Nos remitimos a lo señalado en II.(5).(vi).

(ii) Por otro lado, lamentamos la falta de uniformidad de la terminología a empleada, dado que la Ley de Reforma refiere reiteradamente a licitación (ver nuevos arts. 23, 45, 47 y 48 de la LFH, aunque el art. 29 de la Ley de Reforma refiere a concurso), mientras que la LFH original a concursos (arts. 23, 45, 46, 47, 48, 49, 52, 43, 54, 98, inc.d), entre otros). Sin embargo, vale señalar a los efectos legales de la LFH que concurso y licitación deberán considerarse como términos de equivalente significación, referidos a un procedimiento público, competitivo, dirigido a adjudicar un permiso de exploración y/o concesión de explotación en el marco de la LFH.

(11) Elaboración del pliego modelo: (i) El nuevo art. 47 de la LFH refiere al pliego que gobernará la licitación (conf. arts. 45 y stes. de la LFH) y establece que la autoridad de aplicación lo confeccionará en base al pliego modelo a ser elaborado entre las Autoridades de Aplicación y la SEN.

(ii) Agrega que el pliego consignará, a título ejemplificativo y con mención de su origen, las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas, las condiciones y garantías a que deberán sujetarse las ofertas, la enunciación de las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que comprometan. Sobre esto último, también lamentamos la ausencia de unificación y simetría de redacción de los criterios de adjudicación en función de la redacción del reformado art. 48 de la LFH (que veremos a continuación).

(iii) Por otro lado, no se altera en lo sustancial en el art. 47 comentado los mecanismos y plazos de difusión del llamado a licitación, en procura de la mayor concurrencia posible de oferentes. Paradójicamente, este principio de mayor concurrencia se excluye al admitirse la adjudicación directa al permisionario o concesionario que solicite una o varias concesiones de explotación no convencional (y sus sucesivas prórrogas eventuales), de modo constitucionalmente objetable a la luz de los art. 16, 42 y 75, inc. 23), de la CN (como señalamos en II.(5)(vi) y II.(8).(vii)).

(12) Propuesta más conveniente en función de mayor inversión o actividad exploratoria: El reformado art. 48 de la LFH complementa el criterio de adjudicación original de esa norma, al establecer que ella recaerá en el oferente que haya presentado la oferta más conveniente que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda, en particular la que proponga la mayor inversión o actividad exploratoria.

En el contexto actual de pérdidas constantes de reservas y de producción de gas y petróleo, se prioriza la búsqueda de nuevos yacimientos para su posterior explotación, de modo tal de recuperar el autoabastecimiento con mayor producción y de ser posible recomponer aquellas. Consecuentemente incrementar la actividad exploratoria resulta prioritario.

Sin embargo, el criterio particular “de mayor inversión” o “actividad exploratoria” complementario de y al cual deberá ceñirse la “conveniencia”, no está expresamente vinculado en el texto comentado con la eficiencia de aquellas. Por nuestra parte, consideramos que las autoridades gubernamentales pertinentes deben detenerse y reparar en la eficiencia de la inversión o de la actividad exploratoria al momento de evaluar las propuestas y tomar una decisión fundada sobre la conveniencia de éstas.

En ese entendimiento, resulta criticable la conjunción copulativa “o” del artículo modificado, descartando irrazonablemente conjugar en el criterio de particular ponderación la inversión con la actividad exploratoria propuesta. No obstante ello, la evaluación y decisión fundada no deberá prescindir de la ponderación combinada de ambos factores.

(13) Canon de exploración. Compensación con inversiones: (i) El nuevo art. 57 de la LFH modifica, coherentemente con el 23, los períodos del plazo básico del permiso de exploración; y actualiza los importes anuales que el permisionario deberá abonar por adelantado y por kilómetro cuadrado, o fracción, en concepto de canon en el primer período del plazo básico (\$250/km²), en el segundo período (\$1000/km²) y en la prórroga (en el primer año de su vigencia abonará \$17.500/km², incrementándose en un 25% -en el texto vigente es del 50%- anual acumulativo en los restantes años de prórroga).

(ii) Asimismo, aclara que el importe a ser abonado en concepto de canon correspondiente al segundo período del plazo básico y al período de prórroga, ambos obviamente del permiso de exploración, podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área correspondiente, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al 10% del que corresponda en función del período por km² que será abonado en todos los casos.

La referencia a las inversiones efectivamente realizadas en la exploración pone el foco en el pasado, en los compromisos asumidos y cumplidos, omitiendo llamativamente cualquier indicación sobre los compromisos exploratorios correspondientes al segundo período del plazo básico del permiso de exploración y de su prórroga. Nos remitimos a lo señalado en II.(3).(ii).

(14) Límites a bonos de prórroga: (i) El art. 58bis incorporado a la LFH versa sobre el límite a la posibilidad de exigir el pago de un bono de prórroga que la autoridad de aplicación podrá establecer en cada procedimiento de solicitud de prórroga, cuyo monto máximo será equivalente a lo que resulte de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final de período de vigencia de la concesión por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

(ii) En el segundo párrafo de la norma analizada se prevé para el supuesto del art. 27bis, tercer párrafo (unificación de concesiones), el pago de un bono de explotación que podrá establecer la autoridad de aplicación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos años anteriores al momento de otorgamiento de la concesión de explotación no convencional. Este bono podrá ser establecido a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión original y dentro de la concesión de explotación no convencional.

(iii) La norma comentada no establece cuando será exigible el pago de los bonos ni cómo debe éste efectuarse, quedando ello sujeto a lo que establezca la reglamentación que al respecto debería dictar el PEN (conf. art. 99, inc.2), de la CN); aunque entendemos que hasta que ello no ocurra, nada obsta a que la autoridad de aplicación competente acuerde otorgar facilidades y modalidades para su pago.

(15) Regalías. Límite a la renta petrolera: (i) El nuevo art. 59 de la LFH modifica el régimen de las regalías que debe pagar mensualmente el concesionario de explotación[23] al concedente sobre los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, la cual es fijada en un doce por ciento (12%).

(ii) Se fija ese mismo porcentaje para el pago de regalías sobre el volumen de gas extraído y efectivamente aprovechado. Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo en el art. 61 (en línea con lo regulado respecto al gas, el art. 27 de la Ley de Reforma derogó el art. 62 de la LFH, que regulaba la regalía que tributa el gas natural). Asimismo, mantiene vigente la condición a la que se sujeta al pago en especie de la regalía sobre el gas, consistente en asegurar al concesionario una recepción de permanencia razonable.

(iii) El tercer párrafo del extenso art. 59 habilita al PEN o al Poder Ejecutivo Provincial, como autoridades concedentes y según corresponda en el marco de la Ley Corta, a reducir las regalías hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

(iv) Se establecen además límites a y criterios uniformes de exigencias de regalías adicionales ante situaciones de prórrogas de concesiones de explotación. En tal sentido, en supuesto de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional del tres por ciento (3%) respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un monto total del dieciocho por ciento (18%) para las siguientes prórrogas. Señalamos en II.(8)(vii)(d), que esta disposición también sustenta nuestra interpretación respecto a que la Ley de Reforma admite sucesivas y múltiples prórrogas a la concesión de explotación.

(v) Se fija también un límite del dieciocho por ciento (18%) a las regalías aplicables a las concesiones del último párrafo del art. 35 (prórrogas que al momento de entrada en vigencia de la Ley de Reforma de la LFH estaban vigentes y en ejecución).

(vi) Las regalías aplicables al supuesto del párrafo tercero del art. 27 bis también son objeto de limitación, al disponer que las actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento de la concesión convencional otorgada oportunamente y dentro de la concesión de explotación no convencional, podrán ser gravadas por la autoridad de aplicación con una regalía adicional del tres por ciento (3%) respecto de la regalía vigente y hasta un dieciocho por ciento (18%) según corresponda al mecanismo del art. 35.

(vii) Finalmente, el artículo analizado refuerza la decisión de restringir las potestades de los Estados Provinciales respecto del cobro de regalías, al establecer que las alícuotas previstas en tal artículo serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de concedentes.

(16) Declaración para el pago de regalías en efectivo: (i) El nuevo art. 61 de la LFH establece que el pago de las regalías en efectivo se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el cual será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según el inc. c) del art. 56[24], el flete del producto hasta llegar al lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial.

(ii) Como contrapartida a esa declaración, se explicita que cuando la autoridad de aplicación considere que el precio de venta informado por aquellos no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinentes.

(iii) Pese a las modificaciones que efectúa la Ley de Reforma en materia de regalías y ante la vigencia del tercer párrafo del art. 6[25] de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 (B.O.:07-01-2002), estimamos que permanece inalterado el criterio de la CSJN en cuanto a que el valor boca de pozo se liquidará en función del valor del producto obtenido por el concesionario en sus operaciones de comercialización; según deriva, entre otros, de fallos del 08 de octubre de 2013, en autos: “YPF S.A. c/Mendoza, Provincia de y otros/ acción declarativa de certeza”; y “Desarrollos Petroleros y Ganaderos S.A. c/Mendoza, Provincia de s/acción declarativa de inconstitucionalidad”.

(17) Límites a reservas de áreas. Límites a acarreo: (i) Culmina el Título I de la Ley de Reforma con la incorporación a la LFH un nuevo artículo numerado 91bis.

(ii) En su primer párrafo, la disposición citada restringe las potestades de las Provincias y de la Nación[26] de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera sea su forma.

En primer lugar, cabe mencionar que del texto de la LFH se desprende que la reserva consiste en la asignación a una empresa del estado de una o más áreas para que desarrolle en ella(s) actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, directamente o mediante contratos de locación de obra y de servicios, integración o formación de sociedades y demás modalidades de vinculación con personas físicas o jurídicas que autoricen sus respectivos estatutos. De tal modo, se le reconoce y confiere directamente, sin proceso competitivo alguno, a esa empresa del estado un permiso de exploración y/o concesión de explotación sobre un área que se le reserve a su favor (conf. arts. 11, 92, 94, 95, 96, 98, inc. e), y ccs. de la LFH).

Sentado lo expuesto, mediante la mención que se efectúa en la Ley de Reforma a las entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera sea su forma, y pese a su vaguedad y deficiente terminología técnica, coincidentemente en éste mismo sentido con la de los arts. 11, 91 a 96, 98, inc. e), entre otros de la LFH, que refieren a “empresas estatales”[27], se puede incluir ejemplificativamente en estas últimas a las sociedades del estado (reguladas por la Ley n° 20.705, BO: 26-08-1974), a las sociedades anónimas con participación accionaria del estado (conf. arts. 163 y ccs. de la Ley n° 19.550, texto ordenado por el Anexo del Decreto N° 841/84, B.O.: 30/03/1984, en adelante la “LSC”), a las sociedades anónimas con participación estatal mayoritaria (conf. arts. 308 y ccs. LSC) y a

cualquier otro sujeto de derecho diferente de los señalados en que el Estado Provincial y/o Nacional tenga participación.

Se observa en el artículo comentado su apartamiento a la también ambigua conceptualización de empresa estatal que efectúa el inalterado art. 96[28] de la LFH. Recordamos que de acuerdo a este último, se entiende por empresas estatales a aquellas que, indistintamente a la forma jurídica que tengan, estén bajo contralor permanente del Estado. En cambio, el artículo incorporado a la LFH no explicita la exigencia de ese contralor permanente, bastando solamente la mera participación estatal. Pese a esa diferencia y al hecho de la vaguedad inherente a los términos contralor y participación empleados, ambos artículos tienen en común que no especifican si la participación del estado es a título de derecho de propiedad o de cualquier otro derecho sobre la participación en la empresa estatal (por ejemplo: mediante el derecho de uso y goce derivado del usufructo de acciones si la empresa estatal se constituye bajo la forma de sociedad anónima, con la posibilidad de que el Estado usufructuario ejerza los derechos de voto, conf. art. 218 de la LSC); ni indican si esa participación es directa o indirecta por interpósita persona.

Ante la ausencia de definición legal al respecto, cualesquiera de ellas, o ambas modalidades de participación, deberán reputarse incluidas en los arts. 96 y 91bis[29].

Una vez más, hubiera resultado apropiado a una correcta técnica legal la unificación y precisión de los términos empleados, actualizando la redacción de la LFH a las nuevas formas y herramientas legales de participación del estado en la actividad hidrocarburífera.

(iii) La restricción impuesta por el art. 91bis de la LFH importa dejar tácitamente sin efecto a las disposiciones de los arts. 11, 91 a 96, y 98, inc. e), de la LFH atinentes a reserva de áreas a empresas estatales.

No ignoramos que la restricción comentada podría ser cuestionada por considerársela incompatible con la autonomía que la CN reconoce a las Provincias (arts. 5, 121, 123, 124 y ccs. de la CN)[30], como así también con la razonabilidad que toda norma debe respetar (art. 28 de la CN)[31].

Sin embargo, la necesaria ratificación del Acuerdo Federal por las respectivas legislaturas provinciales, indispensable a los efectos de la vigencia de las cuestiones de naturaleza tributaria reguladas en su Anexo I, que impondrá asimismo la modificación de códigos o leyes fiscales, a la luz del principio de legalidad o reserva de ley tributario (nos remitimos al apartado II.(20) del presente), disipará cualquier riesgo de reclamo por las provincias que realicen esa ratificación[32].

(iv) El segundo párrafo refiere a las áreas que a la fecha de sanción de la Ley de Reforma hayan sido reservadas por las autoridades concedentes en favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera sea su forma, pero que a esa fecha no cuenten con contratos de asociación con terceros[33].

Se admite que tales entidades puedan celebrar esquemas contractuales asociativos, pero se exige que la participación de ellas en la etapa de desarrollo sea proporcional a las inversiones comprometidas y efectivamente realizadas por ellas.

La norma comentada tiende a restringir (a quienes se encuentren en la situación reseñada) lo que en la industria del petróleo y gas se denomina acarreo (carry over o carry forward o simplemente carry). En términos generales, dado que admite variantes según lo que las partes acuerden, el acarreo es el mecanismo de financiamiento de inversiones, con o sin devengamiento de intereses, de una empresa petrolera a otra en la etapa de exploración y/o desarrollo y explotación de hidrocarburos, con repago principalmente con toda o parte de la producción del área hidrocarburífera que le corresponda a la acarreada, y sujetando o no el repago a dicha producción (en cuyo caso si se lo condiciona a la producción quien financia asume el riesgo minero exploratorio y, por ende, también del recupero).

El referido acarreo es empleado actualmente en nuestro medio en los vínculos contractuales que algunas sociedades que cuentan con participación estatal[34] (aunque nada obsta que aquellas que no cuenten con tal participación también lo utilicen) han celebrado con terceros con el objeto de explorar, desarrollar y eventualmente explotar yacimientos de hidrocarburos.

(v) Sobre la restricción del segundo párrafo del art. 91bis, caben las siguientes consideraciones: (a) La referencia a “etapa de desarrollo”, en la cual no se admitiría el acarreo, es equívoca, toda vez que no responde a la división de la etapa de exploración (correspondiente al permiso de exploración) y a la etapa de explotación (referente a la concesión de explotación) que emerge de la LFH. Aunque debe advertirse que la LFH cuando refiere a “desarrollo”, en el sentido que interpretamos emplea la norma comentada, lo hace vinculándolo principalmente con la explotación del área (ver en tal sentido los arts. 30, 31, 32 y 46 de la LFH).

Recordamos, asimismo, que se incluyó un Período de Plan Piloto para los objetivos no convencionales en el art. 35, inc. c), de la LFH respecto del cual no puede prescindirse para determinar el ámbito y alcance de la también incorporada “etapa de desarrollo”.

Entendemos que tratándose de objetivos convencionales y actividad costa afuera, la restricción del denominado acarreo sólo aplicaría a la etapa de explotación de un área hidrocarburífera asociada indisolublemente a la pertinente concesión de explotación.

Respecto de los objetivos no convencionales, por las particulares modalidades de producción de ellos señaladas brevemente en II.(8).(iv)., la restricción del acarreo sólo aplicará para las inversiones a efectuar una vez concluido el Período de Plan Piloto, dado que éste, si bien está incluido en la etapa de explotación, tiene como naturaleza y característica esencial conformar una etapa de evaluación del yacimiento no convencional que permita verificar su magnitud, forma y naturaleza para efectuar un análisis técnico y económico de la operación de explotación a proyectar.

El art. 28 de la Ley de Reforma confirma lo interpretado en cuanto a la naturaleza evaluativa (de los yacimientos no convencionales) inherente al Período de Plan Piloto al disponer la posibilidad de reducir regalías en un 25% con posterioridad a la conclusión del “proyecto piloto” en favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional, dado que recién a partir de la terminación de ese período se producirá la explotación intensiva del yacimiento no convencional (nos remitimos nuevamente a II.(8).(iii).

(b) Al referir a “contratos de asociación” o “esquemas asociativos”, no se incluiría en la restricción y por ende pueden ser celebrados sin inconvenientes, a los denominados en la industria del petróleo y del gas contratos de servicios (“service contracts”) y a los contratos de producción compartida (“production sharing agreements”), por tratarse estos últimos de contratos de naturaleza no asociativa, sino de cambio[35].

En efecto, respecto de los primeros, se trata de una modalidad contractual por la cual la empresa petrolera es contratada por el estado propietario de los hidrocarburos, o por su empresa estatal a la cual aquel le reserve derechos sobre el área, para explorar un área hidrocarburífera (asumiendo o no el riesgo minero, según se acuerde) y en el supuesto de efectuarse un descubrimiento comercial explotable, desarrollarlo. Bajo esa modalidad, la empresa petrolera contratista recibe como contraprestación un precio en efectivo en función de la producción de petróleo o gas[36].

En cambio, en los contratos de producción compartida la empresa petrolera es contratada por el estado propietario de los hidrocarburos, o su empresa estatal a la cual aquel le reserve derechos sobre el área, para explorar y/o explotar y operar un área hidrocarburífera a su propio riesgo y costo, y en el supuesto de efectuarse un descubrimiento comercial explotable, retribuir a aquella, previo recupero por ella de las inversiones y/o gastos operativos acordados, con un porcentaje también previamente convenido de la producción[37].

Tampoco puede descartarse la celebración de otros contratos al amparo de los arts. 14, 19 y 75, inc. 22), de la CN y del principio de la autonomía de la voluntad, sustentado en aquellos y receptado expresamente en el art. 1197 del Cód. Civ. de la República Argentina[38] (aplicable a la materia mercantil en función de los arts. 1 del título Preliminar y 207 del Código de Comercio de la República Argentina), que incorporen el acarreo, incluso en la etapa de desarrollo, siempre que califiquen estructuralmente como contratos de cambio y por ende no asociativos.

De todos modos, más allá de los rasgos generales señalados precedentemente de ambos tipos contractuales y de la denominación que las partes acuerden darle a los que se celebren, se deberá analizar en cada caso las particularidades de ellos y principalmente las prestaciones a cargo de cada parte, los derechos y obligaciones de cada una de ellas, para poder calificarlo correctamente y determinar si puede ser considerado como asociativo o no y, consecuentemente, dilucidar si aplica o no la restricción emergente del art. 91bis de la LFH.

(c) La restricción del acarreo puede ser objeto de cuestionamiento legal bajo los arts. 16 y 28 de la CN, que sientan los principios de igualdad y de razonabilidad respectivamente, por el trato diferencial e injustificado entre las entidades, empresas o sociedades que tengan una participación estatal con áreas reservadas (técnicamente titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación) y las que no tienen tal participación ni reserva, o sólo tengan participación estatal pero no reserva (por ejemplo YPF), en desmedro de aquellas. Aquellas verán restringida la posibilidad de acceder al acarreo y consecuente financiamiento, las últimas no tendrán esa restricción.

(d) Finalmente, y a todo evento, la restricción que emplea la norma resulta fácilmente superable mediante esquemas de contratos de préstamos dinerarios por los cuales las empresas petroleras (de no contar con impedimentos o restricciones estatutarias o una vez superados ellos) le presten sumas de dinero, con un interés acordado o sin él, a las entidades, sociedades o empresas con participación estatal con áreas reservadas al momento de entrar en vigencia la Ley de Reforma, e indistintamente que el repago se efectúe en dinero efectivo o en especie (con producción).

De tal modo, con las sumas que les son prestadas, estas últimas puedan efectuar los aportes correspondientes a su participación en vehículos asociativos conformados con aquellas para llevar a cabo la actividad hidrocarburífera de que se trate.

(18) Régimen de Promoción: (i) Los arts. 19 al 22 de la Ley de Reforma tienen la virtualidad de darle fuerza y rango legal al Decreto N° 929 (y los arts. 20, 21, 25, 26 y ccs. al Decreto N° 1277). Pese a los cambios derivados de la ampliación de proyectos calificables para el Régimen de Promoción, aquellos pretenden subsanar retroactivamente (concretamente el citado art. 20) los vicios legales que aquel padece y que lo tornan nulo de nulidad absoluta e insanable, e inconstitucional[39].

(ii) En primer término, el art. 19 de la Ley de Reforma incorpora al Régimen de Promoción a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a U\$S 250.000.000.- (el art. 3 del Decreto N° 929 fijó la suma de U\$S 1.000.000.000.-) calculada al momento de presentación del Proyecto de Inversión, que sean invertidos durante los tres primeros años del proyecto (el art.3 del Decreto N° 929 establece un plazo de 5 años).

Consecuentemente con la reducción de plazo, se establece en tal artículo que los beneficios derivados del Decreto N° 929 se reconocerán a partir del tercer año computado desde la puesta en ejecución del proyecto.

Del mismo modo que observamos al Decreto N° 929[40], opinamos una vez más que no se encuentra justificación razonable para incluir solamente en el Régimen de Promoción a quienes comprometan proyectos con inversiones por sobre un monto determinado (los U\$S 250.000.000.- mínimos que exige la Ley de Reforma) y excluir de él y, por ende, tratar desigualmente, a los que no lo alcancen, aunque sea por una mínima expresión, con la consecuente dificultad o imposibilidad para acceder al mentado Régimen a las medianas y pequeñas empresas petroleras locales.

Llamativamente, se atenta con ello contra el principal objetivo de la Ley YPF, consistente en lograr el tan mentado y deseado autoabastecimiento hidrocarburífero. Por lo expuesto, el art. 19 de la Ley de Reforma es pasible de ser cuestionado por violar los principios de igualdad y razonabilidad emergentes de los arts. 16, 28 y 75, inc. 22) [pactos internacionales con jerarquía constitucional], de la CN.

Asimismo, se dispone que el porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios de los arts. 6 y 7 del Decreto N° 929 será el siguiente: (i) Explotación convencional: 20%; (ii) Explotación no convencional: 20%; y (iii) Explotación costa afuera: 60%.

Los referidos beneficios consisten en garantizar que ese porcentaje de hidrocarburos tenga libre disponibilidad, pudiéndose comercializar en el exterior sin pagar derechos de exportación, como así también que las divisas generadas por esas exportaciones no deban ser liquidadas en el mercado libre y único de cambios de la República Argentina. Para el supuesto que los porcentajes arriba descriptos de hidrocarburos fueran necesarios para abastecer el mercado interno (el art. 6 de la LFH le otorga prioridad en el suministro), esos volúmenes se venderían domésticamente pero se pagarían al precio de paridad de exportación (sin derechos de exportación) y se les permitiría adquirir divisas en el mercado local para remitirlas al exterior.

Si bien los objetivos convencionales y no convencionales estaban incluidos en el Régimen Promocional del Decreto N° 929 con el mismo porcentaje arriba señalado para ellos, y pese a que la explotación costa afuera podía ser incluida en los primeros, resulta loable la incorporación de esta última con el porcentaje diferencial indicado, configurando un verdadero incentivo para su explotación atento a la postergación y casi olvido al que ha sido objeto la actividad costa afuera.

Finalmente, el artículo comentado entiende por costa afuera a aquellos proyectos en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la alta y la baja marea, supere los 90 metros.

Cabe señalar sobre el particular que pese a la omisión de la norma, también deberían contemplarse como inherentes a ella a los proyectos que se lleven a cabo respecto de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata (conf. art.1, párrafo quinto, de la LC), de modo tal que ellos resulten eventualmente alcanzados por los beneficios del Régimen Promocional con el porcentual diferencial del 60%.

(iii) A su turno, el art. 20 de la Ley de Reforma aclara que las condiciones para el acceso al Régimen de Promoción del Decreto N° 929 establecidas en el art. 19 de la Ley de Reforma regirán para el futuro; y reconoce a los Proyectos de Inversión para la explotación de hidrocarburos aprobados con anterioridad a la sanción de tal ley, los compromisos de inversión y los beneficios promocionales comprometidos al momento de su aprobación.

Con ese reconocimiento, se pretender subsanar los ya señalados vicios que padece el Decreto N° 929 y, consecuentemente, dar da cobertura y protección legal (cuestionable por cierto ante la insubsanabilidad de la nulidad del referido decreto[41]), al discutido y aún desconocido acuerdo entre YPF y Chevron.

(iv) Por su parte, el art. 21 de la Ley de Reforma, sin establecer el cómo ni el cuándo, lo cual requerirá su reglamentación oportuna por el PEN bajo el art. 99, inc. 2), de la CN, dispone aportes en beneficio de las Provincias productoras en el marco de los proyectos de inversión que sean aprobados en el futuro y referidos en el art. 19 de la Ley de Reforma, bajo los siguientes conceptos: (a) 2,5% del monto de inversión inicial del proyecto dirigido a responsabilidad social empresaria, a ser aportado por las empresas; y (b) un monto a ser determinado por la Comisión, en función de la magnitud y alcance del proyecto para financiar obras de infraestructura, a ser aportado por el Estado Nacional.

(v) Finalmente, se refuerza en el art. 22 de la Ley de Reforma la tributación de los derechos de importación de los bienes de capital e insumos indispensables para la ejecución de los planes de inversión conforme lo establecido en el Decreto del PEN n° 927/13 (B.O.: 17-07-2013), ya sea que la importación se lleve a cabo por las empresas petroleras o por quienes les presten servicios a estas últimas.

Más allá de los reparos que merece el citado decreto a la luz del principio de legalidad en materia tributaria o de reserva de ley tributaria [conf. arts. 4, 17, 52, 75, incs. 1 y 2, de la CN, ampliamos en el apartado II.(20)], se agrega que la lista del citado decreto podrá ampliarse a otros productos estratégicos, constituyendo esto una delegación de facultades legislativas que también podría resultar reñida con los arts. 76 y 99, inc. 3) de la CN.

(19) Cuestiones ambientales: (i) El art. 23 de la Ley de Reforma da comienzo al Título III (Disposiciones complementarias y transitorias) estableciendo que el Estado Nacional y los Estados Provinciales, de conformidad con lo previsto en el art. 41 de la CN, propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la cual tendrá por objetivo prioritario aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

Sorprende la desatención e inobservancia del texto del art. 41 de la CN, toda vez que éste, en su tercer párrafo, no impone la uniformidad de la legislación ambiental, sino por el contrario establece claramente que: “Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquéllas alteren las jurisdicciones locales”. Con lo cual, se atenta de tal manera con la autonomía y potestades de las provincias (nos remitimos a II.(17)(ii)).

Estimamos positivo que la Ley de Reforma, a diferencia de las versiones anteriores al Proyecto que circularon, no avance con la inexigibilidad de la realización de una audiencia pública o consulta o participación ciudadana previa a la aprobación por la autoridad

competente del estudio de impacto ambiental[42]. Ese recaudo de participación ciudadana es a la fecha exigido, por ejemplo, por la ley general del ambiente n° 25.675 (B.O.: 28-11-2002, arts. 19, 20 y 21, en adelante la “LNGA”) y cuenta con fundamento constitucional en los arts. 18, 42 y ccs. de la CN[43].

(20) Cuestiones fiscales/tributarias: El art. 24 de la Ley de Reforma establece que el Estado Nacional y los Estados Provinciales propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas previstas en la LFH a desarrollarse en sus respectivos territorios.

Ello debe ser complementado con el Anexo I del Acuerdo Federal, del cual surgen los siguientes compromisos para los Estados Provinciales: (i) eximir del impuesto de sellos a los contratos de financiación petrolera; (ii) no incrementar las alícuotas vigentes del impuesto de sellos; (iii) limitar en un 3% al impuesto sobre los ingresos brutos (o al que lo sustituya) a la actividad de extracción de hidrocarburos; y (iv) otorgar estabilidad fiscal para que las provincias no puedan gravar a titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes.

Corresponde puntualizar que tanto el art. 24 de la Ley de Reforma como el Acuerdo Federal, en particular su Anexo I, estarán sujetos inexorablemente a la aprobación de las legislaturas provinciales y modificación de sus leyes impositivos y/u códigos fiscales pertinentes, en el marco de sus respectivos textos Constituciones, para su validez y plena vigencia, toda vez que rige en la materia el ya señalado principio de legalidad en materia tributaria o principio de reserva de ley.

En ese orden, no resulta ocioso reiterar que nuestra CN prescribe, categóricamente, tanto en el art. 4, como en los arts. 17, 52, 75, incs. 1 y 2, que solo el Congreso de la Nación tiene competencia para crear (y obviamente modificar, extinguir) las contribuciones (tributos) reseñadas en el primero de los artículos mencionados; lo cual debe ser respetado por las constituciones locales a tenor del art. 31 y ccs. de la CN[44].

(21) Programas de estímulo de la Comisión del Decreto N° 1277: El art. 25 de la Ley de Reforma dispone que el PEN, a través de la Comisión, administrará el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural creado por la Resolución 01/13 y el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con inyección reducida creado por la Resolución 60/13, ambos de la Comisión, como así también los planes que con el propósito de estimular la producción ella establezca en el futuro.

Ese artículo, junto a otros que se incluyen en el Título II del Proyecto, pretende subsanar sendos vicios del Decreto N° 1277 (como así también del Decreto N° 929) que lo tornan nulo de nulidad absoluta e insanable, y anticonstitucional[45]. Asimismo, se intenta con él ratificar la gestión de la Comisión en relación con los programas señalados e implementados por ella, los cuales correrían la misma suerte que aquellos por los vicios que padecen y por ser instaurados por la Comisión que ha sido creada en el marco de una norma claramente inconstitucional como es el Decreto N° 1277.

Finalmente, a futuro, con una norma de jerarquía legal bajo una aparente delegación que no cumpliría las exigencias mínimas del art. 76 de la CN, se busca dar cobertura a los programas que la Comisión pueda instaurar.

(22) Coordinación de procedimientos y competencias: Mediante el art. 26 de la Ley de Reforma se dispone, confusamente, una norma de coordinación de competencias consistente en la promoción de unificación de procedimientos y registros tendientes al cumplimiento de las respectivas competencias y el intercambio de información con dicho propósito entre las autoridades de aplicación en el ámbito Provincial, Nacional y la Comisión. Aclara la norma que aquello también se vincula con el cumplimiento de los objetivos de autoabastecimiento de la Ley YPF.

La disposición en cuestión, al igual que otras que ya hemos señalado (arts. 20, 21 y ccs.) tiende peligrosamente a reconocer virtualidad con rango legal a la Comisión.

Sobre la superposición de competencias y potestades entre la Comisión y los Poderes ejecutivos provinciales y las respectivas autoridades de aplicación, nos remitimos a lo expuesto en II.(4)(iii).

(23) Eliminación art. 62 LFH: En función de la incorporación del régimen de regalías sobre la producción de gas en el nuevo art. 59 de la LFH, el art. 27 de la Ley de Reforma deroga el art. 62 de la LFH.

(24) Facultad de reducir regalías concluido el plan piloto: Con el mismo sentido que el art. 103, del Título XI, Normas transitorias de la LFH, la Ley de Reforma, en su art. 28, reconoce a la autoridad de aplicación la facultad de reducir hasta un 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos durante los 10 años siguientes a la finalización del proyecto piloto, en favor de las empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional conforme el art. 27bis dentro de los 36 meses computados a partir de la entrada en vigencia de la Ley de Reforma.

(25) Elaboración de pliego modelo (cont.): El art. 29 de la Ley de Reforma complementa las disposiciones del modificado art. 47 de la LFH, al establecer que las Autoridades de Aplicación de las Provincias y la SEN confeccionarán, dentro de los 180 días de entrada en vigencia de la Ley de Reforma, el pliego modelo, estableciendo que éste podrá ser revisado y actualizado periódicamente según la oportunidad y conveniencia de los concursos.

En primer lugar, resulta optimista y voluntarioso pensar que 25 jurisdicciones (23 provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires -conf. art. 1 y ccs. de la LC- y el Estado Nacional), a través de sus respectivas autoridades de aplicación de la LFH, logren consensuar y confeccionar en 180 días el pliego modelo.

Así todo, de alcanzarse ese improbable consenso, el esfuerzo que ello implicará será en vano, dado que la disposición comentada permite, a renglón seguido, que el pliego modelo pueda ser revisado y actualizado periódicamente según la oportunidad y conveniencia de los concursos (nos remitimos al apartado II.(10)(ii) en relación con el empleo de los términos concurso y licitación). Éstos, a no dudarlo, serán resorte de las jurisdicciones en las cuales se hallen los yacimientos de hidrocarburos (conf. arts. 1, 2 y 6 de la LC y 124 de la CN), por lo cual cuando los yacimientos se encuentren en una Provincia ésta podrá revisar y actualizar por sí el pliego modelo según la oportunidad y conveniencia de la licitación.

(26) Reversión de permisos y concesiones costa afuera otorgadas a ENARSA: (i) La reversión establecida en el art. 30 de la Ley de Reforma de los permisos de exploración y concesiones de explotación de yacimientos costa afuera reservados oportunamente a ENARSA bajo el art. 2 de la Ley Enarsa, es consecuencia de la insuficiente y deficiente actividad de ésta en esa materia.

En efecto, que el Estado Nacional no haya instado y/o facilitado la actividad de su controlada ENARSA, en tanto instrumento de implementación de la política energética de aquél (conf. art. 4, segundo párrafo, de la Ley Enarsa), mediante la injustificada ausencia de reglamentación por el PEN de la ley promocional de la exploración y explotación de hidrocarburos n° 26.154 (B.O.: 01-11-2006), entre otros tantos datos objetivos reveladores del crítico estado del sector energético doméstico, evidencia que aquel, principalmente bajo los gobiernos a cargo del PEN desde el año 2003, ha tenido una deficiente gestión en materia de diseño e implementación de la referida política (conf. arts. 3 de la LFH, y 2 de la LC).

(ii) El art. 30 bajo análisis exceptúa de esa reversión a los permisos y concesiones existentes a la entrada en vigencia de la Ley de Reforma que hayan sido otorgados con anterioridad a la Ley de Enarsa. Ello resulta superfluo e innecesario, dado que esta última excluyó en su art. 2 de la reserva efectuada a ENARSA a tales permisos y concesiones, respetando los derechos de propiedad de sus titulares (conf. art. 17 de la CN).

Es de esperar que el Estado Nacional proceda a la brevedad a concursar/licitar (conf. arts. 45 y ccs. de la LFH) las áreas costa afuera reservadas a ENARSA y revertidas por la Ley de Reforma, de modo tal de ponerlas en actividad en el menor plazo posible.

(iii) El último párrafo del artículo comentado autoriza al PEN a negociar de mutuo acuerdo, en un plazo de 6 meses, con los titulares de contratos de asociación que hayan sido suscriptos con ENARSA en el marco de la Ley Enarsa, la reconversión de dichos contratos asociativos a permisos de exploración y concesiones de explotación bajo la LFH, según corresponda.

Esa disposición excluye llamativamente a la propia ENARSA de la negociación, lo cual no resulta razonable ni atendible, y atenta contra el derecho de propiedad de ella sobre los permisos y concesiones involucradas y respecto de la participación en los contratos asociativos que ha celebrado, al amparo del art. 17 de la CN[46]. La inacción o falta de adopción de medidas apropiadas por el directorio de ENARSA en procura de la defensa de los intereses y derechos de ésta ante esta situación, al igual que frente a la señalada en (ii),

podrá comprometer la responsabilidad de los directores que lo integran bajo los arts. 59, 274 y ccs. de la LSC.

(iv) Atento a la deficiente e insuficiente actividad costa afuera de ENARSA señalada, lo cual es evidente y de simple verificación, estimamos ajustado a esa realidad y conforme a derecho (aunque por cierto, en términos políticos, de casi imposible materialización), que la SEN hubiere oportunamente iniciado el procedimiento administrativo tendiente a la declaración por el PEN de la caducidad de los permisos de exploración y concesiones de explotación reservados a aquella bajo la Ley de Enarsa (art. 2), en los términos del art. 98, inc. i), de la LFH y arts. 1, 6 y ccs. de la LC; o bien modificar esa amplia reserva de derechos conforme se lo autoriza al PEN en el art. 98, inc. e), de la LFH.

(27) Culminación de renegociaciones en trámite: El art. 31 de la Ley de Reforma refiere a procesos de renegociación de concesiones otorgadas oportunamente por el Estado Nacional que estén llevándose a cabo en alguna provincia al momento de la entrada en vigencia de la Ley de Reforma.

A tales procesos, siempre que ellos hubieran establecido ciertas condiciones precedentes en función de la voluntad de la Provincia y del concesionario, se les otorga un plazo de 90 días para que sean concluidos; y las prórrogas así determinadas tendrán posteriormente el tratamiento del nuevo art. 35 de la LFH.

(28) Entrada en vigencia de la Ley de Reforma: Por último, de acuerdo a la redacción del art. 32 de la Ley de Reforma, ésta entrará en vigor conforme al art. 2 del Cód. Civ., es decir a partir del día octavo de su publicación en el boletín oficial.

III. Consideraciones finales [arriba] -

Las modificaciones introducidas a la LFH por la Ley de Reforma resultan beneficiosas para las empresas petroleras (principalmente YPF) que cuenten en el país con permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos vigentes y en ejecución.

En ese orden, adviértase que ellas se verán con la posibilidad de (i) consolidar sus derechos en el tiempo por los plazos y múltiples y sucesivas prórrogas que se admiten para las concesiones de explotación (convencionales, no convencionales y costa afuera); (ii) conservar la superficie total del área en el segundo período exploratorio con merma del importe del canon a abonar dada la posibilidad de compensarlo con inversiones exploratorias pasadas; (iii) contar con límites legales estrictos y uniformes a las pretensiones fiscales-tributarias y recaudatorias de las provincias en materia de canon de exploración, regalías (respecto de las cuales se autoriza su reducción para supuestos concretos), bonos por prórroga de concesiones, impuesto de sellos e ingresos brutos[47]; y (iv) acceder a beneficios promocionales de jerarquía legal y a programas de estímulo de inyección de gas excedente amparados legalmente, superándose la fragilidad e inconsistencias de ese orden derivadas del Decreto N° 929 y de las Resoluciones 1 y 60 del 2013 de la Comisión.

Por otro lado, resulta propicio el incentivo diferencial del Régimen de Promoción de la Ley de Reforma para la actividad costa afuera, postergada y olvidada a la fecha; aunque es deseable que el Estado Nacional proceda a la brevedad a concursar/licitar las áreas costa afuera reservadas a ENARSA y revertidas bajo la Ley de Reforma, para su puesta en actividad en el corto plazo.

Lamentablemente, la Ley de Reforma (i) no propende a la apertura del mercado doméstico del petróleo y del gas (el cual continuará concentrado especialmente en YPF) con el consecuente perjuicio para el desarrollo de los yacimientos no convencionales que requieren más y nuevos actores que aporten tecnología, conocimientos y financiamiento, entre otros; (ii) permite la especulación inmobiliaria (a) de los permisionarios por la superficie total que puedan conservar durante el segundo período del plazo básico de exploración, y (b) por los plazos extensos de las concesiones de explotación y sus múltiples y sucesivas prórrogas otorgadas sin procesos públicos competitivos; y (iii) torna inaccesibles a los beneficios promocionales para las pequeñas y medianas empresas, las cuales difícilmente estén en condición de presentar proyectos que califiquen para el Régimen de Promoción (pese a la reducción del monto de la inversión mínima requerida y del plazo en que ella debe efectuarse en relación con el Decreto N° 929).

Queda aún pendiente de resolución la cuestión central relacionada con la superposición de potestades sancionatorias entre la Comisión y los poderes ejecutivos provinciales (y de la Nación y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en lo que corresponda) y sus respectivas autoridades de aplicación. Por ello, estimamos imperioso eliminar cualquier duda al respecto mediante el estímulo de dictado de una resolución judicial definitiva que disponga la ilegitimidad de las facultades sancionatorias de la Comisión (arts. 29, 30, 31 y ccs. del Reglamento del Anexo I del Decreto N° 1277) y, consecuentemente, reconozca las potestades sancionatorias de los poderes ejecutivos de las provincias (y de la Nación y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en lo que corresponda) y de las autoridades de aplicación de cada una de ellas, en un todo de acuerdo con los arts. 1, 2, 4, 6 y ccs. de la LC, 80, 87, 97, 98 y ccs. de la LFH y 18, 19, 31, 75, inc. 12), y ccs. de la CN.

Finalmente, reiteramos lo señalado en otra oportunidad en cuanto a que la actividad legislativa[48], por sí sola, no será suficiente para motorizar la actividad hidrocarburífera doméstica, atento a que el Gobierno Nacional, y particularmente el PEN en su condición responsable de la política energética nacional[49], deberá diseñar un programa integral consistente en materia de exploración y explotación de hidrocarburos (convencionales, no convencionales y los de costa afuera) con objetivos concretos de cumplimiento progresivo, sustentable ambientalmente[50], compatible con las necesidades energéticas de nuestro país, que incluya igualitariamente a todos los actores de la industria del petróleo y del gas (no solo a los de mayor envergadura y/o bajo control del Estado Nacional) y con precios de hidrocarburos acordes con los internacionales. Demás está decir que lo expuesto debiera ocurrir en un marco de confianza y con un clima de negocios propicio, amigable y estable en términos políticos, legales, comerciales, económicos, de comercio exterior y cambiarios, monetarios y fiscales para la radicación de las cuantiosas y riesgosas inversiones necesarias para recuperar el autoabastecimiento de hidrocarburos, cuya gestación, configuración y conservación también depende principalmente de aquel.

[1] Cfr. Giovachini Juan Fernando: “Régimen de promoción de explotación de hidrocarburos del Decreto N° 929/2013: Inconsistencias legales”, Publicado en la Revista Argentina de Derecho Comercial y de los Negocios, el 29-07-2014, cita:IJ-LXXII-469, IJ Editores, donde desarrollamos nuestra crítica opinión legal sobre el Decreto 929 y, tangencialmente respecto del Decreto 1277. En apretada síntesis, expresamos allí las inconsistencias legales del Decreto 929 toda vez que: (i) Viola el principio de legalidad en materia tributaria y la consecuente necesidad de imposición por ley de una excepción al pago de un derecho de exportación (conf. arts. 4, 17, 52, 75, incs. 1 y 2, de la CN); (ii) Vulnera el principio de legalidad presupuestaria para comprometer fondos públicos (conf. arts. 75, incs. 8), 99, inc. 10), y 100, inc. 7), de la CN); (iii) Se aparta manifiestamente de las disposiciones legales de la LFH, con el también consecuente exceso reglamentario por parte del PEN (conf. arts. 28, 31, 75, incs. 12), 18) y 32), 99, inc.2), y ccs., CN); (iv) Existe una inviabilidad legal de invocar válidamente la existencia de delegación legislativa en favor del PEN; (v) Vulnera los principios de tutela judicial efectiva, de igualdad y el de razonabilidad según los estándares de los arts. 14, 16, 18, 28, 33 y 75, inc. 22 (pactos internacionales con jerarquía constitucional), de la CN. Por su parte, sobre el Decreto 1277 señalamos tangencial y sucintamente en esa oportunidad que: (i) Invade potestades legales de las Provincias (en violación de los arts. 1, 2, 6 y ccs. de la LC); (ii) Desplaza arbitrariamente al Consejo Federal de Hidrocarburos (creado por el art. 4 y ccs. Ley YPF, según se la define luego); (iii) Altera, consecuentemente con lo indicado, el orden jerárquico normativo (art. 31 CN); y (iv) Vulnera la garantía constitucional de legalidad (art. 18,19 y ccs. de la CN); (v) Afecta derecho de propiedad de concesionarios cuyos títulos incorporaron las disposiciones de los Decretos n° 1055/89, 1212/89 y 1589/89 (art. 17 y ccs. CN).

[2] Cfr. Entre otros: Badeni Gregorio: Tratado de Derecho Constitucional, 2° Edición Actualizada y Ampliada, T I, pág. 286 y stes., Editorial La Ley, 2006; Comadira Julio R. - Escola Héctor J. y Comadira Julio P.(Coordinador, colaborador y actualizador): Curso de derecho administrativo, T I, págs. 37, stes. y ccs., Abeledo Perrot, 2012; Highton de Nolasco Elena I: Sistemas concentrado y difuso de control de constitucionalidad, Publicado en el Diario la Ley del 10 de junio de 2014; Vanossi Jorge R.: El control de constitucionalidad "de oficio" y el control de convencionalidad. (Una de cal y una de arena), La Ley - 2013- T° A, pág. 37; Sabsay, Daniel Alberto: El bloque de constitucionalidad federal y el control de convencionalidad, La Ley - 2013 - T° B, pág. 944.

[3] Cfr. CSJN, Fallos: 334:1162; 334:53; 301:341; 311:1265. Ello es así pese al dominio originario que se les reconoce a las Provincias (como así también a la Nación y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires según la Ley Corta) sobre los recursos naturales que se encuentren en sus respectivos territorios (conf. del art. 124 de la CN). Al respecto, Krom sostiene: " ..., el reconocimiento del dominio de los recursos naturales a las provincias no sustrae estos bienes de la jurisdicción exclusiva del Congreso Nacional entendida como regulación jurídica (Krom Beatriz S.: La nueva minería sustentable, pág. 346, Editorial Estudio, 2009). Coincidentemente, Cassagne aseveró: "con independencia del dominio originario reconocido a las provincias, los arts. 121, 126 y 75 inc. 12 de la C.N. ponen de manifiesto que éstas han delegado en el Congreso Nacional la facultad de dictar un Código de los recursos naturales" (Cfr. Cassagne, Juan C.: "El artículo 124 de la Constitución y el

dominio originario”, publicado en La Ley, Suplemento de la Academia Nacional de Derecho 2007 (julio), pág. 1.). En tal sentido, se ha dicho que “la lectura de los debates de la Convención Constituyente ha conducido a sostener que el reconocimiento del dominio de los recursos naturales en cabeza de las Provincias no sustrae a estos bienes de la jurisdicción exclusiva del Congreso Nacional, entendida como potestad de regulación jurídica” (Cfr. De Simone Orlando: El dominio originario de los recursos naturales, publicado en La Ley, 1997-C, pág. 1440).

[4] La CSJN, el 02 de marzo de 2.011, en autos “Astra C.A.P. S.A. (TF 19.173-I) c. DGI”, Fallos: 334:53, aseveró que los yacimientos de hidrocarburos constituyen una especie de minas. En tal sentido, el último párrafo del Considerando 9) establece “En función de lo anteriormente expuesto cabe concluir que toda vez que la mina es fuente productora de ganancias gravadas (cfr. arg. doctrina de Fallos 220:939) y que los yacimientos de hidrocarburos constituyen una especie de ellas (cfr. arg. Fallos 170:274; 301:341; 311:1265; Código de Minería, Apéndice -“Del régimen legal de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos”- art. 1 ; ley 17319, art. 8) ...”.

[5] Cfr. Etcheverry A. Rubén y Toledo Miguel: Yeil, Las nuevas reservas. El desarrollo de Vaca Muerta en Neuquén, pág. 24, 2012, quienes manifiestan al comienzo del apartado “Reservas y producción en caída libre: Las reservas de petróleo cayeron 11% entre 2003 y 2010, mientras que las de gas natural lo hicieron el 43%. La producción, en tanto, disminuyó 18% en el caso del petróleo en el mismo período; y la de gas natural 8%”.

[6] Los yacimientos no convencionales, en particular el desarrollo y explotación Vaca Muerta, situado mayoritariamente en el subsuelo de la Provincia de Neuquén, constituyen uno de los principales motores de la Ley de Reforma.

[7] Regulado por la Resolución n° 131/1979, de la Secretaría de Energía de la Nación.

[8] Cfr. Nuestro trabajo citado en nota a pie de página n° 1.

[9] “Podrán solicitar su inclusión en el REGIMEN DE PROMOCION DE INVERSION PARA LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas ...”.

[10] “Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos, que hayan sido incluidos en el REGIMEN DE PROMOCION...”.

[11] Cfr. Cassagne Juan Carlos: Derecho administrativo, TI, pág. 11, Octava Edición actualizada, Lexis Nexis, 2006. Con ese temperamento, se sostiene que “las autoridades administrativas, cualquiera que sea su clase y jerarquía, ya sean nacionales o provinciales, carecen de la posibilidad de crear figuras contravencionales y prever su sanción, todo lo cual corresponde, exclusivamente, al legislador (Comadira J.R. - Escola H.J. y Comadira J.P.: Ob. Cit., pág. 683).

[12] Adviértase que para el dictado del Decreto 1277 se invocan los arts. 99, incisos 1 (reglamentos autónomos) y 2 (reglamentos ejecutivos o reglamentarios), de la CN, como así también la LFH, la LC y la Ley YPF. Ninguna de las normas invocadas por el PEN lo habilitan al establecimiento de su sistema sancionatorio, ni podrían autorizarlo válidamente a la luz de la CN.

[13] Sobre la caducidad, se ha dicho que “es una sanción por actos imputables al concesionario. Trátase de una pena administrativa” (Marienhoff Miguel: Tratado de derecho administrativo, TV, págs. 490 y ccs., Abeledo-Perrot, 1994). Con similar temperamento, cfr. Cassagne Juan C.: El contrato administrativo, pág. 142, LexisNexis, 2005.

[14] CSJN, 03/07/2012, autos: “YPF S.E. c/Esso S.A.P.A. y otros. s/proceso de conocimiento”, publicado en La Ley, Suplemento Administrativo, año 2012 (agosto), pág. 39.

[15] Sobre tales principios de la contratación pública, Cfr. Cassagne Juan C.: El contrato ..., cit. pág. 57. La CSJN refirió a los principios de igualdad, publicidad y competencia propios del régimen jurídico de la licitación pública (Fallos 314:899, autos “Copimex CACEL SA c/Alessia Sacif y AG). Asimismo, Cfr. Comadira J.R.-Escola H.J. y Comadira J.P.: Ob. Cit. pág. 823 y stes.

[16] “Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas.”.

[17] Cfr. Badeni G.: Ob. Cit., pág. 120, quien expresa: “La razonabilidad de un acto está condicionada a su adecuación a los principios del sentido común constitucional en orden a la justicia, moderación y prudencia que ella establece. Es así que un acto puede ser formalmente constitucional, pero esencialmente inconstitucional cuando su contenido no guarde la debida proporción con las circunstancias que lo motivan, o cuando no responda a una finalidad constitucional de bien común...” y más adelante “Ese sentido común constitucional, está expresado en la idea política dominante que impregna la Constitución y en sus metas finales, que son la vigencia de la libertad y dignidad del hombre. Sobre tal base cabe calificar como irrazonables y por ende como opuestos a la constitución, a todos aquellos actos de los órganos legislativo, ejecutivo o judicial que son arbitrarios por carecer de aquella proporcionalidad, o por desnaturalizar la idea política constitucional o por no ser necesarias para el logro del fin propuesto. Asimismo, a iguales requisitos está condicionada la razonabilidad de la interpretación constitucional”. La CSJN, entre otros tantos precedentes, tiene dicho que las leyes son susceptibles de cuestionamiento constitucional cuando resultan irrazonables, o sea, cuando los medios que arbitran no se adecuan a los fines cuya realización procuran o cuando consagran una manifiesta iniquidad, y el principio de razonabilidad debe cuidar especialmente que las normas legales mantengan coherencia con las reglas constitucionales durante el lapso que dure su vigencia en el tiempo, de suerte que su aplicación concreta no resulte contradictoria con lo establecido en la Ley Fundamental (Fallos: 307: 906).

[18] Es del caso recordar que el Poder Ejecutivo la Provincia de Neuquén dictó en el año 2.010, con potestades sumamente cuestionables al efecto y consecuente fragilidad legal del mismo (según lo que señalamos sobre jurisdicción y dominio en la introducción del presente bajo los arts. 75, inc. 12, y 99, inc. 2, de la CN), el Decreto n° 1703/2010 por el cual se sustituye la reglamentación del art. 10 de la Ley provincial de hidrocarburos n° 2.453 (también cuestionable constitucionalmente por los mismos motivos) y se instaura la posibilidad de solicitar un lote de evaluación. La nueva norma reglamentaria establece: Art. 10. Áreas Posibles. II. De comprobar el permisionario la presencia de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos en el área y demostrar su imposibilidad de explotarlos comercialmente, podrá solicitar a la autoridad de aplicación su encuadramiento como lote de evaluación. La autoridad, al aprobar tal encuadre, procederá a otorgar la autorización para estudiar la declaración de comercialidad del producto, atento a las particularidades y dependiendo de las circunstancias vinculadas al transporte y/o al precio de mercado, por el plazo de: (a) Hasta un año, si se encontró preferentemente petróleo; y (b) Hasta cinco años, si se encontró preferentemente gas. En ambos casos se, se impondrá al permisionario un canon diferencial, que será cinco veces superior al del período exploratoria en que se solicita el encuadramiento II.a Áreas de alto riesgo exploratorio. Serán consideradas como de alto riesgo aquellas áreas respecto de las cuales se dispone de muy escasa información geofísica y geológica, o que, existiendo información, resulta encuadrada en tal categoría por la autoridad de aplicación en virtud del riesgo geológico-económico. Se incluyen en estas últimas los reservorios de tipo tight gas sand, shale gas, shale oil y aquellos gasíferos asociados a mantos de carbón”.

[19] Etcheverry A. R. y Toledo M.:Ob. Cit. , págs. 89 y stes..

[20] Ello, aclaramos, es compatible con lo vagamente establecido por el art. 6 (III) y ccs. de la LC sobre las facultades de las provincias, como autoridad de aplicación: “disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales”.

[21] Nos remitimos a la nota a pie de página n° 17.

[22] Estimamos apropiado transcribir las notas del Dr. Enrique Rodríguez al art. 18 del Código de Minería de su autoría, como también los antecedentes legales citados en ellas. Anota Rodríguez: “La perpetuidad, esto es, la duración indefinida y sin término de los derechos de dueño, es uno de los principales atributos de la propiedad general y uno de los más indispensables de la propiedad minera; porque en ningún caso se necesita tanto de ese espíritu de previsión, de duración y perfeccionamiento que, según Mr. Girardin, es inseparable del propietario. En efecto, para emprender trabajos serios y durables, cuyos resultados no tienen término fijo, y para que los capitales y sacrificios que el sostenimiento de esos trabajos demanda no sean perdidos, es necesario contar con la duración, con la perpetuidad de la propiedad.... Las minas, sin embargo, están sujetas a una condición resolutoria que nace, puede decirse, de la naturaleza de las cosas, pero que no obsta a la perpetuidad minera, como no obsta la eventualidad de una expropiación a la perpetuidad de la propiedad común - Chevallier, part. 3°, cap. I, se. 1°, párr. 2. y esto con tanta mayor razón, cuanto que esa condición no depende de la voluntad del causante, ni de la de un tercero, ni de un acontecimiento fortuito, sino única y exclusivamente de la voluntad y del hecho propio del mismo dueño de la mina”.

[23] El permisionario también paga regalías al 15% conforme el art. 21 de la LFH, que no es alcanzado por la Ley de Reforma.

[24] “I. El precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fije precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse. En caso de exportación de hidrocarburos su valor comercial a los efectos de este artículo se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación o, de no poder determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables”.

[25] “En ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”.

[26] Se omite a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la cual, de ser permisionante o concedente, de acuerdo a los arts. 1, 2 y ccs. de la LC, no resultaría alcanzada por la restricción.

[27] El art. 96 de la LFH las define del siguiente modo: “A los efectos de la presente Ley se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y aquellas que, con cualquier forma jurídica y bajo contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actuales actividades”.

[28] “A los efectos de la presente Ley se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado y aquellas que, con cualquier forma jurídica y bajo contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actuales actividades”.

[29] Con respecto a las modalidades de las participaciones societarias y del control societario nos remitimos a los arts. 33, 54 y ccs. de la LSC; y para las sociedades que efectúan oferta pública de valores negociables a la amplia definición de controlante que surge del art. 2 de la Ley de Mercado de Capitales n° 26.831 (B.O.: 28-12-2012). Sobre las modalidades de las participaciones societarias y del control societario bajo la LSC sugerimos ampliar con Manóvil R. M: Grupos de Sociedades, pág. 136 y ccs., Edit. Abeledo-Perrot, 1998; de Otaegui J.C.: Concentración societaria, pág. 241 y stes., Edit. Ábaco, 1984; Odriozola Carlos S.: Acerca de las acciones de control, pág. 1233, RDCO, Año 1978). Finalmente, no desconocemos que el art. 8, inc. b), de la Ley n° 24.156 (B.O.:29-10-1992), al incluir a los efectos de la aplicación de esa ley, a las sociedades y empresas del estado en la descripción de la composición del sector público nacional, requiere que exista una participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias. En tan sentido, dispone: “Las disposiciones de

esta Ley serán de aplicación en todo el Sector Público Nacional, el que a tal efecto está integrado por: b) Empresas y Sociedades del Estado que abarca a las Empresas del Estado, las Sociedades del Estado, las Sociedades Anónimas con Participación Estatal Mayoritaria, las Sociedades de Economía Mixta y todas aquellas otras organizaciones empresariales donde el Estado nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias”. Pero reiteramos que la Ley de Reforma omite toda disposición al respecto.

[30] Empero, destacamos la dificultad de un eventual reclamo bajo el argumento de la autonomía de las provincias atento a lo resuelto por la CSJN en autos “Yacimientos Petrolíferos Fiscales c/ Provincia de Mendoza y otro”, del 03/05/1979 (Fallos: 311:1265), por el cual: “Los arts. 3° y 13 de la Constitución Nacional no están comprometidos, ya que el sub júdice no versa sobre una desmembración territorial sino sobre el dominio y aprovechamiento de un recurso natural -yacimientos de hidrocarburos- cuya regulación ha sido puesta por la Carta Magna en manos del Poder Legislativo de la Nación y a este respecto nunca puede ser atentatorio al régimen autónomo de las provincias el ejercicio legítimo por la Nación de las facultades que le han sido expresamente delegadas en aquéllas, por más que tales facultades deban ejercitarse en el territorio mismo de los estados autónomos”.

[31] Nos remitimos a nota a pie de página n° 17.

[32] Tal ratificación, si bien será conveniente pero no necesaria, también dará mayor confort y seguridad jurídica a las empresa petroleras que operan en provincias que tienen su propio régimen legal sobre hidrocarburos, como la de Neuquén, en la cual, su Ley Provincial de Hidrocarburos n° 2.453 (aunque manifiestamente inconstitucional conforme a lo señalado en el apartado I del presente por carecer las provincias de potestades para legislar en materia hidrocarburífera -conf. art. 75, inc. 12, CN-), contempla en su art. 135 disposición por la cual “la Fiscalía de Estado adoptará los recaudos conducentes a solicitar la declaración de inconstitucionalidad de todas las normas federales que se opongan al libre ejercicio de los derechos del Estado provincial consagrados en la Constitución nacional, en la Constitución provincial, y los que son materia de la presente Ley”.

[33] A título de ejemplo, se encuentra inmersa en el ámbito provincial en esa disposición Gas y Petróleo del Neuquén S.A., con participación estatal mayoritaria, creada por el Decreto del Poder Ejecutivo Provincial n° 770/2008, del 16 de mayo de 2008 (en adelante “GYP”), a la cual, la Provincia del Neuquén, mediante los Decretos N° 436/2009 y 866/2009, le reservó la titularidad de los derechos de exploración y explotación de las siguientes áreas hidrocarburíferas: (i) las áreas inactivas; (ii) las áreas comprendidas en contratos firmados por Hidrocarburos del Neuquén S.A. (HIDENESA); y (iii) las áreas que en el futuro los concesionarios reviertan a la Provincia. Difícilmente GYP pueda políticamente resistirse y cuestionar la aplicación de dicha disposición de la Ley de Reforma al amparo de los derechos adquiridos sobre tales permisos y concesiones que les fueron reservados y que integran su patrimonio bajo el art. 17 de la CN, por la restricción a su ejercicio pleno que la Ley de Reforma le impone derivada de la limitación de acceso a financiamiento.

[34] A título de ejemplo, emplean el acarreo, en el ámbito nacional, Energía Argentina S.A. (en adelante “ENARSA”), creada por la Ley n° 25.943 (BO: 03-11-2004, en adelante “Ley Enarsa”), y GYP en el Provincial.

[35] Sobre la clasificación de contratos de cambio y contratos asociativos, Fontanarrosa expresa “los contratos de cambio tienen por objeto ... un trueque o permuta de prestaciones que recíprocamente se prometen las partes. En algunos, el cambio consiste en la transferencia de propiedad de un bien contra el pago de una suma de dinero (v.gr. compraventa) o contra la entrega de otro bien (v.gr. permuta) ... en todos ellos, la prestación de una parte se contrapone a la contraprestación de la otra en una posición de interdependencia o reciprocidad. Los contratos de cambio son contratos con prestaciones recíprocas y, por ende, puede verse en la prestación de una de las partes la causa de la contraprestación debida por la otra. Los contratos asociativos presentan otra fisonomía: en ellos, las partes, sin perder de vista sus intereses individuales, en lugar de ponerse la una

frente a la otra en posición antagónica, se unen con la finalidad de perseguir un objetivo común. Por lo tanto, la causa de la prestación de cada una de las partes no se halla en las contraprestaciones de los demás sino en la participación que cada contratante se propone obtener en la gestión de todas las prestaciones asociadas. Hay pues un objeto o finalidad común que se persigue mediante la colaboración de todos los asociados que tratan de satisfacer por esa vía sus propios intereses individuales. Los contratos asociativos (v.gr. asociación, sociedades) son plurilaterales ...”, Fontanarrosa Rodolfo: Derecho comercial argentino, T II, Doctrina General de los Contratos Comerciales, págs. 139 y stes., Víctor P. de Zavalía, 1974. El Código Civil y Comercial de la Nación (en adelante el “CCyC”), sancionado por la Ley n° 26.994 (B.O.: 08-10-2014) y que entrará en vigencia el 01 de enero del año 2.016 (art. 7 de dicha ley), regula en los arts. 1442 y siguientes determinados aspectos sobre y ciertos tipos de contratos asociativos (por ejemplo: negocio en participación -arts. 1448 y stes.-; agrupaciones de colaboración -1453 y stes.-; uniones transitorias -arts. 1463 y stes.-; consorcios de cooperación -arts. 1470 y stes. -). En particular, el art. 1444, sienta el principio de libertad de contenidos para tales contratos, al disponer: “Además de poder optar por los tipos que se regulan en las Secciones siguientes de este Capítulo, las partes tienen libertad para configurar estos contratos con otros contenidos”.

[36] Adicionalmente, se suele pactar que aquella adquiera una opción de compra sobre toda o parte de la producción con una ecuación de precio predeterminada, aunque este adicional constituye un elemento accesorio, no esencial o estructural, que puede o no estar incluido en el contrato de servicio.

[37] También se puede incluir por acuerdo de partes en el Production Sharing Agreement la opción de prórroga citada en la nota a pie de página precedente.

[38] Cfr. Fontanarrosa R.: Ob. Cit., pág. 33; donde expresa: “salvo en los países totalitarios o que niegan el respeto de la personalidad humana, se reconoce en todos los pueblos civilizados, en mayor o menor medida, el principio de la autonomía de la voluntad. En el nuestro, dicho principio y su consecuencia, la libertad de contratar, adquieren jerarquía constitucional a mérito de los arts. 14, 19 y 20 de la Constitución Nacional que, aún sin referirse explícitamente a ellos, necesariamente los presuponen. Y el art. 1197 del Cod. Civ., por su parte, refuerza la vigencia del principio ... La irrestricta observancia del principio de libertad importa las siguientes consecuencias: (a) la potestad del individuo de celebrar o de no celebrar contratos ... (b) la posibilidad de discutir en pie de igualdad con el otro o los otros contratantes todas las cláusulas y detalles que integran el contrato y atañen a su objeto, sin otras limitaciones que las impuestas por la moral, el orden público y las buenas costumbres ... (c) la facultad de elegir, entre las legislaciones de los diferentes estados, las que las partes estimen preferibles, siempre que con ello no se lesione el orden público, y aún descartarlas a todas para referirse a reglas tipos ... (d) libertad de expresar las voluntades mediante las formas que las partes consideren más convenientes y (e) libertad de atribuir a los contratos los efectos que las partes deseen (salvo ...)”. El CCyC reconoce e incorpora en su art. 958 el principio de la libertad de contratación, al disponer: “Las partes son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido, dentro de los límites impuestos por la ley, el orden público, la moral y las buenas costumbres”.

[39] Ver nuestro trabajo citado en la nota a pie de página n° 1.

[40] Ver nuestro trabajo citado en la nota a pie de página n° 1.

[41] Ver nuestro comentario al Decreto 929 en el trabajo citado en la nota a pie de página n° 1.

[42] Vale aclarar en tal sentido que la Provincia de Neuquén, por medio del Decreto n° 422/2012 (BO: 19-04-2013, en adelante el “Decreto 422”), avanzó inconstitucionalmente y con desprecio a la participación ciudadana en cuestiones atinentes al medio ambiente, lo cual ha sido objeto de serios cuestionamientos legales. En efecto, el Decreto 422 reemplaza los Anexos IV (Listado No Taxativo de Actividades que Requieren de Presentación de Informe Ambiental -en adelante “IA”-) y V (Listado No Taxativo de Actividades que Requieren de Estudio de Impacto Ambiental -en adelante “EIA”-) del Decreto Reglamentario n° 2656/99

(en adelante “RLGPA”) de la Ley Provincial General del Ambiente N° 1.875 (T. O. Ley N° 2.267, en adelante “LGPA”). Con dicha modificación, la actividad hidrocarburífera, detallada sin limitación en el Apartado 8 del nuevo Anexo IV del RLGPA, queda sometida a IA, en vez de a EIA como estaba reglamentado hasta el dictado del Decreto 422; evitándose con ello la celebración de la audiencia pública (mecanismo participativo ciudadano) con carácter previo a la aprobación del EIA por parte de la autoridad competente. Consecuentemente, el Decreto 422 presenta los siguientes vicios legales a la luz de los arts. 8, 16, 92, 93, 189, incs. 1 y 29, 214, inc. 3, 215 y ccs. de la Constitución de la Provincia de Neuquén; arts. 18, 28, 31, 42 y ccs. de la CN; arts. 24 y ccs. de la LGPA y arts. 11, 13 y ccs. LPGA; arts. 42, 66, inc. (d), de la Ley de la Provincia n° 1.284; que tornan manifiestamente nulo e inconstitucional al Decreto 422. Con ello, por simple voluntad del Poder Ejecutivo Provincial, se evade ilegítima e irrazonablemente la aplicación del recaudo constitucional y legal de la celebración de audiencia pública con carácter previo a la aprobación del EIA por parte de la autoridad competente. Por ello, es de esperarse que el Superior Tribunal de Justicia del Neuquén declare la inconstitucionalidad del Decreto 422.

[43] Cfr. Fonroude Máximo: “Las audiencias públicas”, publicado en la Revista de Derecho Administrativo N° 24/26, pág. 183, Lexis Nexis.

[44] Sobre el particular, basta indicar que la CSJN, en forma reiterada, ha resuelto que “los principios y preceptos constitucionales prohíben a otro Poder que el Legislativo el establecimiento de impuestos, contribuciones y tasas” (Fallos: 155:290; 248:482; 303:245; 312:912, entre otros); como así también “que ninguna carga tributaria puede ser exigible sin la preexistencia de una disposición legal encuadrada dentro de los preceptos y recaudos constitucionales, esto es, válidamente creada por el único poder del Estado investido de tales atribuciones (Fallos: 316:2329; 318: 1154; 319:3400; 321:366 y 263; 323:240, entre muchos otros). En ese orden de ideas, “el principio de legalidad o de reserva de la ley no es sólo una expresión jurídico formal de la tributación, sino que constituye una garantía substancial en este campo, en la medida en que su esencia viene dada por la representatividad de los contribuyentes. En tal sentido, ese principio de raigambre constitucional abarca tanto a la creación de impuestos, tasas o contribuciones especiales como a las modificaciones de los elementos esenciales que componen el tributo, es decir, el hecho imponible, la alícuota, los sujetos alcanzados y las exenciones (Fallos: 329:1554).

[45] Ver trabajo citado en nota a pie de página n° 1.

[46] Recordamos que la CSJN ha definido reiteradamente al derecho de propiedad en forma amplia y flexible, como todo interés apreciable que una persona pueda tener fuera de su vida, de su honor y de su libertad (conf. Fallos 145:307).

[47] Aunque insistimos una vez más que en materia tributaria será imprescindible la ratificación del Acuerdo Federal por las legislaturas provinciales y la consecuente modificación de los códigos y leyes fiscales, ante la vigencia del principio constitucional de legalidad o reserva legal en materia tributaria (nos remitimos al apartado II.(20) del presente). Esa ratificación, si bien será conveniente, pero no necesaria también dará mayor confort y seguridad jurídica a las empresa petroleras que operan en provincias que tienen su propio régimen legal sobre hidrocarburos, como la de Neuquén, en la cual, su Ley Provincial de Hidrocarburos n° 2.453 (aunque manifiestamente inconstitucional conforme a lo señalado en el apartado I del presente por carecer las provincias de potestades para legislar en materia hidrocarburífera -conf. art. 75, inc. 12, CN-), contempla en su art. 135 disposición por la cual “la Fiscalía de Estado adoptará los recaudos conducentes a solicitar la declaración de inconstitucionalidad de todas las normas federales que se opongan al libre ejercicio de los derechos del Estado provincial consagrados en la Constitución nacional, en la Constitución provincial, y los que son materia de la presente Ley”.

[48] Nos remitimos al trabajo señalado en la nota a pie de página n° 1. Demás está señalar que la citada actividad constituye un correcto principio y señal de institucionalidad en un gobierno republicano (conf. arts. 1, 5, 33 y ccs. de la CN).

[49] Conf. arts. 3 de la LFH, 2, último párrafo, de la LC y 2 de la Ley YPF.

[50] Sin dejar de considerar la conveniencia y necesaria determinación legal por el Congreso de la Nación de los presupuestos mínimos ambientales para la actividad hidrocarburífera en el marco del art. 41 de la CN.