
Sobre el Proyecto de Ley de Modificación a la Ley de Hidrocarburos (N° 17.319) y otros - Exp. PE 316/14

Luciano Caratori

20 de septiembre de 2014 | Rev. 23/09/2014

El día 16 de septiembre, el Poder Ejecutivo envió al Congreso de la Nación un Proyecto de Ley de Modificación a la Ley N° 17.319 (Exp. PE 316/14), que presentó como resultado de una negociación mantenida durante los últimos meses con los gobernadores de las provincias que componen la OFEPHI¹.

El proyecto surge como corolario de la firma de un *Acuerdo Federal para el Abastecimiento de Hidrocarburos*, celebrado entre los gobernadores de la OFEPHI y el PEN, que fue intensamente debatido entre estas partes y sobre el que se conocen al menos cinco borradores.

Tanto la redacción del *Acuerdo Federal para el Abastecimiento de Hidrocarburos* como la del proyecto enviado al Congreso sufrieron diferentes modificaciones antes de ser presentados. Los documentos finales parecen ser más equilibrados entre los intereses del PEN y de las provincias productoras que los primeros borradores, que hicieron las veces de documentos de toma de posición. Sin embargo, muchos de estos desequilibrios prevalecen en el texto definitivo.

El Proyecto de ley plantea modificaciones, que serían necesarias para eliminar algunas de las barreras e ineficiencias que afectan no sólo a la actividad hidrocarburífera no convencional, sino también a la convencional. Sin embargo, muchas de estas propuestas, que son en principio adecuadas, se contraponen con otros puntos que requieren de especial atención, y que atentan contra los beneficios que podrían generar las primeras, en la mayoría de los casos llegando incluso a anularlos o posponerlos indefinidamente.

Si bien algunas de las medidas propuestas pueden contribuir a mejorar el desempeño global del sector, en muchos aspectos esto no parece estar alineado con la optimización de las cuentas provinciales. Dicho esto, desde el punto de vista de las provincias, no parece positivo en un primer análisis el resultado en términos de costo-beneficio de las concesiones que las mismas realizan en el marco de este acuerdo.

El objetivo de este documento es presentar un análisis sintético de los principales artículos del proyecto y de sus implicancias.

¹ Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos: Chubut, Formosa, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Salta, Santa Cruz y Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

1. Sobre los Plazos

1.1. Permisos de exploración

Reducción de Plazos de exploración. *Artículo 1.* Sustituye el artículo 30 de la Ley 17.319 planteando la reducción del plazo básico de los permisos de exploración y el establecimiento de nuevos plazos por cada período, según el tipo de permiso.

La legislación vigente establece un plazo básico constituido por tres períodos de 4, 3, y 2 años respectivamente, y un período de prórroga de hasta 5 años, existiendo en la Ley 17.319 la diferenciación propuesta para las exploraciones en la plataforma continental, que le suma un año a cada uno de los períodos del plazo básico.

El proyecto de ley plantea en primer lugar una división entre los permisos con objetivos convencionales de los permisos para exploración de hidrocarburos no convencionales.

En el primer caso, reemplaza para la exploración con objetivos convencionales los períodos de 4,3 y 2 años por dos períodos de 3 años cada uno, manteniendo la posibilidad de una prórroga de hasta 5 años. Esto implica una reducción de 3 años en el total del plazo básico.

En el caso de la exploración con objetivos no convencionales, establece un primer período de 4 años, seguido de otro de idéntica duración, con la posibilidad de realizar una prórroga de hasta 5 años. Esto implica una reducción en el total de 1 año respecto a la Ley vigente y una diferencia de 2 años por encima de la duración total del plazo básico para exploración convencional que propone la reforma.

En el caso de la exploración en la plataforma continental, se permite adicionar 1 año a cada uno de los períodos del plazo básico, tal como lo vigente en la Ley 17.319.

Nótese que la reducción del plazo máximo afecta tanto a los permisos de exploración convencional como no convencional. Esta resulta una modificación positiva, evaluada en relación a los tiempos muertos de áreas de exploración ociosas, atribuibles a la especulación inmobiliaria, y está en la misma línea de la eliminación de las “reservas de áreas”, que se plantea más adelante, pero no resuelve los problemas de fondo que resultan en este tipo de especulación, como la falta de control sobre los compromisos de inversión y la inexistencia de mecanismos unificados para la reversión de áreas.

Eliminación del número máximo de permisos por titular. *Artículo 2.* El proyecto elimina en su segundo artículo la restricción establecida en la Ley 17.319 sobre la cantidad de permisos de exploración, la cual expresaba que “ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta”.

Esta restricción (al menos con el número máximo actualmente consignado) carece de sentido en un contexto como el actual, en que el objetivo es atraer a grandes empresas que puedan realizar una exploración intensiva sobre la mayor cantidad de áreas posibles, sobre todo destacando que YPF no se encuentra hoy (de facto²) sujeta a esta restricción.

Cabe plantear aquí la duda, independientemente del número, sobre si es razonable la limitación estructural en función de la cantidad de permisos y concesiones, dada la heterogeneidad en el potencial de los mismos, o si es posible plantear un parámetro alternativo para dicha limitación, como un índice de concentración, o similar.

Eliminación de la restitución parcial de áreas al finalizar cada período de exploración. *Artículo 3.* Frente a la reducción del plazo básico, debe tenerse presente también la consecuencia que surge de la modificación que el artículo 3^{ro} del proyecto de ley analizado propone sobre el artículo 26 de la Ley 17.319: mientras que la legislación vigente establece que al fenecer cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico de un permiso de exploración, el permisionario reducirá su área, como mínimo, al cincuenta por ciento de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período, la nueva redacción propuesta elimina esta restricción, permitiendo al permisionario retener toda el área originalmente otorgada, *“siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso”*, quitándole la razón de ser a la división del plazo básico en períodos.

Los requerimientos para mantener la totalidad del área permitida en la transición entre períodos del plazo básico establecidos en el artículo propuesto son laxos y permiten la aplicación de este criterio a discrecionalidad. No está definido qué significa *“siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso”*³.

Uno de los objetivos de la reforma de la Ley de Hidrocarburos debería ser reducir la discrecionalidad, o mitigar sus impactos. Este artículo no contribuye a solucionar ninguna de estas cuestiones.

En los casos en que se aceptara discrecionalmente ese *“buen cumplimiento”*, la consecuencia positiva que pudiera surgir de la reducción de plazos establecida en el artículo 1º perdería potencia. Para ilustrar esto, recurrimos a un ejemplo, que se presenta a continuación.

² YPF excede largamente este límite, e incluso por sobre las áreas que ya estaban asignadas a YPF al momento de la sanción de la Ley 21.145.

³ Una fórmula similar se utiliza en el Artículo 35 de la Ley 17.319.

Bajo la Ley vigente, el área retenida al quinto año para cualquier permisionario será el equivalente al 50% del área original, y al octavo año, equivalente al 25%, para pasar a ser del 12,5% de la original durante el período de prórroga.

Esta reducción en las áreas, restituyendo a la Provincia o al Estado Nacional, según corresponda, el área no retenida, permite actualmente a la autoridad concedente llamar a concurso sobre dichas áreas, en el que está permitido la participación del permisionario anterior.

Pero veamos el caso de la ley propuesta. Para permisos convencionales, en el supuesto de que se aceptara discrecionalmente el “buen cumplimiento de las obligaciones”, al quinto año el área retenida por el permisionario sería del 100%, y entre el séptimo y el undécimo, del 50%. En el caso de premisos no convencionales, que incorporaría la nueva ley a la 17.319, el área retenida por el permisionario sería del 100% hasta el octavo año y del 50% del inicial hasta el año n° 13.

Tiene sentido aquí aplicar los supuestos de discrecionalidad e incumplimiento a los escenarios planteados, pues ni la ley vigente ni el proyecto de modificación incorporan mecanismos para evitarlos, o mitigar el daño producido por los mismos.

Resulta claro que en el caso de la Ley 17.319 nada impide la discrecionalidad en los concursos para la adjudicación de permisos, con resultados que están a la vista. Sin embargo, dada la modificación propuesta por el Artículo N° 3 del proyecto de Ley, que obliga a que se realicen licitaciones competitivas (que también están sujetas a discrecionalidad, pero al menos suman mecanismos para moderarlas) y de la reducción de plazos, la inclusión de este artículo representa una oportunidad perdida.

Como puede verse en el siguiente cuadro, la alternativa propuesta por el proyecto de ley empeora la situación actual.

Cuadro: evolución del área retenida por el permisionario bajo el régimen vigente y el propuesto

	Peor escenario, con incumplimiento y discrecionalidad		
	Ley 17.319	Proyecto de modificación	
	(actual)	Convencional	No convencional
Año	Área “en manos” del permisionario		
1	100%	100%	100%
2	100%	100%	100%
3	100%	100%	100%
4	100%	100%	100%
5	50%	100%	100%
6	50%	100%	100%
7	50%	50%	100%
8	25%	50%	100%
9	25%	50%	50%
10	12,5%	50%	50%
11	12,5%	50%	50%
12	12,5%		50%
13	12,5%		50%
14	12,5%		
15	Provincia o Estado Nacional		
Á*t	662,5	850	1050
Á*t plazo básico	600	600	800

Elaboración propia

1.2. Concesiones de Explotación

Incorporación de definiciones sobre concesiones de explotación no convencionales. *Artículos 4 y 5.* Incorporan definiciones sobre qué es considerado explotación no convencional, y confieren el derecho a los permisionarios y concesionarios a solicitar permisos y concesiones de exploración y explotación no convencional. (Sugerencia de forma, esto podría ir antes).

Conversión de concesiones convencionales en no convencionales. *Artículo 5.* Establece, mediante la incorporación del Artículo 27 bis a la Ley 17.319, que los titulares de concesiones convencionales podrán requerir el otorgamiento de una concesión no convencional sobre parte del área de la que es concesionario,

pudiendo sobre esta área continuar realizando explotación convencional, siempre y cuando el objetivo principal de la nueva concesión sea la no convencional.

Una de las principales consecuencias de esta modificación es que, en casos extremos, como los de áreas que están transitando su tercer período del plazo básico (bajo la ley vigente) o de prórroga extienden por períodos extremadamente largos las concesiones convencionales afectadas: una empresa que se encuentra en el último año del período de prórroga acumula sobre dicha área un total de $25+9=34$ años de concesión. Al solicitar la conversión total o parcial de dicha concesión a una concesión no convencional, consigue sobre el área convertida 35 años más de plazo básico (sumando 69 años), prorrogables indefinidamente, por lo dispuesto en el Artículo 9.

En consecuencia, sobre estas áreas se posterga indefinidamente su exposición a licitaciones competitivas, como las establecidas en el Artículo 11 del proyecto, permaneciendo en manos del concesionario original.

El razonamiento planteado detrás de la redacción de este artículo se basa fundamentalmente en que de no implementarse, las empresas que se encuentren transitando sus últimos años de concesión no encontrarían atractivo iniciar trabajos de exploración no convencional de no existir este beneficio. Sin embargo, con el fin de alcanzar un equilibrio, podría al menos establecerse un período de corte en función de los años restantes sobre la concesión actual, a partir del cual aplicar ese régimen, resultando indispensable además establecer mecanismos de control que impidan que las nuevas concesiones “no convencionales” se tornen una fachada para concesiones convencionales de 69 años.

Plazos de explotación diferenciados para explotación no convencional.

Artículo 9. El proyecto de ley establece nuevos plazos para las concesiones de explotación mediante modificaciones al Artículo 35 de la Ley 17.319.

Mantiene para las explotaciones convencionales el plazo previsto por la ley vigente, de 25 años, estableciendo plazos de 35 años para las concesiones de explotación no convencionales (incluyendo un período piloto de 5 años) y a 30 las concesiones en la Plataforma Continental y el Mar Territorial.

No es clara la necesidad de la extensión de los plazos para la actividad no convencional, llevándola a una duración máxima de 45 años (prorrogables indefinidamente, como veremos). Si se concediera la existencia de esta necesidad, podría alcanzarse una solución similar en términos de duración, pero más segura en términos de control, como dividir el plazo en dos períodos, previos al período de prórroga.

Infinitas prórrogas. *Artículo 9.* El artículo elimina también la restricción a una prórroga de diez años establecida en el Artículo 35 de la Ley 17.319 “*El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años...*”, sustituyendo esto último por la fórmula “*Los titulares de las concesiones de explotación (ya sea que a la fecha de inicio de vigencia de la presente modificación hayan sido o no prorrogadas) y siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión, podrán solicitar prórrogas por un plazo de duración de diez años cada una de ellas*”.

Esta modificación, como otras señaladas anteriormente, atentan contra el supuesto incentivo a la competencia establecido en el artículo N° 11, impidiendo que mediante su participación en licitaciones competitivas, las empresas que en condiciones normales finalizarían sus períodos de concesión y deberían competir nuevamente por ellas mejoren sus compromisos de inversión o la entrada de nuevos competidores que puedan ofrecer mejores condiciones que se traduzcan en mayor inversión, mayor producción y/o mejores condiciones para los concedentes.

El *Artículo 31* del proyecto de ley da a las provincias que a la fecha de entrada en vigencia de la nueva ley hubieran iniciado procesos de prórrogas, un plazo de 90 días para concluirlos. Vencido el plazo, las prórrogas deberán realizarse bajo las condiciones establecidas en el proyecto. Una vez vencidas aquellas prórrogas, podrán renovarse bajo las condiciones que establece el *Artículo 9* del proyecto.

Eliminación del número máximo de concesiones por titular. *Artículo 8.* Al igual que en el caso de los permisos de exploración, el proyecto de Ley elimina en su segundo artículo la restricción establecida en la Ley 17.319 sobre la cantidad de concesiones de explotación, que expresaba que “*Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen*”.

Esta restricción (al menos con el número máximo actualmente consignado) carece de sentido en un contexto como el actual, en que el objetivo es atraer a grandes empresas que puedan realizar una exploración intensiva sobre la mayor cantidad de áreas posibles. Cabe destacar que YPF no se encuentra hoy (de facto) sujeta a esta limitación.

1.3. Concesiones de Transporte

Sustituyendo el Artículo 41 de la Ley 17.319, el *Artículo 10°* “ata” la duración de las concesiones de transporte a la duración de los plazos de las concesiones de explotación. Esto implica plazos básicos de entre 25 y 35 años, prorrogables indefinidamente por períodos de 10 años.

2. Sobre los Mecanismos de adjudicación de concesiones y permisos

Licitaciones competitivas. *Artículo 11.* El proyecto establece que los permisos y concesiones serán adjudicados mediante licitaciones competitivas, a diferencia del mecanismo de concursos establecido en la Ley 17.319. Este hubiera sido por un lado una de las modificaciones más positivas propuestas por el proyecto de ley, que dotaría a los procesos de mayor transparencia y atractivo para oferentes más aptos. Lamentablemente, la coexistencia de este artículo con los que establecen prórrogas que generan áreas cautivas, posterga (en el caso de la explotación) indefinidamente la exposición de estas áreas al proceso de licitación, quitándole potencia y volviendo a este artículo una expresión de buenas intenciones.

Pliegos modelo. *Artículo 12.* El proyecto modifica el Artículo 47 de la Ley 17.319, estableciendo que la Autoridad de Aplicación deberá confeccionar los pliegos para las licitaciones en base a un Pliego Modelo, elaborado entre las Autoridades de Aplicación de las Provincias y la Secretaría de Energía de la Nación (en borradores anteriores, el pliego sería elaborado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas). Si bien la mayor homogeneización posible de los pliegos licitatorios es deseable, la reglamentación de esta eventual ley debería definir los máximos apartamientos permitidos sobre ese “pliego base”; de lo contrario, dicho pliego base se convierte en una mera sugerencia.

El *Artículo 29* establece que dicho Pliego Modelo sea confeccionado por las Autoridades de Aplicación provinciales y la Secretaría de Energía de la Nación dentro de los 180 días desde la entrada en vigencia de la Ley, que podrá ser actualizado y revisado periódicamente.

3. Sobre las percepciones de las provincias petroleras

Exploración - Canon por unidad de área. *Artículo 14.* El proyecto modifica el Artículo 57 de la Ley 17.319, estableciendo un canon anual por km² o fracción a ser abonado por los permisionarios de exploración, de AR\$ 250 para el primer período del plazo básico y de AR\$ 1.000 para el segundo.

En el caso de las prórrogas, establece para el primer año la suma de AR\$ 17.500, que se incrementará al 25% anual durante los años restantes. Tanto para el segundo período del plazo básico como para la prórroga, el artículo propuesto prevé la posibilidad de compensar hasta un 90% de dichos montos con las inversiones efectivamente realizadas en el área. Este artículo es de similar redacción al actual

Artículo 57 de la Ley 17.319, diferenciándose en que en el caso de las prórrogas, la Ley vigente establece un incremento anual para el período del 50%, en lugar del 25% propuesto.

En el marco del reemplazo de los Concursos por Licitaciones competitivas, establecido en el Artículo 11 del proyecto, en lugar de ser fijo, una propuesta podría consistir en establecer un canon anual de base, dando a los oferentes la posibilidad de mejorar este valor durante el proceso competitivo, y utilizándolo como parámetro para la evaluación de ofertas.

Explotación – Bono de prórroga. *Artículo 15.* Establece, mediante la incorporación del artículo 58 bis a la Ley 17.319, la posibilidad de que la Autoridad de Aplicación cobre un bono de prórroga de hasta el equivalente al 2% del precio de cuenca que corresponda en los dos años anteriores, multiplicado por las reservas comprobadas al final del período de vigencia.

Bono de explotación (por transición de concesión convencional a no convencional). En el caso de las concesiones convencionales que se hayan “transformado” en no convencionales (por Artículo 5), establece la posibilidad de cobrar un “bono de explotación”, de hasta el equivalente al 2% del precio de cuenca que corresponda en los dos años anteriores, multiplicado por las reservas **de hidrocarburos convencionales** comprobadas al final del período de vigencia.

Resulta llamativo que el bono de explotación, que se aplica al solicitar una concesión no convencional sobre una convencional existente, esté parametrizada en función de las reservas convencionales, y no de las no convencionales, que son las que precisamente determinan el potencial de la producción que podría alcanzar el concesionario por dicha habilitación.

Estos dos últimos bonos podrían compensar parcialmente las cesiones realizadas por las provincias en el marco del acuerdo que da origen a este proyecto.

Regalías. *Artículo 16.* Mantiene las regalías del 12% sobre la producción de hidrocarburos, permitiendo a la autoridad concedente reducirla en hasta un 5%, unificando los artículos 59 y 62 de la Ley 17.319, y aclarando que las regalías constituyen “*el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que recibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de concedentes*”. A través de los mecanismos mostrados en los párrafos siguientes, estas regalías pueden ampliarse hasta un máximo del 18%.

Regalías adicionales por prórroga. La misma modificación permite el cobro de una regalía adicional de hasta el 3%, hasta acumular un máximo del 18% en sucesivas prórrogas.

Regalías adicionales por “actividades complementarias”. Permite, para las concesiones convencionales “convertidas” en no convencionales (por Artículo 5), y a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión “original”, el cobro de una regalía adicional de hasta el 3% respecto de la regalía vigente al momento de la conversión, hasta acumular un máximo del 18%.

Cabe destacar también que la lectura de este artículo en conjunto con el Artículo 28, determina que sobre las áreas convertidas en no convencionales por aplicación del Artículo 5, las opciones que tienen las provincias para el cobro de regalías sobre estas nuevas concesiones son amplias.

En cierta forma, tanto las regalías adicionales por prórroga como las adicionales por actividades complementarias, serían positivas, ya que podrían compensar parcialmente el costo de no exponer a dichas áreas a licitaciones competitivas, como las que establece el artículo 11.

Probablemente “liberar” el monto máximo de reducción posible (es decir, el porcentaje mínimo de regalías), podría ayudar a las provincias menos competitivas geológicamente a generar condiciones económicas más atractivas para atraer actividad a su territorio.

Precio para el cálculo de regalías. *Artículo 17.* Establece que el precio del pago en efectivo de las regalías se efectúe conforme al precio en boca de pozo. A diferencia de la ley vigente, que en su artículo 61 establece que el precio se determine mensualmente por la autoridad de aplicación, el precio en boca de pozo tomado para el cálculo será el declarado por el concesionario, permitiendo a la autoridad de aplicación formular objeciones en caso de considerar que el mismo no refleje el precio real del mercado.

Esta modificación resulta razonable, dado que establece las regalías en función del precio efectivamente percibido por el productor (restando al precio que cobre en operaciones con terceros o al valor corriente del producto en el mercado interno, según corresponda, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial).

Posibilidad de reducción de regalías para proyectos no convencionales. *Artículo 28.* Esta disposición transitoria permite a las autoridades concedentes reducir durante los 10 años posteriores a la finalización de proyectos piloto hasta el 25% el monto correspondiente a regalías resultantes de proyectos no convencionales que surjan de concesiones no convencionales derivadas de concesiones convencionales (por Artículo 5) durante los 3 años posteriores a la entrada en vigencia de la nueva ley.

Si se concede como correcta la modalidad de solicitud de conversión de áreas convencionales a no convencionales establecida en el Artículo 5, esta medida parece razonable, con el objeto de acelerar la penetración de los proyectos no convencionales en el total de la producción.

Posibilidad de reducción de regalías para proyectos de recuperación terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera. *Artículo 6.* Establece que para los proyectos descritos que sean aprobados por la Autoridad de Aplicación y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas puedan ser sujetos de reducciones de regalías de hasta un 50%. Esta medida podría contribuir a reactivar áreas abandonadas o poco explotadas, incrementando el atractivo para el desarrollo de estos tipos de proyectos, cuya ecuación económica reduce actualmente su atractivo.

4. Regímenes promocionales

Régimen de Promoción de Inversión para la explotación de hidrocarburos Dto 929/13. *Artículo 19.* Reduce el umbral de entrada a dicho régimen de los mil millones de Dólares actuales, establecidos en dicho Decreto, a doscientos cincuenta millones de Dólares. Los beneficios establecidos en el mencionado Decreto consisten en el derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, exentos de derechos de exportación, teniendo la libre disponibilidad de la totalidad de las divisas provenientes de dicha exportación. Este aspecto del proyecto es positivo respecto al umbral existente, pero no es claro por qué persiste dicho piso para la entrada al beneficio.

El proyecto mantiene el porcentaje (20%) establecido en el Decreto, aumentándolo al 60% para la explotación costas afuera. Dicho incremento para este tipo de proyectos parece razonable, dada la probada dificultad que ha tenido el país para lograr atraer inversiones hacia los mismos, y está alineado con la reversión de áreas actualmente en manos de ENARSA (Artículo 30). Llama la atención, dada la considerable diferencia de costos, que siguiendo la lógica del proyecto, no se haya aumentado también el porcentaje aplicable a los proyectos no convencionales.

“Regir para el futuro”. El *Artículo 20* establece, textualmente, que:

“Las condiciones para el acceso al Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos previstas en el artículo anterior, regirán para el futuro, reconociéndose a los proyectos de inversión para la explotación de hidrocarburos aprobados con anterioridad a la sanción de la

presente ley los compromisos de inversión y los beneficios promocionales comprometidos al momento de su aprobación”.

No es claro el efecto práctico de este artículo, pues se supone que, efectivamente, toda ley rige para el futuro (hasta que se modifique o derogue, o se extinga el plazo que establece). Pareciera intentar dejar clara la exclusión de nuevos beneficios a los proyectos beneficiados anteriormente, pero debido al principio de no retroactividad de la Ley, este artículo parece ser redundante.

Exenciones a las importaciones de bienes de capital establecidas en el Dto. 923/13. Artículo 22. Establece que los bienes de capital que resulten imprescindibles para la ejecución de los planes de inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas tributen derechos de importación de acuerdo con lo establecido en el Decreto 927/13, lo que implica la reducción o eliminación de los derechos de importación para los mismos, beneficio que actualmente se encuentra restringido a 9 posiciones arancelarias. Esta medida resulta coherente con el objetivo de recuperación del autoabastecimiento, pero debería evaluarse la existencia de bienes de capital de fabricación local que cumplan con los requisitos exigidos por la actividad, para no comprometer la competitividad de la industria local.

Tratamiento fiscal uniforme. Artículo 24. Propone que el Estado Nacional y las Provincias propicien la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas. No está establecido en el articulado el alcance de dicha uniformidad, y las modificaciones impositivas deberán ser tratadas por las respectivas legislaturas provinciales.

El Anexo I del *Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos* esboza el alcance de dicha uniformidad:

- Establece un máximo para la alícuota del Impuesto a los Ingresos Brutos del 3%, prohibiendo la aplicación de adicionales en función del tipo de actividad o la situación del contribuyente.
- Establece que las provincias y los municipios no podrán gravar con nuevos tributos ni aumentar los existentes a los titulares de permisos y concesiones durante la vigencia de éstos, a excepción de las tasas retributivas de servicios o incrementos generales de impuestos.
- Por último, establece que las provincias no incrementarán las alícuotas efectivas el impuesto a los sellos, comprometiéndose también a no gravar los contratos financieros que se realizan al estructurar, garantizar o avalar proyectos de inversión.

Incorporación a la Ley del Programa de estímulo a la inyección excedente de gas. *Artículo 25.* Establece que el Estado Nacional administrará a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas los programas creados mediante las resoluciones 1/2013 y 60/2013 de esta última, "formalizando" en la ley dichos programas creados por sendas resoluciones.

5. Aportes adicionales a las provincias productoras

Responsabilidad Social Empresaria. *Artículo 21.* El proyecto de ley establece que un monto equivalente al 2,5% de la inversión inicial de los proyectos de inversión para la explotación de hidrocarburos beneficiados por el "Régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos" deberá destinarse a Responsabilidad Social Empresaria.

Sobre este punto surgen dos cuestionamientos: en primer lugar, según la Norma ISO 2600, *Guía sobre responsabilidad social*, la misma se define mediante un enfoque holístico que incluye participación activa y desarrollo de la comunidad, Derechos Humanos, Prácticas Laborales, Medio Ambiente, Prácticas Justas de Operación y Asuntos de los Consumidores. Siendo tan amplia la definición de RSE, se presentan dificultades para monitorear y verificar, por parte de las Autoridades de Aplicación, la "ejecución" de dicho presupuesto y la correcta cuantificación de dichas inversiones.

En segundo lugar, y quizás más importante, existen dificultades para verificar la *adicionalidad* de dichas acciones de RSE. La adicionalidad, en este caso, se define como la diferencia entre la utilización de aquel monto establecido por el proyecto de ley para RSE y el monto que hubiera sido destinado para estas acciones en caso de no existir la ley. Dicho de otro modo, parte del monto destinado a esta "Responsabilidad Social Empresaria obligatoria" provendría del monto que hubiera sido destinado a Responsabilidad Social Empresaria "voluntaria".

Cabe destacar que, en diferentes porcentajes sobre sus inversiones, las empresas realizan actualmente aportes a la comunidad en concepto de RSE, y que se ha usado también históricamente como elemento de negociación, por ejemplo, para el otorgamiento de prórrogas.

Aportes del Estado Nacional. El mismo artículo establece que la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas establecerá un monto en función de la magnitud y alcance del

proyecto de inversión para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras, a ser aportado por el Estado Nacional.

No existe en la redacción de este punto ningún parámetro que permita estimar a priori el orden en el que deberían estar dichos aportes establecidos por la Comisión. Con esta redacción, la reglamentación debería establecer mecanismos que limiten la discrecionalidad en la determinación de estos montos.

6. Unificación de procedimientos y registros.

Unificación de procedimientos e intercambio de información. *Artículo 26.* Establece que las Autoridades de Aplicación, la Secretaría de la Energía de la Nación y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas promuevan la unificación de los procedimientos y registros, y el intercambio de información.

7. Cuestiones ambientales

Legislación Ambiental Uniforme. *Artículo 23.* Establece que el Estado Nacional y las Provincias propendan, según lo previsto en el Artículo 41 de la Constitución Nacional, al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, con el objetivo prioritario de “*aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de desarrollar una actividad con un adecuado cuidado del ambiente*”. Versiones anteriores del proyecto de ley analizado hacían una referencia explícita al establecimiento de presupuestos mínimos de protección ambiental para la actividad, o incluso incorporaban artículos específicos sobre dicha cuestión. Ambas incorporaciones explícitas enfrentaron resistencias por parte de las provincias.

La redacción actual no plantea plazos para el establecimiento de dicha legislación, que según lo establecido en el mencionado Artículo 41 de la Constitución, debería surgir de una Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental y de leyes complementarias por parte de las provincias.

8. Áreas reservadas, carry y ENARSA

Eliminación de Áreas reservadas. *Artículo 18.* Incorpora a las Ley 17.319 el artículo 91 bis, mediante el cual prohíbe que se establezcan a futuro nuevas áreas reservadas a favor de empresas públicas o con participación estatal, cualquiera sea su forma jurídica (esto incluye a YPF).

Contratos de asociación (eliminación parcial del *carry*). El mismo artículo establece que sobre las áreas que a la fecha hayan sido reservadas que no cuenten con contratos de asociación con terceros, los esquemas asociativos se podrán realizar, pero durante la etapa de desarrollo la participación de las empresas provinciales será proporcional a las inversiones efectivamente realizadas por ellas. Por la aplicación de este artículo, se eliminaría la posibilidad de que se establezcan modalidades tipo *carry*, en las que las mismas se asocian a un tercero participando de las ganancias, sin comprometer ni realizar inversiones.

Reversión y transferencia de los permisos y concesiones de ENARSA.

Artículo 30. El artículo revierte y transfiere todos los permisos de exploración y concesiones de explotación que le fueran otorgados sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encontraban permisionadas o concesionadas a la fecha de entrada en vigencia de la Ley de creación de la Empresa (Ley 25.943) a la Secretaría de Energía de la Nación, y autoriza al PEN a negociar la reconversión de los contratos de las empresas que se hayan asociado con ENARSA, para convertirlos (de mutuo acuerdo) en contratos de exploración o concesiones de explotación.

Esta medida libera las áreas que se encontraban en manos de ENARSA, cuyo desempeño desde su creación en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en áreas costas afuera arrojó resultados negativos, con una nula incorporación de reservas y una bajísima producción.

9. Errores formales en las referencias del proyecto

(Añadido el 23 de septiembre de 2014)

Pese a que esta no es una cuestión de fondo, existe en el proyecto una cantidad de errores formales, con referencias a artículos inexistentes del mismo.

Debe tenerse en cuenta que el proyecto está dividido en tres títulos, destacándose que los dos últimos no introducen modificaciones en el articulado de la Ley 17.319.

- El Título I (Artículos 1 a 18) introduce modificaciones a la Ley 17.319.
- El Título II (Artículos 19 a 22) establece un régimen de promoción para la explotación de hidrocarburos.
- El Título III (Artículos 23 a 31) establece disposiciones transitorias.

Se presentan a continuación algunos ejemplos de dichos errores en las referencias, haciéndose notar que excede al presente trabajo (y a su autor) la discusión sobre las implicancias de dichos errores.

En el **artículo 28**, transcripto aquí:

*Artículo 28.- El Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto en favor de empresas que soliciten una concesión de explotación No Convencional de Hidrocarburos en los términos del **artículo 27 bis** dentro de los 26 meses a contar de la fecha de vigencia de la presente ley.*

Donde dice “artículo 27 bis”, debe decir “artículo 27 bis de la Ley 17.319”, “artículo 27 bis de la Ley 17.319, modificado por la presente ley”, o bien “artículo 5” (del hoy proyecto de ley), pues no existe el artículo 27 bis en este proyecto.

En el **artículo 29**, transcripto parcialmente aquí:

*Artículo 29.- Las Autoridades de Aplicación de las Provincias y la Secretaría de Energía de la Nación confeccionarán dentro de los 180 días a contar desde el inicio de vigencia de la presente ley el Pliego Modelo establecido en el **artículo 47**, el que podrá ser revisado...*

Donde dice “artículo 47”, debe decir “artículo 47 de la Ley 17.319”, “artículo 47 de la Ley 17.319, modificado por la presente ley”, o bien “artículo 12” (del hoy proyecto de ley), pues no existe el artículo 47 en este proyecto.

En el **artículo 31**, transcripto aquí:

*Artículo 31.- Cuando, a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, alguna Provincia ya hubiera iniciado el proceso de prórroga a que refiere el **artículo 35** respecto de concesiones otorgadas por el Estado Nacional, y siempre que dicho proceso hubiera establecido ciertas condiciones precedentes en función de la voluntad de dicha Provincia y del concesionario respectivo y de las leyes vigentes, dicha provincia dispondrá de un plazo de 90 días para concluir el proceso de prórroga mediante el dictado de los actos administrativos necesarios a cargo del Poder Ejecutivo Provincial. Las prórrogas así determinadas tendrán posteriormente el tratamiento que prevé el **artículo 35 de la presente.***

Donde dice “artículo 35”, debe decir “artículo 35 de la Ley 17.319”, “artículo 35 de la Ley 17.319, modificado por la presente ley”, o bien “artículo 9” (del hoy proyecto de ley), pues no existe el artículo 35 en este proyecto.