

SESIONES ORDINARIAS

2014

ORDEN DEL DÍA N° 996

Impreso el día 23 de octubre de 2014

Término del artículo 113: 3 de noviembre de 2014

COMISIONES DE ASUNTOS CONSTITUCIONALES,
DE ENERGÍA Y COMBUSTIBLES
Y DE PRESUPUESTO Y HACIENDA

SUMARIO: Ley 17.319 de hidrocarburos. Modificación.

1. (73-S.-2014).

2. (74-S.-2014).

- I. Dictamen de mayoría.
- II. Dictamen de minoría.
- III. Dictamen de minoría.
- IV. Dictamen de minoría.
- V. Dictamen de minoría.
- VI. Dictamen de minoría.
- VII. Dictamen de minoría.

I

Dictamen de mayoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han considerado el proyecto de ley venido en revisión por el cual se modifica la ley 17.319, de hidrocarburos, y el expediente 74-S.-2014 mediante el cual el Honorable Senado remite fe de erratas correspondiente a dicho proyecto; y, por las razones expuestas en el informe que se acompaña y las que dará el miembro informante, aconsejan su sanción.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

Diana B. Conti. – Mario A. Metaza. – Roberto J. Feletti. – Jorge A. Landau. – Rubén A. Rivarola. – Eric Calcagno y Maillmann. – Marcos Cleri. – Jorge Rivas. – Susana M. Canela. – Pablo F. J. Kosiner. – María L. Alonso. – José R.*

* El señor diputado Jorge Rivas manifestó su voluntad de firmar este dictamen. Francisco Uriondo, secretario de la Comisión de Asuntos Constitucionales.

Uñac. – Andrés R. Arregui. – Luis M. Bardeggia. – Luis E. Basterra. – Nora E. Bedano. – Juan Cabandié. – Jorge A. Cejas. – José A. Ciampini. – Alfredo C. Dato. – Edgardo F. Depetri. – José M. Díaz Bancalari. – Anabel Fernández Sagasti. – Fabián M. Francioni. – Ana C. Gaillard. – Andrea F. García. – Lautaro Gervasoni. – Graciela M. Giannettasio. – Martín R. Gill. – Mauricio R. Gómez Bull. – Juan D. González. – Verónica González. – Dulce Granados. – Leonardo Grosso. – Mónica E. Gutiérrez. – Carlos S. Heller. – Griselda N. Herrera. – Manuel H. Juárez. – Carlos M. Kunkel. – Oscar Anselmo Martínez. – Carlos J. Moreno. – Marcia S. M. Ortiz Correa. Juan M. Pais. – Nanci A. Parrilli. – Juan M. Pedrini. – Martín A. Pérez. – Carlos Raimundi. – Carlos G. Rubin. – Adrián San Martín. – María E. Soria. – José A. Vilariño. – José A. Villa. – Alex R. Ziegler.

En disidencia:

Pablo G. Tonelli.

Buenos Aires, 8 de octubre de 2014.

Al señor presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación.

Tengo el honor de dirigirme al señor presidente, a fin de comunicarle que el Honorable Senado, en la fecha, ha sancionado el siguiente proyecto de ley que paso en revisión a esa Honorable Cámara:

El Senado y Cámara de Diputados, ...

TÍTULO I

Modificaciones a la ley 17.319

Artículo 1° – Sustitúyese el artículo 23 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 23: Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración, según el siguiente detalle:

Plazo básico:

Exploración con objetivo convencional:

Primer período hasta tres (3) años.

Segundo período hasta tres (3) años.

Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Exploración con objetivo no convencional:

Primer período hasta cuatro (4) años.

Segundo período hasta cuatro (4) años.

Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Para las exploraciones en la plataforma continental y en el mar territorial cada uno de los períodos del plazo básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un (1) año.

La prórroga prevista en este artículo es facultativa para el permisionario que haya cumplido con la inversión y las restantes obligaciones a su cargo.

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 artículo 22, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

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 artículo 20.

Art. 2° – Sustitúyese el artículo 25 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 25: Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien (100) unidades. Los que se otorguen sobre la plataforma continental no superarán las ciento cincuenta (150) unidades.

Art. 3° – Sustitúyese el artículo 26 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 26: Al finalizar el primer período del plazo básico el permisionario decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente

al Estado. El permisionario podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso.

Al término del plazo básico el permisionario restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al cincuenta por ciento (50 %) del área remanente antes del vencimiento del segundo período del plazo básico.

Art. 4° – Sustitúyese el artículo 27 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 27: La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la autoridad de aplicación una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, en los términos previstos en el artículo 22 o en el artículo 27 bis, según corresponda.

Art. 5° – Incorpórase como artículo 27 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 27 bis: 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. El concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. La autoridad de aplicación nacional o provincial, según corresponda, decidirá en el plazo de sesenta (60) días y su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35.

Los titulares de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional,

siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo del plan piloto previsto en el párrafo precedente.

La concesión correspondiente al área oportunamente concesionada y no afectada a la nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, debiendo la autoridad concedente readecuar el título respectivo a la extensión resultante de la subdivisión. Queda establecido que la nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos deberá tener como objetivo principal la explotación no convencional de hidrocarburos. No obstante ello, el titular de la misma podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, en el marco de lo dispuesto en el artículo 30 y concordantes de la presente ley.

Art. 6° – Incorpórase como artículo 27 ter de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 27 ter: Aquellos proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera que por su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables, y que sean aprobados por la autoridad de aplicación y por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, podrán ser pasibles de una reducción de regalías de hasta el cincuenta por ciento (50 %) por parte de la autoridad de aplicación provincial o nacional, según corresponda. Se consideran proyectos de producción terciaria aquellos proyectos de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (*enhanced oil recovery* –EOR– o *improved oil recovery* –IOR–). Se consideran proyectos de petróleo extra pesado aquellos que requieran tratamiento especial (calidad de crudo inferior a 16 grados API y con viscosidad a temperatura de reservorio superior a los 1.000 centipois).

Art. 7° – Sustitúyese el artículo 29 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 29: Las concesiones de explotación serán otorgadas, según corresponda, por el Poder Ejecutivo nacional o provincial a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17 cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá además otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la sección 5 del presente título.

Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, asimismo otorgará concesiones de explotación no convencionales de hidrocarburos de acuerdo a los requisitos dispuestos por los artículos 27 y 27 bis.

Art. 8° – Sustitúyese el artículo 34 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 34: El área máxima de una nueva concesión de explotación que sea otorgada a partir de la vigencia del presente y que no provenga de un permiso de exploración será de doscientos cincuenta kilómetros cuadrados (250 km²).

Art. 9° – Sustitúyese el artículo 35 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 35: De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:

- a) Concesión de Explotación Convencional de Hidrocarburos: veinticinco (25) años;
- b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un período de plan piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la autoridad de aplicación al momento de iniciarse la concesión;
- c) Concesión de explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.

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 diez (10) años de duración cada una de ellas.

La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor a un (1) año al vencimiento de la concesión.

Queda establecido que aquellas concesiones de explotación que a la fecha de sanción de la presente ley hayan sido previamente prorrogadas se regirán hasta el agotamiento de los plazos de dichas prórrogas por los términos y condiciones existentes. Una vez agotados dichos plazos de prórroga, los titulares de las concesiones de explo-

tación podrán solicitar nuevas prórrogas, debiendo dar cumplimiento a las condiciones de prórroga establecidas en la presente ley.

Art. 10. – Sustitúyese el artículo 41 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 41: Las concesiones a que se refiere la presente sección serán otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación vinculadas a las concesiones de transporte. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Art. 11. – Sustitúyese el artículo 45 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 45: Sin perjuicio de lo dispuesto por el artículo 27 bis, los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante licitaciones en las cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5° y cumpla los requisitos exigidos en esta sección.

Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29, párrafo primero y 40, segundo párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en el título II de la presente ley.

Art. 12. – Sustitúyese el artículo 47 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente:

Artículo 47: Dispuesto el llamado a licitación en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46, la autoridad de aplicación confeccionará el pliego respectivo, en base al pliego modelo, elaborado entre las autoridades de aplicación de las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas.

Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará 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 se comprometan. El llamado a licitación deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por medios nacionales e internacionales que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, buscando la mayor concurrencia posible, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

Art. 13. – Sustitúyese el artículo 48 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 48: La autoridad de aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación 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 proponga la mayor inversión o actividad exploratoria.

Es atribución del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en la licitación.

Art. 14. – Incorpórase al título II de la ley 17.319 y sus modificatorias la sección VII “Canon y regalías”, que comprenderá los artículos 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64 y 65, y sustitúyense los artículos 57 y 58 de la ley 17.319 y sus modificatorias por los siguientes textos:

Artículo 57: El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

a) Plazo básico:

Primer período: doscientos cincuenta pesos (\$ 250).

Segundo período: mil pesos (\$ 1.000);

b) Prórroga: durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado la suma de diecisiete mil quinientos pesos (\$ 17.500) por km² o fracción, incrementándose dicho monto en el veinticinco por ciento (25 %) anual acumulativo. El importe que deba ser abonado por este concepto correspondiente al segundo período del plazo básico y al período de prórroga podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área correspondiente, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al diez por ciento (10 %) del canon que corresponda en función del período por km² que será abonado en todos los casos.

Artículo 58: El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área de pesos cuatro mil quinientos (\$ 4.500).

Art. 15. – Incorpórase como artículo 58 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 58 bis: La autoridad de aplicación podrá establecer para las prórrogas de concesiones

de explotación el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del 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.

Para los casos de realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y 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 concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Art. 16. – Sustitúyese el artículo 59 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 59: El concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12 %). Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados pagará mensualmente la producción de gas natural, en concepto de regalía. Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

En ambos casos el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda como autoridades concedentes, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5 %) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Asimismo, en caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta tres por ciento (3 %) respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de dieciocho por ciento (18 %) de regalía para las siguientes prórrogas.

En los casos de las concesiones de explotación referidas en el último párrafo del artículo 35, corresponderá el pago de una regalía total que no podrá superar el dieciocho por ciento (18 %).

Por la realización de las actividades complementarias de explotación convencional de

hidrocarburos, a las que se hace referencia en el artículo 27 bis de la presente ley, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá fijar asimismo una regalía adicional de hasta tres por ciento (3 %) respecto de la regalía vigente hasta un máximo de dieciocho por ciento (18 %) según corresponda, conforme al mecanismo establecido en el artículo 35.

Las alícuotas de regalías previstas en el presente 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.

Art. 17. – Sustitúyese el artículo 61 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 61: El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c), apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Cuando la autoridad de aplicación considere que el precio de venta informado por el permisionario y/o concesionario no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinente.

Art. 18. – Incorpórase como artículo 91 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 91 bis: Las provincias y el Estado nacional, cada uno con relación a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de su dominio, no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. Respecto de las áreas que a la fecha hayan sido reservadas por las autoridades concedentes en favor de entidades o empresas provinciales con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica, pero que a la fecha no cuenten con contratos de asociación con terceros, se podrán realizar esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas entidades o empresas provinciales durante la etapa de desarrollo será proporcional a las inversiones comprometidas y que efectivamente sean realizadas por ellas.

TÍTULO II

Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos

Art. 19. – El Estado nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/13, los

proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (u\$s 250.000.000) calculada al momento de la presentación del Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto.

Los beneficios previstos en dicho decreto se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.

El porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios previstos en los artículos 6° y 7° de dicho decreto, será el siguiente:

- a) Explotación convencional: veinte por ciento (20 %);
- b) Explotación no convencional: veinte por ciento (20 %);
- c) Explotación costa afuera: sesenta por ciento (60 %).

Quedarán comprendidos dentro del inciso *c*) precedente, aquellos proyectos de explotación costa afuera 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. Todo otro proyecto de explotación costa afuera que no reúna dichos requisitos quedará enmarcado dentro de los incisos *a*) o *b*), según corresponda.

Art. 20. – Las condiciones para el acceso al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos previstas en el artículo 19 regirán a partir de la entrada en vigencia de la presente ley, reconociéndose a los proyectos de inversión para la explotación de hidrocarburos aprobados con anterioridad, los compromisos de inversión y los beneficios promocionales comprometidos al momento de su aprobación.

Art. 21. – En el marco de los proyectos de inversión para la explotación de hidrocarburos que sean aprobados en el futuro por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, referidos en el artículo 19 de la presente ley, se establecen los siguientes aportes a las provincias productoras en los que se desarrolle el proyecto de inversión:

- a) Dos coma cinco por ciento (2,5 %) del monto de inversión inicial del proyecto, dirigido a responsabilidad social empresarial, a ser aportado por las empresas;
- b) Un monto a ser determinado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras, a ser aportado por el Estado nacional.

Art. 22. – Los bienes de capital e insumos que resulten imprescindibles para la ejecución de los planes de inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, ya sean importados por tales empresas o por quienes acrediten ser prestadoras de servicios de ellas, tributarán los derechos de importación indicados en el decreto 927/13 o normas que lo sustituyan. Dicha lista podrá ampliarse a otros productos estratégicos.

TÍTULO III

Disposiciones complementarias y transitorias

Art. 23. – El Estado nacional y los estados provinciales, de conformidad con lo previsto por el artículo 41 de la Constitución Nacional, propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la que tendrá como 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.

Art. 24. – El Estado nacional y los estados provinciales propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas previstas en la presente ley a desarrollarse en sus respectivos territorios.

Art. 25. – El Poder Ejecutivo nacional, a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, administrará el Programa de Estimulo a la Inyección Excedente de Gas Natural creado por la resolución 1/13 y el Programa de Estimulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida creado por la resolución 60/13, en ambos casos de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y los planes que con el propósito de estimular la producción excedente de gas natural establezca en el futuro.

Art. 26. – Las autoridades de aplicación del ámbito nacional y provincial según correspondiere, la Secretaría de Energía de la Nación y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas promoverán la unificación de los procedimientos y registros tendientes al cumplimiento de sus respectivas competencias y el intercambio de información con dicho propósito y con el cumplimiento de los objetivos de autoabastecimiento previstos en la ley 26.741.

Art. 27. – Derógase el artículo 62 de la ley 17.319 y sus modificatorias.

Art. 28. – El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el veinticinco por ciento (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 de la ley 17.319 y sus modificatorias, dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de la presente ley.

Art. 29. – Las autoridades de aplicación de las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación confeccionarán dentro de los ciento ochenta (180) días a contar desde el inicio de vigencia de la presente ley el pliego modelo establecido en el artículo 47 de la ley 17.319 y sus modificatorias, el que podrá ser revisado y actualizado periódicamente según la oportunidad y conveniencia de las licitaciones. Dicho pliego modelo contemplará los términos y condiciones generales aplicables a las licitaciones, incluyendo, entre otras, las garantías a las que deberán ajustarse las ofertas, el alcance de las inversiones y los ingresos que eventualmente pudieran corresponder a las respectivas autoridades concedentes. Asimismo el pliego modelo contendrá las condiciones especiales aplicables a adjudicaciones cuyo objeto sea la exploración y/o explotación convencional de hidrocarburos, explotación no convencional, costa afuera, petróleos extra pesados, exploración en áreas de frontera y demás situaciones que puedan ser contempladas por dichas autoridades de aplicación.

Art. 30. – Derógase el artículo 2° de la ley 25.943, quedando a tal efecto revertidos y transferidos todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales a la Secretaría de Energía de la Nación, respecto de los cuales no existan contratos de asociación suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943.

Exceptuase de dicha reversión a los permisos de exploración o concesiones de explotación existentes a la fecha de entrada de la presente ley que hayan sido otorgados con anterioridad a la ley 25.943.

Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a negociar de mutuo acuerdo, en un plazo de seis (6) meses, con los titulares de contratos de asociación que hayan sido suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943, la reconversión de dichos contratos asociativos a permisos de exploración o concesiones de explotación de la ley 17.319 y sus modificatorias, según corresponda.

Art. 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 de la ley 17.319 y sus modificatorias, 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 noventa (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 ley 17.319 y sus modificatorias.

Art. 32. – Comuníquese al Poder Ejecutivo.
Saludo a usted muy atentamente.

AMADO BOUDOU.
Juan H. Estrada.

Buenos Aires, 9 de octubre de 2014.

Al señor secretario parlamentario de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación.

Tengo el agrado de dirigirme a usted, con referencia a la comunicación cursada a esa Honorable Cámara bajo nota C.D.-97/14, de fecha 8 de octubre de 2014, referida al proyecto de ley que le fuera pasado en revisión por el que se modifica la ley 17.319 y sus modificatorias, referente al Régimen de Promoción e Inversión de Hidrocarburos, a fin de poner en su conocimiento que en el artículo 30, segundo párrafo, donde dice “existentes a la entrada de la presente ley”, debe decir “...existentes a la entrada en vigencia de la presente ley”.

Saludo a usted muy atentamente.

Luis G. Borsani.

INFORME

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han estudiado el proyecto en cuestión, y encuentran viable su sanción por parte de la Honorable Cámara, por las razones que oportunamente se darán.

Diana B. Conti.

II

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han considerado el expediente 316/14, mensaje 1.592/14 y proyecto de ley modificando ley 17.319 y sus modificatorias y otros temas vinculados al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, que fuera aprobado por el Honorable Senado, y venido a esta Cámara a los efectos de su tratamiento, en razón de ello y por las razones expuestas en los fundamentos que acompañan y las que dará el miembro informante, aconsejan el rechazo del proyecto sometido a consideración en esta oportunidad.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

*Jorge M. D'Agostino. – Eduardo R. Costa.
– Miguel Á. Bazze. – Luis M. Pastori. –
Ricardo L. Alfonsín. – Ricardo Buryaile. –
Manuel A. Garrido. – Miguel Á. Giubergia.
– Daniel R. Kroneberger. – Julio C.*

Martínez. – Mario R. Negri. – Fabián D. Rogel.

INFORME

Honorable Cámara:

El proyecto traído a consideración de esta Honorable Cámara es de consecuencias perjudiciales para la Nación. Aunque se habla de una nueva ley de hidrocarburos no tiene nada de nueva sino que es una reforma parcial de la vieja ley 17.319, mediante la cual se prolongan de manera indefinida las concesiones, sin licitación alguna, y además –como es característica reiterada del oficialismo– se realiza un tratamiento de apuro, expeditivo, sin abrirlo a un debate, cuando están en juego los recursos naturales de toda la Nación, condicionando al gobierno que asuma en el 2015.

Es por ello que en primer lugar corresponde analizar cuáles fueron las causas de la actual crisis energética.

I. La política energética del gobierno

Fueron las equivocadas políticas energéticas de este gobierno las que desalentaron la inversión y sus consecuencias se manifestaron año tras año, en una declinación productiva inédita, que nos llevó a perder la soberanía energética y la consecuente necesidad de importar cada vez mayores volúmenes de energía. El año pasado el déficit de la balanza energética fue de u\$s 6.300 millones y este año, con una economía estancada. Para el año en curso el ministro acaba de reconocer que el déficit será de u\$s 7.000 millones. El giro de divisas al exterior por importación de energía está en el orden de los u\$s 13.000 millones, con reservas en caída.

El actual déficit energético que padece la Argentina y la significativa caída en los niveles de producción, así como el horizonte de reservas de gas natural y petróleo (menores a 7 y 6 años, cuando a fines de la etapa estatal superaba los 36 y 16 años respectivamente) son consecuencia directa del proceso iniciado durante la administración Menem, y profundizado con el acuerdo de Néstor Kirchner con Repsol (2006/2007).

Durante estos años de populismo energético se estimuló un uso irracional de la energía y mediante una política irresponsable de subsidios generalizados, se favoreció la apropiación de la renta hidrocarburífera a favor de los usuarios en forma indiscriminada, con una visión electoralista y de corto plazo. De este modo cayó la inversión, se dejó de explorar y perforar, se consumió el stock de reservas y la ilusión de “sentirnos ricos por un rato” se desvaneció.

La consecuencia fue la pérdida de los superávits fiscal y externo y con ello la escasez de divisas que hoy condiciona la economía argentina. El déficit fiscal se financia con creciente emisión y para evitar la sangría de divisas se implementaron medidas macroeconómicas desacertadas como el cepo cambiario y los cupos de importaciones. Los resultados están a la vista, la

economía se halla en recesión con alta inflación, se empezó a deteriorar el empleo y los índices de pobreza e indigencia se mantienen en niveles intolerables.

La primera respuesta que el gobierno intentó frente al estancamiento y caída de la producción de petróleo y de gas, fue la creación de Energía Argentina S.A. (ENARSA) en diciembre de 2004 con el fin de explotar la plataforma submarina. Imaginando una suerte de nueva YPF repotenciada, el gobierno sostenía que la nueva empresa “iba a poder operar en todo el frente energético, en toda la cadena de generación de valor, no sólo en el sector hidrocarburos, sino también eléctrico”. Hasta la fecha no se conoce una sola iniciativa exploratoria *offshore*, ni en el continente que pueda ser atribuida a esta empresa. Paradójicamente su destino fue intermediar en la importación de energía.

La segunda respuesta del gobierno fue la colonización de YPF. En un contexto de creciente regulación estatal, convencieron a Repsol de las bondades de incorporar un socio argentino con acceso fluido al gobierno. El amigo favorecido fue Enrique Ezkenazi, dueño del Banco de Santa Cruz. Esta incorporación se produjo en dos etapas, la primera, adquirió el 14,9 % de paquete accionario por 2.235 millones de dólares, en la segunda ejerció la opción de compra de un 10 % adicional, por otros 1.400 millones de dólares.

Esta compraventa tuvo una particularidad, Eskenazi no tenía los fondos para ninguna de las dos operaciones. La propia Repsol le prestó el dinero y un consorcio de bancos financió parte de la operación. Ello fue posible merced a un compromiso por el cual Néstor Kirchner forzó el reparto acelerado de utilidades de Repsol, de modo que el empresario amigo pudiera garantizar a los prestamistas (bancos, Repsol). Se compró el 24,9 % de las acciones de YPF Repsol, sin plata y a cambio se redujeron al mínimo la reinversión de utilidades en exploración y perforación.

La tercera respuesta del gobierno fue la expropiación de YPF, que comenzó como una necesidad fiscal, urgidos por cerrar la creciente brecha energética que succionaba los dólares cada vez más preciados, combinado con la necesidad de apropiarse del botín, constituido por el hallazgo de Vaca Muerta, anunciado oficialmente por Repsol el 7 de noviembre de 2011.

El guión del “relato público” fue la “soberanía hidrocarburífera” “y el “vaciamiento” operado por Repsol, omitiendo el gobierno un dato fundamental en esta ocasión: el vaciamiento asociado con la acelerada distribución de utilidades, se había realizado bajo los auspicios del propio gobierno.

Los primeros pasos dados desde la expropiación de la mayoría accionaria de YPF, fueron en el sentido de incrementar los controles, anular los increíblemente vigentes decretos desregulatorios de la década del 90 y crear una comisión interministerial con facultades omnímodas y de claro sesgo intervencionista (decreto 1.277/12).

Siguiendo el guion de “vivir con lo nuestro”, las primeras fuentes de financiamiento durante dicho año 2012 fueron los pesos de los ahorristas argentinos acorralados y sobre todo los fondos provisionales de la ANSES. Algunos preacuerdos e inversión en Vaca Muerta y no mucho más. De este modo se pudo acreditar un leve repunte en la producción de petróleo por parte de YPF, sin revertir la caída en la producción de gas, todo ello en un contexto general de continuidad en la declinación productiva.

Acuciado por una creciente necesidad de divisas y de financiamiento, el gobierno encaró una etapa de regularización en el frente externo, cerrando un acuerdo con la expropiada Repsol, aprobado de apuro y negociado en inferioridad de condiciones por la cinematográfica y hostil apropiación de la compañía. El resultado fue un sobreprecio y abultadas ganancias para Repsol a costa del patrimonio argentino.

Esta expropiación terminó en un pago indemnizatorio de 6 mil millones de dólares y con los intereses de los bonos le costará al pueblo argentino más de 13 mil millones.

La indemnización violó las normas de tasación argentina porque se expropió sin tasación previa, existiendo tan sólo posteriormente una aceptación del precio acordado. Fue una ficción y una estafa: se tasaron 29.000 pozos sin auditoría previa de sus reservas y 126.000 bienes de todo tipo —maquinarias, equipos, inmuebles, barcos, aviones, destilerías, etc.— en pocas semanas. Como si fuera poco no se tomaron en cuenta los millonarios pasivos ambientales que dejó Repsol en los territorios contaminados.

El kirchnerismo llega a esta etapa urgido por el agotamiento de una especie de modelo extractivista-rentista que imaginó su fundador. YPF es ahora presentada como la contracara de todo lo que el oficialismo ha venido sosteniendo en materia económica, de endeudamiento, de inversión extranjera y de comercio exterior. Se ha convertido en la gran apuesta del *establishment* económico, entusiasmado con un hipotético giro hacia la ortodoxia.

Esta realidad salta a la vista en las pavorosas contradicciones en las que incurrieron los funcionarios del Poder Ejecutivo al informar sobre el proyecto en el plenario de comisiones. Mientras que el ministro de Planificación defendió la política energética de estos años, basada en el subsidio y en pisar los precios como una medida destinada a mejorar la competitividad de la economía, el CEO de YPF sostuvo lo contrario, señalando que la declinación productiva comenzó a revertirse a partir de otorgar señales de precio al inversor privado.

Hoy el CEO de YPF cuenta con prerrogativas casi opuestas a las que el propio gobierno imaginaba con la estatización. Autorización para subir precios de naftas y gasoil al doble de la inflación, importación de combustibles libres de impuestos (rentabilidad extraordinaria a costa del fisco), mayor valor para el gas nuevo en boca de pozo (7,50 dólares por millón de BTU), autorización

para importar equipos en medio del cepo cambiario y conceder con carácter de privilegio, algunas franquicias a la inversión extranjera para el sector, totalmente vedadas para el resto de los emprendimientos.

Aquí se da un nuevo hecho paradójico: las tasas a las que se endeuda YPF son sustancialmente inferiores a las que abona la deuda soberana de nuestro país. Exactamente lo contrario de lo que ocurre en el resto del mundo, donde siempre las empresas, que naturalmente conllevan mayor riesgo que los países, abonan algunos puntos más de intereses que su país de origen. El 17 de enero de 2014 YPF emitió una obligación negociable a cinco años, por u\$s 500 millones, a una tasa fija del 8,87 y en los primeros días de abril emitió nueva deuda por u\$s 1.000 millones, a 10 años y con una tasa similar. En todos los casos las obligaciones emitidas son bajo jurisdicción y ley de Nueva York.

El primer y grave error es escindir a YPF del contexto macroeconómico general del país y pretender que sin un plan energético integral y mediante parches o formulaciones parciales la situación se va a resolver. Por esta vía sólo se logrará mejorar la tasa de retorno de algunas inversiones menores, asociadas exclusivamente a YPF, sin revertir el déficit ni avanzar en la recuperación de la soberanía hidrocarbúfera.

En este aspecto hay que tener presente el factor tiempo y aun cuando se consigan el impacto de las inversiones no sería inmediato. El tiempo perdido extrayendo la renta del stock de reservas heredado es el mismo que en el caso ideal de que se obtenga financiamiento; habrá que esperar para recomponer stocks y recuperar aquellos flujos.

Estamos asistiendo al agotamiento de un relato ficcional, fundado en la explotación rentística de stocks acumulados con anterioridad al kirchnerismo. Impera el pragmatismo, después de haber despilfarrado los mejores años del país en la consolidación de un modelo de poder, que tenía pretensiones de hegemonía eterna. Una nueva ley de tanta trascendencia merece otro tiempo y otro contexto, y reclama de un debate plural y de consenso suficiente para asegurar la vigencia de reglas estables y perdurables en el tiempo.

II. *Cuáles son nuestras críticas al proyecto oficial*

a) Mediante una reforma parcial de la anacrónica ley 17.319 y la adecuación de la llamada “Ley Corta”, 26.197, sin posibilidad de debatir un régimen integral, se está decidiendo sobre la disponibilidad de la riqueza natural quizá más importante en la historia argentina. El 90 % de las cuencas sedimentarias de nuestro país se hallan inexploradas, incluyendo la plataforma marítima continental. La Argentina se halla en segundo lugar a nivel mundial de recursos potenciales de *shale gas* y cuarto en *shale* petróleo. Recuperar el autoabastecimiento en el marco de una política que apunte a la seguridad energética demandará una inversión del orden de los 180 mil millones de dólares (la mitad de nuestro PBI) durante los próximos 10 años. Existiendo una amplia predisposición al consenso, resulta incom-

presionable que se avance de forma unilateral en una reforma parcial, sólo discutida con los gobernadores de las provincias productoras y relegando al Congreso Nacional y por ende al resto del país a una función subalterna de ratificar o no lo ya “pactado”.

b) Los gobernadores no son los dueños de los recursos, sino meros administradores, especialmente si tomamos en consideración que se trata de recursos no renovables, cuya explotación racional compromete intereses de futuras generaciones. Las provincias son todas potencialmente hidrocarbúferas, ya que, como quedó dicho, casi el 90 % de las cuencas sedimentarias se hallan inexploradas. Es un debate que debe involucrar a todas, ya que la energía debe ser tomada desde una mirada integral. Algunas provincias no producen hoy hidrocarburos, pero consumen, refinan, comercializan, transportan, importan, producen biocombustibles o generan energía eólica, térmica, hídrica o nuclear. No puede haber actores de primera y de segunda en este proceso, todos deben opinar en un pie de igualdad.

c) ¿Es ésta una ley convenio que requiere una ratificación por las Legislaturas provinciales? Si se tratara de una ley integral que respetara el precepto constitucional en cuanto al dominio provincial de los recursos y estableciera una política única en la materia, probablemente no, pero planteada como está, al disponer prórrogas y otorgar nuevos permisos sobre no convencionales sin licitación, seguramente dará lugar a cuestionamientos para que intervengan las Legislaturas locales. Cabe considerar además el tema impositivo, que requiere su aprobación, ya que se establecen condiciones homólogas en todos los estados provinciales y se definen en una ley de fondo las tasas de los tributos provinciales, que son competencia de dichas Legislaturas.

d) Apremiado por la necesidad de lograr inversiones que el propio gobierno ahuyentó por su arbitraria discrecionalidad, el proyecto parece cometer ahora el error inverso. Con el propósito de estimular inversiones de corto plazo, se otorgan concesiones inaceptables desde el punto de vista del interés general, privilegios elocuentes, pretendiendo sustituir la falta de confianza y previsibilidad, la carencia de reglas estables y de largo plazo por altas tasas de retorno, con la ilusoria pretensión de que así lloverán inversiones. Es el camino equivocado, no sólo descuidan el interés general y embargan a futuras generaciones, sino que por esta vía tampoco se lograrán dichas inversiones.

Esta inversión internacional vendrá a la Argentina cuando este país ofrezca otro contexto macroeconómico, otro contexto microeconómico, y en ese nuevo contexto tengamos una ley de hidrocarburos que refleje los grandes consensos de las fuerzas políticas representadas parlamentariamente.

e) En este último sentido es que correspondería analizar la homologación legal del decreto 929/13 que intenta el proyecto (condiciones especiales para el acuerdo secreto YPF-Chevron), instrumentado como un régimen promocional que exceptúa a las inversiones petroleras superiores a 250 millones de dólares de las

restricciones generales macroeconómicas imperantes en el país. Aquí surge la pregunta obvia: ¿por qué lo que es bueno para estimular inversiones en este rubro, no lo es para el resto de las inversiones que el país necesita? Simplemente porque se trata de un parche, para no asumir que el contexto general de la economía argentina adolece de tantas restricciones arbitrarias y discrecionales que generan un clima de inseguridad y falta de reglas, poco propicias para procesos de inversiones genuinas. Ese es el contexto en el que estamos discutiendo una ley a las apuradas, para intentar revertir de cualquier modo y en el corto plazo las consecuencias de tantos años de desaciertos, sin saber a ciencia cierta si se trata de una ley petrolera o de un intento para paliar en la emergencia la aguda falta de divisas sin desistir del “relato”.

f) En esta misma línea, el proyecto avanza en consolidar el mismo statu quo vigente, prorrogando sine die las concesiones actuales a cambio de una módica suba en las regalías y el pago de un “bonus” del 2 % sobre lo existente y no sobre el nuevo yacimiento. Primero se dan, sin licitaciones, concesiones para explotar no convencionales por 35 años en áreas ya otorgadas y las concesiones convencionales originarias pueden ser prorrogadas cada 10 años, sine die y en forma prácticamente automáticas.

Asimismo se permite la unificación de las áreas de hidrocarburos convencionales con las no convencionales, permitiendo al titular de una explotación no convencional recién adquirida, al tener como adyacente una explotación convencional, prorrogar automáticamente la convencional.

g) El esfuerzo de los funcionarios y del propio CEO de YPF por desvirtuar el sentido de automaticidad de las prórrogas cae en saco roto. El proyecto otorga el derecho al concesionario, quien podrá “solicitar una prórroga”, a diferencia de lo normado en la legislación vigente, que coloca en cabeza del Estado la facultad de decidir la prórroga. Cumpliendo determinados y elementales requisitos de acreditación de la vigencia y actualidad de la inversión en términos productivos, la empresa podrá solicitar en forma reiterada las prórrogas, divisiones de áreas, anexiones y nuevas explotaciones de no convencionales en áreas ya acordadas. De esta manera se amplían los plazos de los actuales concesionarios, llegando en algunos casos hasta el año 2080 o hasta el agotamiento del recurso.

h) El proyecto no contempla un régimen específico para los hidrocarburos no convencionales y en su lugar, a cambio del pago de un bonus que no contempla el potencial del nuevo yacimiento no convencional, sino las reservas probadas existentes en la explotación convencional, se autorizan explotaciones de hasta 35 años, sin licitación ni competencia de ninguna naturaleza. Se trata de un nuevo yacimiento, “una nueva riqueza”, en cuya valorización no incide tanto el hallazgo de la misma como los progresos tecnológicos logrados para que la misma resulte “extraíble” y como tal resultaría

propicio y altamente conveniente al interés general generar algún tipo de competencia entre inversores, asegurando al actual titular del área el derecho a la mejora de la oferta más conveniente. ¿Por qué conformarse con el 2 %? ¿Por qué no abrir a la competencia ese bonus para mejorar los ingresos y ver quién está en mejores condiciones, asegurando al actual titular el derecho a tener la última palabra? Sería una forma de responder al argumento oficial, quien ante la urgencia de lograr inversiones, sostiene la imposibilidad de esperar hasta el fin de las actuales concesiones de convencionales para adjudicar los reservorios “no convencionales”. Se puede generar competencia genuina sobre el nuevo recurso e incrementar los ingresos en lugar de conceder privilegios como forma de seducir inversiones.

Muchas provincias ya intentaron este camino ampliando plazos y prorrogando concesiones, y sin embargo la situación de declive productivo no se revertió. Es el caso de la provincia de Santa Cruz, que, asfixiada financieramente, prorrogó contratos en 2007 para obtener algunos pocos recursos que le permitieran pagar los sueldos. Cualquier parecido con la actualidad del país es mera coincidencia.

i) Si entendemos por renta petrolera la diferencia entre precios y costo de producción, este proyecto al renovar concesiones y ampliar los plazos de forma tan prolongada no está entregando renta presente sino que está otorgando “renta petrolera potencial”. En el fondo, lo que se está discutiendo es flujo de renta potencial, que hoy no tienen valor presente pero que en la medida que vayamos avanzando en el tiempo sí van a tener valor presente. Ello permitirá a las empresas pararse sobre la reserva y negociar con otros que vengan al negocio sobre un derecho a futuro. Esto les da una posición estratégica extraordinaria. Las empresas titulares de hoy van a negociar sobre la base de las concesiones prorrogadas. ¿No hubiera sido mejor ponerlas a competir para ver cuál se queda con el negocio a costa de otorgarle mayores beneficios al Estado?

j) Este proyecto define y cristaliza cuál es la apropiación de renta que van a tener las provincias. Regalías, el pago de un canon y el bonus por no convencionales. También si las inversiones exceden de los u\$s 250 millones, un 2 % por responsabilidad social empresarial, que no está muy bien explicitado. Hay también un pacto fiscal en cuanto a que los ingresos brutos no tienen que pasar el 3 %. Ahora bien, el gobierno nacional también puede capturar renta petrolera a través del impuesto a las ganancias que es coparticipable y por supuesto mediante otro método que interviene directamente en el mecanismo de fijación de precios: las retenciones a las exportaciones. No hay señales de precio en este proyecto y como tal la discusión de la renta petrolera no queda sanjanda. Se están entregando derechos a perpetuidad sin competencia, sin saldar una cuestión central como es la apropiación de renta y por lo tanto se crean muchas incertidumbres en cuanto a la estabilidad del régimen a futuro, lo que conspira contra el proceso inversor.

k) El proyecto circunscribe a las regalías y las hace rígidas. Una regalía del 5 % puede ser muy grande para un yacimiento poco productivo y costoso y una del 50 % puede ser baja para un yacimiento altamente productivo. ¿Quién se animaría a decir que si descubrimos un yacimiento gigante en el talud oceánico le pondríamos una regalía del 18 %?

l) Desde el punto de vista del artículo 124 de la Constitución Nacional, el proyecto alcanzado mediante un pacto forzado con los gobernadores lesiona gravemente el derecho de las jurisdicciones provinciales, titulares de la propiedad del recurso. Teniendo en cuenta que no estamos ante una geología uniforme y que como tal resulta muy gravoso el establecimiento de parámetros rígidos, es inadmisibles que para alcanzar un pliego competitivo, en lugar de parametrizar de forma igual y en todos los casos los porcentajes de regalías y el bonus del 2 % para no convencionales, no se haya contemplado la posibilidad de una fórmula polinómica que contemple las distintas variables y potencialidades. Cuánto se ofrece de unidades de trabajo, de inversión y de bonus, es algo que podría manejar diferencialmente cada autoridad provincial, según la calidad del yacimiento.

ll) Tampoco está muy claro en el proyecto el rol de la comisión creada por decreto 1.277/12, que otorga amplios y omnímodos poderes al Ministerio de Economía y a la Secretaría de Energía de la Nación. El proyecto no especifica y por lo tanto se invade competencia provincial, no ya al establecerse criterios comunes, sino en cuanto a la toma de decisiones directas de inversión que son competencia de las provincias.

m) La UCR concibe a YPF como una empresa fuerte a escala global, que al igual que otras grandes petroleras del mundo, con participación estatal, tenga posibilidades de operar no sólo en la Argentina sino también en otras geologías del mundo. El proyecto actual convalida su situación mayoritaria en el negocio existente y por lo tanto los procesos de inversión serán asociaciones mediante contratos del tipo *joint venture*, como los suscritos con Chevron, sin transparencia ni controles de ninguna naturaleza, ya que YPF está fuera de los alcances de la Auditoría General de la Nación. Mientras que el proyecto impide el “acarreo” a favor de empresas provinciales por tratarse de acuerdos que desinsectaban la inversión, YPF sí puede llevarlos adelante, asociándose a partir de áreas ya concesionadas, sin abrirse a procesos competitivos de inversión genuina.

ñ) Como ya quedó dicho, en estos últimos tiempos se ha pretendido presentar a YPF como la contracara de las políticas antiinversión que practica el gobierno, en un intento de mostrar una faceta más amigable con el mercado y procurar por su intermedio el tan necesario ingreso de divisas. Sin embargo es un grave error escindir a la compañía del contexto general en que se maneja la economía en nuestro país. Está claro que forma parte de un mismo gobierno y que responde a sus estándares generales. En ese sentido sería bueno

analizar qué porcentaje de las ganancias que percibe YPF en concepto de venta de naftas proviene de la importación de combustibles libre de impuestos. Seguramente la combinación del aumento del precio de venta (un 4,5 % por encima de la devaluación del peso) y la exención de los impuestos en la importación explican gran parte de las ganancias de esta empresa en concepto de venta de combustibles.

o) Otra fuente de utilidades para YPF es el gestionamiento de la importación de gas natural licuado, un proceso que lleva adelante por convenios con la estatal Enarsa. Se trata de un mecanismo carente de transparencia y sin regulación ni reglas, se adquieren volúmenes impresionantes de ese combustible por cientos de millones de dólares, que el Ministerio de Planificación a través de Enarsa paga e YPF paga. Cabe recordar que desde la oposición se ha venido reclamando de forma insistente la necesidad de que YPF en tanto empresa de capital estatal mayoritario, sea auditada por la AGN, en tanto y en cuanto maneja fondos públicos.

III. Por qué es necesaria una nueva ley y qué contenidos debiera garantizar

a) El país necesita de manera imperiosa una política única, que respetando el dominio de las provincias, permita al Estado nacional recuperar sus roles indelegables de planificación y coordinación. Para lograrlo es preciso debatir una ley integral, ajustada al texto constitucional, capaz de establecer reglas de juego de largo plazo que favorezcan procesos de inversión de calidad y volumen suficientes para recuperar el autoabastecimiento y superar el actual *statu quo* decadente.

b) Dicha ley deberá crear una nueva institucionalidad energética, contemplar el financiamiento para la necesaria diversificación de nuestra matriz energética, altamente dependiente de recursos no renovables, legislar un capítulo especial sobre recursos no convencionales, preservar los intereses de futuras generaciones a través de un fondo anticíclico, promover el desarrollo de una industria nacional proveedora de bienes y servicios petroleros y establecer presupuestos mínimos ambientales conforme el artículo 41 de la Constitución Nacional.

c) La nueva ley de hidrocarburos debe contemplar un capítulo especial referido a la política energética en general y la petrolera en particular, siguiendo ejemplos de legislación moderna como la ley brasilera de 1997, la ley de hidrocarburos española de 1998 o las recientes modificaciones impulsadas por el presidente Peña Nieto en México, o tomando en cuenta precedentes valiosos como lo fue el plan Houston del presidente Alfonsín, que preservando claramente el interés nacional, llevó adelante un proceso sostenido de inversiones, sobre la base de una auténtica competencia. De más está decir que este valioso precedente fue borrado de un plumazo por el menemismo.

IV. Ejes de una nueva propuesta

En resumen, conforme con sus antecedentes la UCR que siempre ha sostenido y defendido la necesidad de

una política única en materia energética en general e hidrocarburífera en particular, ajustada al texto constitucional, es plenamente consciente de la evolución operada en la materia y el contexto internacional vigente. Por ello, reivindicando el sentido estratégico del recurso, sin confundir medios con fines y teniendo en claro la oportunidad que representa, para las actuales y futuras generaciones, un marco estable para la explotación racional de nuestros hidrocarburos propiciará un proyecto de ley sobre los siguientes principios:

a) Deberá formar parte de un nuevo régimen energético integral.

b) Creará una nueva institucionalidad energética, que con criterio federal le permita al Estado nacional cumplir con los roles indelegables de planificación y control en todo el territorio nacional.

c) Hará efectivos los derechos de las provincias consagrados en el artículo 124 de la Constitución Nacional con pleno reconocimiento de sus jurisdicciones en materia de contrataciones y fiscalización.

d) Promoverá nuevas modalidades contractuales para la exploración y explotación petrolera con una variada gama de instrumentos.

e) Regulará en un capítulo específico la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, con exigencias específicas en materia ambiental y respeto al derecho de las provincias en materia de planificación territorial.

Sobre este aspecto se deberá hacer especial hincapié en la preservación y protección de los acuíferos, por constituir los mismos una reserva hídrica y estratégica para el consumo humano, para la agricultura y para la protección de la biodiversidad. Necesariamente debe existir una ponderación entre el recurso "agua" y los recursos hidrocarburíferos.

f) Contendrá una pormenorizada regulación en materia de la participación del capital privado en el proceso de exploración, cateo y extracción de hidrocarburos, con límites precisos y garantías de transparencia.

g) Garantizará procesos licitatorios competitivos para el otorgamiento de cualquier derecho mediante un marco regulatorio en la licitación, adjudicación, contratación y cesión de los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos.

h) Establecerá reglas impositivas permanentes y estables.

i) Asegurará un acceso seguro y equitativo a toda la población de los insumos básicos energéticos.

j) Creará un fondo permanente para financiar la transformación de nuestra matriz energética.

k) Propiciará la creación de un fondo anticíclico, denominado Fondo Nacional de Hidrocarburos (Fonadhi) compuesto con parte de la renta hidrocarburífera capturada por el Estado nacional, destinado a impedir la revalorización del tipo de cambio ante procesos intensivos de inversión o de ingresos de divisas (enfermedad holandesa) y fundamentalmente a preservar

el interés de generaciones futuras por tratarse de recursos no renovables. En este punto el fondo prevé inversiones en materia de infraestructura básica, en educación y en salud.

l) Promoverá el desarrollo de una industria nacional proveedora de bienes y servicios petroleros para la explotación de hidrocarburos no convencionales y su cadena de valor, destinado a promover el empleo y el desarrollo tecnológico.

m) Garantizará una política de precios transparentes para una equitativa apropiación de la renta hidrocarbúrfica.

n) Ordenará una auditoría integral de las concesiones y su estado de desarrollo y nivel de cumplimiento de los respectivos contratos.

Jorge M. D'Agostino.

III

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han considerado el proyecto de ley 73-S.-2014 por el cual se modifican los artículos 23, 25 y 26 del título II, sección 2^{da}; artículos 27, 29, 34 y 35 del título II, sección 3^{ra}; artículo 41 del título II, sección 4^{ta}; artículos 45, 47 y 48 del título II, sección 5^{ta}; artículos 57, 59 y 61 del título II, sección 6^{ta}; y se incorporan los artículos 27 bis y 27 ter al título II, sección 3^{ra}; artículo 58 bis al título II, sección 6^{ta}; y artículo 91 bis al título VIII, de la Ley de Hidrocarburos 17.319 y, por las razones expuestas en el informe que se acompaña y las que dará el miembro informante, aconsejan el rechazo del proyecto en consideración.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

*Alberto O. Roberti. – Graciela Camaño. –
Marcelo S. D' Alessandro. – Mario Das
Neves. – Eduardo A. Fabiani. – Felipe
C. Solá.*

INFORME

Honorable Cámara:

Habiendo considerado:

a) El Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos.

b) El proyecto de ley por el cual se modifican los artículos 23, 25 y 26 del título II, sección 2^{da}; artículos 27, 29, 34 y 35 del título II, sección 3^{ra}; artículo 41 del título II, sección 4^{ta}; artículos 45, 47 y 48 del título II, sección 5^{ta}; artículos 57, 59 y 61 del título II, sección 6^{ta}; y se incorporan los artículos 27 bis y 27 ter al título II, sección 3^{ra}; artículo 58 bis al título II, sección 6^{ta}; y artículo 91 bis al título VIII, de la Ley de Hidrocarburos 17.319.

c) La ley 17.319 del 23/6/1967.

d) La ley 26.197 del 3/1/2007.

e) La ley 26.741 del 7/5/2012.

f) El decreto 1.277/12 del 25/7/2012.

g) El decreto 929/13 del 15/7/2013.

Resultado de cuyos análisis venimos a exponer las razones que motivan el presente informe.

La mal llamada Ley de Hidrocarburos, que fuera promulgada con la firma de Onganía y Krieger Vasena el 26 de junio de 1967, careció de todo debate parlamentario, por lo que sólo merecería la denominación de decreto de facto, ya lleva más de 47 años de vigencia y en todo este período no tuvo una revisión seria y profunda para adaptarla a las necesidades de la sociedad y evolución tecnológica de la industria hidrocarbúrfica.

Desde hace más de cuatro años enfrentamos una crisis energética con déficits crecientes que afectan directamente el resultado de nuestra balanza comercial y, aunque se perdió demasiado tiempo, debemos buscar una solución integral y posible en múltiples aspectos, como el económico, el legal, el técnico, el laboral, el político, etcétera; porque los recursos naturales están, pero primero hay que generar las condiciones que permitan su explotación masiva.

Para encaminarnos hacia esa solución integral y posible, es necesaria, entre otras, una nueva ley de hidrocarburos, que permita la explotación necesaria y suficiente para alcanzar el autoabastecimiento. Para ello, debería darse un diálogo y negociación racional con la participación de la Nación, las provincias, los trabajadores y los empresarios, durante el tiempo que sea necesario, para construir una legislación para las próximas dos generaciones y no quemando etapas, a las apuradas y con inexistencia de debate previo, como con el proyecto que nos ocupa. Sólo a título de ejemplo, miremos los cambios en la legislación hidrocarbúrfica en Brasil y México, que fueron el resultado del acuerdo entre las fuerzas políticas del oficialismo y la oposición.

En tanto no se haga de la forma planteada seguiremos perdiendo el tiempo y desaprovechando las oportunidades, porque las inversiones en la industria hidrocarbúrfica se manejan por alternativas y cuanto más tiempo pase, las alternativas más atractivas y posibles para los inversores irán absorbiendo los capitales disponibles, que nunca quedan ociosos.

Para explotar los inmensos recursos que tenemos hacen falta multimillonarias inversiones en dólares de capital de riesgo y para atraer inversiones será necesario, tanto por vía de una verdadera nueva ley de hidrocarburos que otorgue la seguridad jurídica necesaria, como por legislación específica adicional tratar temas como: el precio de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en boca de pozo; la disminución gradual de la inflación que impacta en los costos internos; el acceso al mercado de cambios; facilitar la importación de equipos y materiales necesarios, y establecer las condiciones y proporciones graduales racionales para

la remesa de utilidades y reinversiones. Éstos son los aspectos macroeconómicos que más interesan a los grandes inversores internacionales.

Es por lo hasta aquí expuesto que no compartimos, en general, los criterios expresados por el Poder Ejecutivo nacional, ni por el Honorable Senado de la Nación, en relación a las modificaciones propuestas a la Ley de Hidrocarburos 17.319 y en particular respecto a un importante número de los artículos supra detallados, por atentar contra los principios de transparencia, libre concurrencia y competencia que debe observar esta legislación, en beneficio de los consumidores.

En primer lugar, corresponderá que los gobernadores que suscribieron el Acuerdo Federal para el Autoabastecimiento de Hidrocarburos, que dio origen al proyecto en consideración, sometan, tanto su acta declarativa como sus dos anexos y detalles, a sus respectivos poderes legislativos provinciales, quienes deberán refrendarlo, para que el mismo y consecuentemente las modificaciones a la ley 17.319 tengan sustento legal.

También, el referido acuerdo avanza indebidamente sobre las potestades de los municipios, porque los gobernadores que lo suscribieron no tienen las facultades como para fijarles límites, como cuando en el Anexo I establece que las provincias y las municipalidades no podrán gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo tasas de servicios y contribuciones por mejoras o incrementos generales de impuestos.

De igual modo, en cuanto al articulado que modifica la ley 17.319, de hidrocarburos, no estamos de acuerdo con la pretendida invasión a las potestades jurisdiccionales provinciales, que se hace mediante la incorporación a la ley del artículo 27 ter, mediante el artículo 6° del proyecto, otorgando a la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, creada por el decreto del Poder Ejecutivo 1.277/12, facultades que son potestad de las provincias como autoridades concedentes.

Tampoco estamos de acuerdo con la invasión a las potestades jurisdiccionales provinciales, que se hace mediante la modificación al artículo 59 de la ley, mediante el artículo 16 del proyecto, que establece: "Las alícuotas de regalías previstas en el presente 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".

También se invaden las potestades jurisdiccionales provinciales, que se hace con el agregado del artículo 91 bis a la ley, a través del artículo 18 del proyecto.

Asimismo, no estamos de acuerdo con la eliminación de los límites para que cualquier persona física o jurídica pueda ser titular, simultáneamente, de más de cinco (5) permisos de exploración o concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen; establecidas a los artículos 25

y 34 de la ley, por los artículos 2° y 8° del proyecto. Corresponde dar un plazo, no mayor a 3 años, para que los permisionarios y concesionarios que tienen más que el límite se adecuen.

En caso contrario, se estaría otorgando una ventaja competitiva indebida a favor de las grandes compañías que las colocaría en posición dominante, restringiendo la transparencia y libre competencia que se propugna, ya que del modo pretendido por la eliminación de límites, la ley le dará más poder y control a YPF dada su actual titularidad de más de 50 permisos de exploración y 90 concesiones de explotación.

Esto dificultará las posibilidades de desarrollo de los recursos no convencionales argentinos, ya que YPF no tiene el capital necesario para desarrollar esta cantidad de explotaciones, ni el acceso al crédito internacional para hacerlo. Necesariamente deberá asociarse con inversores internacionales como Chevron, pero sin contratos secretos. No hay otra salida.

No se entiende por qué en los plazos para las concesiones de explotación, modificando el artículo 35 de la ley, mediante el artículo 9° del proyecto al plazo en la plataforma continental y en el mar territorial se le otorgan sólo 30 años, en lugar de 35 años como se les otorgan a los no convencionales.

El proyecto pone todo el énfasis en los hidrocarburos no convencionales y presta poca o nula atención en la promoción de la producción de los hidrocarburos convencionales que están subexplotados y por el descuido en la producción secundaria de los convencionales pasa el déficit energético que venimos padeciendo.

A la legislación ambiental no se le presta la mínima atención y sólo en el artículo 23 del proyecto se establece que el Estado nacional y los estados provinciales, para dar cumplimiento al artículo 41 de la Constitución Nacional, establecerán una legislación ambiental uniforme. Esto es sólo declarativo y sin dudas insuficiente. Deberá ser regulado por ley con la debida especificidad, tanto para las explotaciones convencionales como para las no convencionales y costa afuera, razón por la cual, como artículo 24, se han agregado los Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para la Actividad Hidrocarburífera.

Por todo lo expuesto, solicitamos el rechazo de esta propuesta.

Alberto O. Roberti.

IV

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han considerado el proyecto de ley venido en revisión por el cual se modifica la ley 17.319, de hidrocarburos, y el expediente 74-S.-2014 mediante el cual el Honorable Senado remite fe de erratas correspondiente a dicho

proyecto; y, por las razones expuestas en el informe que se acompaña y las que dará el miembro informante, aconsejan su rechazo.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

*Alicia M. Ciciliani. – Ricardo O. Cuccovillo.
– Omar A. Duclós. – Margarita R.
Stolbizer. – Juan C. Zabalza.*

INFORME

Honorable Cámara:

1. Marco histórico

La historia del petróleo y el gas en la Argentina forma parte de los avatares políticos y económicos de nuestro país. La inestabilidad institucional y los ciclos económicos y políticos que la han acompañado también ocasionaron un cambio de parámetros legales que ha tenido esta importante actividad económica. Desde el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907 y su incipiente explotación, la creación de YPF hasta llegar a su privatización en la década del 90 y la estatización del 51 % de las acciones en 2012.

La creación de YPF en 1922 marca un punto de inflexión en materia petrolera en nuestro país y esto se acentúa aún más con la extraordinaria tarea llevada adelante por su presidente, el General Mosconi, quien estuvo a cargo de la empresa hasta el golpe del 30. En ese período se defendió una política de precios iguales para todo el mercado interno. En especial a partir de 1927 logró fijar el precio de petróleo y kerosene, con sucesivas rebajas a fin de proteger al consumo interno. También organizó la oficina de estadísticas que debía reunir toda la información sobre hidrocarburos, precios en la Argentina y en el mundo y toda otra información relacionada con la temática, esencial para tomar decisiones en el corto, mediano y largo plazo.

Todo ello llevó a un aumento del consumo de energía y se comienza el cambio de la matriz energética del carbón al petróleo. A pesar del avance de la producción nacional de la mano de YPF y de inversiones extranjeras, había una fuerte dependencia de las importaciones en el refinamiento de combustibles de maquinaria y tecnología importadas. El símbolo del peso de las empresas extranjeras en el petróleo se refleja en la Standard Oil, la que controlaba la distribución interna de combustibles y era la principal importadora del rubro. Fue enfrentada por Yrigoyen en su segundo mandato lo que para muchos tuvo fuerte incidencia en el golpe del 30.

A medida que el país se industrializaba incrementaba su demanda de energía y de insumos y maquinarias importadas. Durante el quinquenio 1940-45, el petróleo representaba el 10 % de las importaciones totales y a partir de los 50 el 20 %. Había consenso en todo el arco político acerca de que el déficit en materia petrolera

era una de las causas de la debilidad económica de nuestro país.

Posteriormente, durante el gobierno de Frondizi, dando un giro total a sus posturas anteriores, se abrió esta actividad a la inversión extranjera a través de la firma de contratos con empresas foráneas.

Esta política despertó importantes resistencias en ámbitos políticos, sociales y sindicales. Entre los que se destacan los partidos Socialista, Demócrata Progresista y Comunista, el SUPE y muchas personalidades del pensamiento nacional. Esto fue recogido en la campaña electoral por el candidato de la Unión Cívica Radical del Pueblo, Arturo Illia, quien al asumir el cargo dictó los decretos 744 y 745/63 mediante los cuales anuló los contratos petroleros firmados por el Estado en el período 1958-1963, estableciendo un plan de largo plazo en materia de inversiones públicas y privadas en todos los resortes de la economía donde el Estado jugaría un rol muy importante.

La dictadura de Onganía sancionó la ley 17.319, que si bien seguía manteniendo la pertenencia al Estado nacional de los yacimientos situados en el país y en su plataforma continental, establecía que las actividades de exploración, producción, transporte y comercialización de hidrocarburos podrían estar a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas y facultaba al Poder Ejecutivo nacional para otorgar permisos de exploración y concesiones temporales de explotación y transporte. Bajo este régimen legal se renegociaron la restitución de contratos anulados por la administración de Illia.

Durante la dictadura del 76 se endeudó a YPF en forma alarmante, tal como sucedió con todas las empresas públicas. Se abrió a la explotación de pozos a las empresas privadas nacionales y extranjeras mediante el mecanismo de licitación. Quedó en manos de YPF la exploración, la parte más costosa del proceso. El balance fue que el país no aumentó su producción debido a que la empresa estatal no hizo muchas exploraciones siendo subexplorado y subexplotado en materia petrolera.

El gobierno democrático de Raúl Alfonsín intentó mejorar la situación energética mediante la aplicación del “Plan Houston” en 1985, un amplio programa de exploración destinado a la actividad privada bajo un contrato con YPF y el lanzamiento del gas natural comprimido (GNC) para los automotores que colocó al país entre los líderes mundiales en este rubro. El grave problema que tenía YPF era su gran endeudamiento producido durante la dictadura, lo que la hacía depender del Tesoro nacional para su subsistencia. Con todo, durante su presidencia se llegó al autoabastecimiento.

En 1989 el gobierno de Menem implementó un cambio estructural, incluso en materia petrolera, en tan sólo un año se pasó de un mercado totalmente regulado a uno completamente desregulado y finalmente en 1992 se transformó a YPF en sociedad anónima, mediante la ley 24.145 y se la privatizó. Con esa misma norma

se federalizaron los hidrocarburos transfiriéndose a las provincias el dominio de los yacimientos, se estableció la concesión a YPF de oleoductos y poliductos que pasaran por el territorio provincial. Las empresas debían abonar regalías a las provincias. También ese mismo año se privatizó Gas del Estado. En 1994 se incorporó a la Constitución Nacional el artículo 124 mediante el cual se estableció que los recursos naturales eran de dominio originario de las provincias.

En 1998 el Estado Nacional decidió vender las acciones que seguía teniendo en la empresa, incluso la acción de oro y las de los trabajadores del Plan de Propiedad Participada y lo mismo hicieron las provincias. La empresa Repsol adquirió el 98,99 % del paquete accionario. El saldo de la gestión de Repsol se podría resumir de la siguiente forma, las ganancias fueron volcadas para comprar yacimientos en otros países y no se exploraba en la Argentina, por lo cual cayeron las reservas.

2. La política del Estado ausente

Después de la crisis del 2000/2001 comenzó en toda América Latina y en consecuencia también en nuestro país una importante recuperación económica de la mano de la mejora de los términos de intercambio que favorecieron a los países exportadores de materias primas.

A pesar de la previsible demanda de energía que iba a requerir este proceso en materia de hidrocarburos se continuó con la institucionalidad puesta en vigencia en los 90.

La falta de políticas integrales, la ausencia total de control sobre las empresas extractivas, la distorsión de los precios y la carencia de inversiones por parte de las concesionarias confluyeron para llevarnos hasta la actual crisis energética en la que no sólo hemos perdido el autoabastecimiento petrolero, sino que debemos importar energía (en especial en gas) por miles de millones de dólares por año.

La producción de petróleo y gas se estancó primero y comenzó luego a declinar paulatinamente. A partir de 1998 en materia de petróleo y –lo que resultó más grave aún– en materia de gas a partir de 2004. Esta caída en la producción de gas es la mayor registrada en la historia de la Argentina y tiene efectos altamente negativos sobre las posibilidades de crecimiento y desarrollo de nuestro país en cuanto afecta severamente el presupuesto de la Nación en materia de gastos.

Hasta el año 2010 el saldo en materia de importaciones/exportaciones de energía otorgaba un saldo favorable hacia nuestro país. A partir de 2011 la tendencia se revierte y el saldo comienza a resultar negativo. La falta de ingresos por exportaciones y la necesidad de cubrir las crecientes importaciones, sobre todo de gas enfriado, afectaron la balanza de pagos del Tesoro y son una de las principales causas de la disminución de las reservas. En 2006 el sector energético aportó 6,1 miles de millones de dólares a la balanza comercial,

en 2012 detrajo 2,7 miles de millones. Hoy en día las importaciones en energía superan las importaciones de bienes de capital. A ello habría que sumarle la mala política de subsidios económicos y sociales al consumo de energía, en donde el 20 % más rico de la población recibe más beneficios que el 20 % más pobre. El 20% más humilde recibe el 6,3 % de los subsidios, mientras que el 20 % más alto recibe el 40 %.

La pérdida del autoabastecimiento y del saldo positivo en el comercio exterior de energía que se ha descripto no produjo idéntico problema en las concesionarias, cuyas ganancias no se vieron afectadas en la misma medida que nuestro país. Sin fundamento económico serio y sólo con el objetivo de maximizar sus ganancias, estas empresas paralizaron sus planes de inversión, detuvieron casi por completo la exploración de nuevos pozos, no hicieron nuevas obras para recuperación secundaria y terciaria y sólo se dedicaron a continuar con la extracción de los pozos en funcionamiento. Algunas concesionarias ni siquiera llegaron a electrificar sus áreas y se limitaron a subconcesionar los derechos de explotación que obtuvieron en procesos licitatorios viciados. Algunas de las concesiones otorgadas por la provincia de Santa Cruz en 2006 no habían comenzado ninguno trabajo en el 2011 (EP-SUR y MISHAR), mientras que Oil M transfirió sus derechos de explotación a Unitec sin siquiera haber comenzado los trabajos. Todas las empresas productoras de gas y petróleo disminuyeron su producción, no sólo Repsol; por ejemplo Pan American redujo en 2013 un 13,2 % la de petróleo y Petrobras un 15,5 % la de gas. El ministro De Vido admitió en la plenaria de comisiones del 21 de octubre que existió un plan de las empresas para desabastecernos.

Frente a este estado de cosas el actual gobierno tampoco cumplió con su obligación de velar por los intereses nacionales y controlar a las empresas petroleras. No solamente incumplió con su obligación de verificar los planes de inversión, los resultados de la producción, la forma de apertura y cierre de pozos, sino que tampoco verificó la cantidad de petróleo y gas que se extraía. La ley vigente, propia de la concepción del Estado desregulador y bobo, establece que son las propias empresas las que deben informar, mediante declaración jurada, cuál fue el producido de cada explotación. Estas declaraciones juradas que jamás fueron debidamente auditadas han sido históricamente fuente de evasión fiscal, contrabando y corrupción. El gobierno admite ahora (ver versión taquigráfica de la reunión conjunta de comisiones) que está conversando con las empresas a fin de establecer un mecanismo de homologación de medidores de producción a fin de controlar a las empresas. Se reconoce entonces que estuvieron más de 10 años sin controles eficaces que permitieran a nuestro país verificar la cantidad de hidrocarburos extraída y las regalías que correspondía pagar.

Gobierno y empresas son igualmente responsables por la falta de inversión, por la falta de producción, por la pérdida del autoabastecimiento y disminución de las

reservas comprobadas, todo ello en una década en el que el precio del barril se incrementó hasta llegar a los u\$s 100. Todo lo que no se invirtió en los últimos años lo tenemos que importar ahora. Las reservas de gas hoy son menores que en 1990, solamente entre 2003 y 2011 cayeron un 50 %.

Lo único que se hizo desde el gobierno fue la creación de ENARSA, por ley 25.943 de 2004, otorgándole la función de llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. Además de ello se le otorgó la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a tales permisos o concesiones. A ocho años de su creación, esta empresa estatal no inició una sola exploración o explotación de yacimiento alguno, limitándose a intermediar en la compra de combustibles en el exterior. Ahora, sin explicación alguna y sin reconocer los graves errores cometidos, se habrán de transferir todas sus funciones a la Secretaría de Energía.

Resulta necesario reconocer la profunda crisis energética por la que hoy atravesamos; esta crisis no es coyuntural, es sistémica y por lo tanto requiere de un amplio consenso nacional para abordarla. Consideramos indispensable abrir la discusión hacia todos los sectores sociales y económicos involucrados, es indispensable que los argentinos tomemos conciencia de la necesidad de aumentar la producción de gas y petróleo y de cambiar nuestra matriz energética que hoy está casi exclusivamente sostenida por el consumo de hidrocarburos. El consumo de gas y petróleo explica el 84 % de la producción de energía de nuestro país. El promedio mundial es del 57 % y por ejemplo, en Brasil es del 57 %. La Argentina es el líder mundial en consumo de gas.

3. Nacionalización de YPF

La ley que expropió el 51 % del capital social de YPF estableció, con nuestra disidencia, que la empresa no queda incluida en la órbita de la ley 24.156, de Administración Financiera y de los Sistemas de Control del Sector Público Nacional, lo cual permitiría el accionar de la Sindicatura General y la Auditoría General de la Nación; tampoco tiene previstos, a pesar de que lo habíamos requerido, mecanismos de seguimiento y participación del ámbito parlamentario u otros que garanticen acceso a la información y mayor transparencia.

De esta manera iniciamos una nueva etapa en la producción de petróleo y gas con una mayor participación estatal pero con fuertes limitaciones para controlar,

monitorear y decidir en definitiva con quiénes, cómo y a qué costos resolvemos los enormes desafíos por delante. El contrato suscrito en el 2013 entre YPF S.A. y Chevron, cuyos términos se desconocen a la fecha, es una clara muestra de ello.

Las actividades de la empresa deben ser controladas por el Estado nacional a través de sus organismos de control y no por la Comisión Nacional de Valores, el Estado debe tener acceso a los contratos que se suscriban y no estar amparados bajo secreto comercial como sucede en la actualidad.

A los efectos de evaluar su funcionamiento y garantizar que la empresa se comporte atendiendo a su carácter público, necesitamos un consejo de control social que incluya a trabajadores, empresarios, asociaciones de defensa de los derechos de usuarios y consumidores, y asociaciones de defensa y promoción del ambiente. Con acceso a la documentación de la empresa, respetando el principio de confidencialidad cuando el contenido de la información así lo requiera. Debe estar sometida además al control de la Auditoría General de la Nación y demás normas que promuevan la transparencia de la gestión.

En cumplimiento de la ley, se designó al presidente de la empresa, el que actúa como su principal accionista, sin dar información a los verdaderos dueños de la empresa que somos todos los argentinos. La firma del acuerdo con Chevron es clara muestra de aquello, negándose a brindar información a este Congreso, a la Legislatura de la Provincia del Neuquén, a la Justicia y a la ciudadanía toda. Todo ello al amparo de una disposición de la ley que todo el arco opositor consideró contraria al interés nacional.

La ley 26.741, sin embargo, no fue cumplida en todas sus disposiciones. Esta norma prevé en su artículo 4° la creación del Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se debe integrar con la participación de varios ministerios y sobre todo de las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a través de los representantes que cada una de ellas designen.

Son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos promover la actuación coordinada del Estado nacional y los estados provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la presente; expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la presente ley y la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo nacional someta a su consideración.

El Gobierno no ha convocado a este consejo federal ni para consensuar la política hidrocarburífera ni menos aún para debatir sobre el proyecto que aquí se analiza.

4. Nueva ley de hidrocarburos

Este proyecto, en lugar de avanzar hacia políticas de consenso para salir de esta crisis, sólo tiene como objetivo conseguir divisas hoy a cualquier costo, beneficiando sobremano a las incumbentes que hoy se

benefician con la explotación petrolera. Esta ley no cambia la institucionalidad de los 90, seguimos en el mismo esquema de concesiones y declaraciones juradas, al cual ahora se le agregan mayores e inusitados beneficios a las mismas empresas a las que se las ha acusado de desabastecer al país.

4.1. Ausencia de regulación ambiental

Una ley que se proponga fomentar el autoabastecimiento energético no puede presentarse en términos de la disyuntiva: “atracción de inversiones” vs. “protección ambiental”. Si verdaderamente el proyecto aspira a reconvertir la matriz energética y productiva, éste debería estar fundado en el imperativo constitucional del artículo 41 y contemplar la cuestión ambiental.

El proyecto impulsado por el Poder Ejecutivo determina que uno de sus objetivos es que el Estado nacional y los estados provinciales establezcan una legislación ambiental uniforme. Sin embargo, cuando se avanza en la lectura de su texto sólo se destina a la cuestión ambiental la disposición transitoria del artículo 23, que tal como está redactada no es más que una mera expresión de deseo, vacía de contenido que no impone obligación ni compromiso alguno.

Es indudable que una vez sancionado el marco regulatorio que se propone, ello podría conducir a un impulso de la actividad no convencional, que de realizarse sin contar con la regulación ambiental apropiada y necesaria, causará serios impactos en el medio y, no lo dudamos, conflictos sociales, en el caso de no observarse mecanismos que habiliten la participación ciudadana. De hecho, hablamos de algo que ya está sucediendo en Vaca Muerta.

Se debe considerar que dicha técnica emplea grandes volúmenes de agua, la inyección de sustancias químicas en el subsuelo, el manejo de los desechos en la superficie, la posibilidad de accidentes que involucren desastres ecológicos con liberación masiva de sustancias tóxicas, la contribución de la explotación de hidrocarburos no convencionales a la disminución de la calidad del aire y al cambio climático, y la potencialidad para inducir sismos a partir de las operaciones de fractura hidráulica y la inyección de aguas residuales en el subsuelo.

En este sentido, se observa con preocupación que el proyecto en análisis no tome en consideración que la mayoría de las cuencas petrolíferas y gasíferas no convencionales con potencial económico que se están a punto de explotar se encuentran en zonas áridas, donde el agua es el recurso más vulnerable y solicitado.

El recurso agua no está protegido en el proyecto, consideramos que el Estado debe generar una nueva cultura del agua sustentada en los principios de que el acceso al agua es un derecho humano inalienable, que sólo a través del control público del recurso se evita la arbitrariedad y discrecionalidad en su provisión, así como se impulsa el desarrollo sostenible y la preservación de los activos ambientales y que a través de

la promoción de la participación social se garantiza la preservación del recurso con su uso responsable y solidario.

Desde otro ángulo, a nivel general, los impactos ambientales de la explotación de hidrocarburos no convencionales exceden el análisis de sitio y deben evaluarse a nivel regional, por lo que cabe señalar que se debe contemplar a la hora de legislar que no alcanza con la legislación local, ni con la institucionalidad actual (recursos humanos, económicos y tecnológicos) para regular una actividad tan novedosa y tecnificada como la que se busca promover.

Es indudable que la ausencia de un marco legal ambiental específico para las actividades que involucran la fractura hidráulica atenta seriamente contra los principios más arraigados de la protección ambiental, como son los principios de prevención, precautorio y de equidad intergeneracional que están contemplados en la Ley General del Ambiente. El desarrollo de dichos proyectos de inversión sin los requerimientos ambientales necesarios y que contemplen la participación de la sociedad en dicho proceso podrían llevar a daños ambientales y conflictividad social que podrían evitarse.

La llegada de la era de los hidrocarburos no convencionales debe hacernos replantear dos cuestiones centrales. La primera tiene que ver con el fortalecimiento de la institucionalidad pública ambiental para mejorar la calidad e imparcialidad de los controles a la actividad. La segunda abarca el fortalecimiento de las herramientas con las cuales la institucionalidad podrá ejercer mejor su competencia.

Bajo el criterio expuesto, es absolutamente necesario establecer regulaciones referidas a la extracción de no convencionales, que tengan en cuenta no sólo los aspectos técnicos concretos, sino la canalización de las preocupaciones ciudadanas que se cruzan con la realización de dicha actividad.

La ausencia de una norma ambiental no es casual. Es por todos conocido que los borradores circulados durante las negociaciones con las provincias contenían, mal o bien, normas en ese sentido, y precisamente el proceso a través del cual se gestó la ley que ahora se pretende sancionar adolece de serios vicios de legitimidad. La falta de consulta a las comunidades afectadas así como especialistas y organizaciones ambientalistas, deslegitima per se este instrumento legal.

Queda en claro que la regulación en la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales innegablemente merece un tratamiento diferencial que incluya también la sanción de una norma de presupuestos mínimos de protección ambiental que brinde los requisitos de base que se deben observar con canales específicos de participación social y que analice la sumatoria, superposición, concomitancia y efecto sinérgico de proyectos en una misma región.

La defensa y protección del ambiente deben estar presentes en toda ley que se proponga regular actividades antrópicas, especialmente si nos referimos a una

ley que se propone por objeto la política energética argentina. El descuido y absoluta ausencia referida a esta dimensión representa, como mínimo, un eventual daño ambiental, al hábitat, deforestación y contaminación de los distintos ecosistemas (terrestres, de agua dulce y marinos), afectando de manera irreversible la biodiversidad.

Sólo a modo de ejemplo, quisiéramos citar lo que sucede en el Parque Nacional Calilegua con el incumplimiento de la propia ley actual de hidrocarburos (artículo 79), que declara nulas aquellas concesiones que se superpongan con zonas vedadas a la actividad petrolera, y la Ley de Parques Nacionales [artículo 5, inciso b)], que prohíbe exploraciones y explotaciones mineras dentro de su jurisdicción; pero sin embargo, hay dentro del parque nacional una explotación petrolera donde no sólo ha habido diversos accidentes, sino que debido a roturas de la cañería de aislamiento y ruptura de la torre de taponado, el pozo e-3 desde hace años derrama en superficie 200.000 litros/día de agua termal, con sales de formación en una concentración de 100 g/l, niveles de cobre y una temperatura de 60-70 C°. El vertido de este pozo se vuelca al arroyo Yuto, curso de agua que atraviesa un sector del PNC.

Mapuches afectados en el proyecto de ley de hidrocarburos

También merece señalarse la situación provocada por la explotación mediante el sistema de fractura hidráulica en la zona de Vaca Muerta. Allí conviven una decena de comunidades mapuches que están siendo afectadas en su calidad de vida; la comunidad mapuche “Lof Campo Maripe” está asentada desde 1920 en parte del lote 15 D, fracción XXVIII y 4D, fracción XXVIII del Paraje Vanguardia, departamento de Añelo, provincia del Neuquén. El origen o raíz de esta Comunidad se remonta al año 1920, fecha en la que se instalaron en ese lugar, que hoy es conocido como Paraje Fortín Vanguardia (lotes 15 D, fracción XXVIII y 4 D, fracción XXVIII). Allí desarrollaron su economía de pequeña ganadería, donde pastoreaban y se dedicaban a la cría y la comercialización del ganado.

YPF tiene adjudicada en esa zona un área de 400 km² para que allí—sólo en una primera etapa, en el plan piloto—perforen 1.677 pozos no convencionales. La comunidad presenta actualmente en su territorio más de 280 pozos, los que a medida que fueron apareciendo han sido motivo de planteos al Estado de múltiples demandas para que sus derechos no sean avasallados en ese proceso.

4.2. Desconocimiento de los derechos de las comunidades originarias

Resulta sumamente grave y anticonvencional que, previo a la sanción de esta ley, no se haya consultado a las comunidades originarias tal como exige el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo. Esta norma, ratificada por Ley nacional, exige que para otorgar concesiones, para aprobar los proyectos de trabajo, para extender plazos de concesiones o áreas

que se superpongan con el territorio de posesión actual de comunidades originarias resulta indispensable la realización de un proceso de consulta y consentimiento informado. Asimismo, tampoco se advierte una participación en la gestión de los recursos naturales que se están extrayendo en el territorio, ni en la gestión ambiental de esos espacios ni en las ganancias que se generan.

En este contexto, llama la atención que la ley no prevea ni puntualice, ni haga ninguna referencia, ninguna previsión de ningún tipo de procedimiento ni protocolo a seguir para con los territorios de los pueblos originarios que se ocupen; en cambio, sí se exploya extensamente y se prioriza garantizar los intereses empresarios, todo a costa de los derechos humanos de las comunidades originarias.

4.3. Fomento del oligopolio

En el artículo 34 de la ley vigente se determina que “ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente, cualquiera sea su origen”. En el proyecto que está en consideración se elimina esta cláusula, con lo cual se favorece a las empresas que han obtenido concesiones. No se comprenden las razones por las cuales se está dando impulso a una nueva concentración económica. Esta política va a condicionar a varias generaciones de argentinos, ya que se están creando condiciones para que esta importante actividad quede en pocas manos. La consecuencia de esta política puede llegar a implicar dificultades tanto en la fijación de precios como en la posibilidad de establecer políticas que propendan al desarrollo industrial que pueden ser condicionadas por estos grupos empresarios que probablemente estén más interesados en la exportación del crudo en lugar de volcarlo al mercado interno.

4.4. Beneficios económicos: bajas regalías, menores impuestos, libre exportación y eliminación de retenciones

El proyecto presentado por el gobierno plantea un límite del 12 % para las regalías hidrocarburíferas, reducibles hasta un 5 % de acuerdo a la ubicación y productividad, un 15 % al momento de la primera prórroga y hasta el 18 % para las siguientes. Cifras manifiestamente por debajo de lo que cobran la mayoría de países productores de petróleo, incluidos los de la región: Brasil, Bolivia, Venezuela, Colombia, Ecuador, todos con porcentajes cercanos o superiores al 20 %. Bolivia, luego de un referéndum de amplia participación ciudadana, nacionalizó la producción de hidrocarburos, estableciendo que “el Estado retendrá el 50 % del valor de la producción de gas y del petróleo” distribuido un 18 % en concepto de regalías—11 % para los departamentos y 7 % para el Estado central— y el 32 % restante en un impuesto directo a los hidrocarburos, de base imponible idéntica a las regalías.

En Brasil las regalías se encuentran alrededor del 40 % del valor del crudo extraído; a partir de las modificaciones a la ley realizadas por la presidenta Dilma Rousseff en 2013, la distribución entre Estados productores y no productores es más equitativa; el 75 % se destina a la educación y el 25 % a la salud. La ley de hidrocarburos de Colombia, con un gobierno manifiestamente amigable con las empresas, contempla hasta un 25 % de regalías. En Perú el cobro se hace sobre la base de dos mecanismos, de acuerdo a la productividad o los costos, pero en ambos casos con límite superior al 20 %.

A pesar de figurar entre los cinco primeros del “top ten” de países con reserva de petróleo y gas no convencional del mundo, según la EIA, Administración de Información Energética de los Estados Unidos, la propuesta de reforma presentada por el gobierno nos perpetúa entre las regalías más bajas, privilegiando así el interés de las grandes empresas petroleras, beneficiándolas con la porción mayoritaria de la renta petrolera, postergando una vez más la posibilidad de utilizar los beneficios de nuestros recursos naturales no renovables para construir un país mejor, más desarrollado, equitativo y sustentable.

La incorporación a la Ley de Hidrocarburos del régimen de promoción de inversiones establecido en el decreto 929/13 cristaliza hacia el futuro el modelo de acuerdo firmado durante 2013 entre YPF S. A. y la empresa Chevron, altamente criticado por su carácter reservado y por los considerables beneficios que otorga a las empresas, en detrimento de nuestros intereses. En el caso de la incorporación a la ley, estableciendo como base una inversión considerablemente menor, dado que el decreto contemplaba montos superiores a 1.000 millones de dólares para los primeros 5 años y la ley sólo 250 millones para los 3 primeros años.

A pesar de la pérdida del autoabastecimiento, erróneamente se pretende habilitar la exportación de hasta el 20 % del total de la producción, sin retenciones y con libre disponibilidad de esas divisas. En el caso de explotación en plataforma continental hasta un 60 % del total de la producción. Las empresas que realizan explotaciones petroleras, mayoritariamente extranjeras, tienen libertad para exportar sin retenciones y con libre disponibilidad, los argentinos que producen en otras áreas de la economía no cuentan con los mismos beneficios.

El decreto 929/13 establece que los titulares de permisos de explotación convencional tienen derecho a solicitar una concesión de explotación no convencional subdividiendo áreas que ya están operando, aclarando que sobre esa nueva concesión empezarán a correr de cero los 35 años contemplados en la ley 17.319 vigente. La prórroga de la concesión de YPF en el área de Loma La Lata Norte-Loma Campana aprobada por la Legislatura neuquina el año pasado es un claro ejemplo del alcance del decreto mencionado. YPF ya tenía la concesión de las áreas Loma La Lata-Sierra Barrosa y Loma Campana, las cuales vencían en 2027 y 2026

respectivamente. Lo que se hizo fue escindir Loma La Lata Norte de la primera área y unirla a Loma Campana. La concesión de Loma Campana vence dentro de 13 años, pero YPF acordó con Chevron trabajar de manera conjunta por 35 años en esa zona. Por lo tanto, se extendió por otros 22 años que empezarán a correr en 2026. De esta manera, YPF prolongará la concesión hasta el 2048, permitiendo a Chevron el desembarco en la zona por los plazos solicitados.

Este mecanismo de otorgar facilidades para incluir los yacimientos de productos no convencionales que se encuentren dentro de las áreas de explotación convencional favorece a los actuales titulares de concesiones, los mismos que en muchos casos adeudan inversiones y cumplimiento de sus contratos.

4.5. Ausencia de un ente estatal de contralor de reservas, exploración y producción

Este proyecto bajo análisis no contempla la creación de una Agencia Nacional de Hidrocarburos que actúe como regulador de las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos líquidos, sólidos y gaseosos. Esta agencia debería ser autárquica con la misión primordial de coordinar acciones y asistir a la Nación y a las provincias en la actualización de las normativas y el control indispensable para su cumplimiento en cada etapa. Las experiencias de Bolivia, Brasil y España podrían servir de ejemplo sobre la creación y funcionamiento de este tipo de agencias estatales

Consideramos que esta agencia debería tener como una de sus principales funciones evaluar periódicamente el potencial hidrocarburífero del país, actualizar y homogeneizar la normativa legal que rige la actividad (definiendo una política integrada a nivel federal), diseñar y promover la inversión de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, colaborar y asistir a la Nación y a las provincias en el diseño de áreas para exploración y explotación (de acuerdo con las normas y modalidades de contratación teniendo en cuenta la realidad del mercado), evaluar técnica y políticamente las formas y sistemas de exploración y explotación empleados para evitar daños ambientales y pasivos irreversibles garantizando el bienestar de las futuras generaciones de argentinos.

El objetivo de los controles es, sin lugar a dudas, el ejercicio pleno de la soberanía nacional, es decir aplicar la capacidad de decisión sin condicionamientos de ningún tipo, con el fin de sustentar el aprovechamiento de las riquezas en beneficio de un modelo de inclusión que propenda al mayor bienestar, al pleno empleo y al desarrollo de la industria nacional.

5. Repensar el futuro

Esta ley tiene como principal objetivo el de captar divisas para solucionar los problemas coyunturales de este gobierno. No está diagramada para aumentar la producción y llegar al autoabastecimiento, ni para beneficio de las provincias, ni toma en cuenta los pro-

blemas ambientales y sociales que seguramente habrá de acarrear.

Si en lugar de ello se tuviera en miras el interés nacional a largo plazo, hoy estaríamos debatiendo un plan estratégico en materia de energía, que contemple la forma, los mecanismos y los plazos para cambiar la matriz energética argentina, hoy sustentada muy fuertemente por el consumo del recurso gas.

Deberíamos estar debatiendo cómo hacer para impulsar el uso de energías amigables con el medio. La investigación y el desarrollo en esta búsqueda debería ser política de Estado y los recursos necesarios para ello deberían surgir de un aporte específico a efectuarse desde el sector hidrocarburífero. Sostenemos la necesidad de establecer un impuesto al crudo destinado no sólo a la investigación y desarrollo, sino también para la constitución de un fondo de reparación ambiental.

Aspiramos a que esta nueva agenda energética contemple a mediano y largo plazo las inversiones en obras hidroeléctricas; las inversiones en nuevas formas de energía (eólica, solar, mareomotriz); la modernización de la tecnología del transporte público en los grandes núcleos urbanos; la rehabilitación del ferrocarril como eje del sistema de transporte de cargas; el establecimiento de nuevos códigos de edificación que garanticen la conservación energética; la utilización de artefactos eléctricos energéticamente eficientes y la puesta en vigencia de nuevas normas técnicas, nacionales y regionales, para mejorar la utilización de combustibles en la industria automotriz.

Ricardo O. Cuccovillo.

V

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han considerado el proyecto de ley venido en revisión por el cual se modifica la ley 17.319, de hidrocarburos, y el expediente 74-S.-2014 mediante el cual el Honorable Senado remite fe de erratas correspondiente a dicho proyecto; y, por las razones expuestas en el informe que se acompaña y las que dará el miembro informante, aconsejan su rechazo.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

Laura Alonso. – Federico A. Sturzenegger. – Alberto J. Triaca.

INFORME

Honorable Cámara:

El proyecto de ley de hidrocarburos que el Ejecutivo pone a consideración del Congreso conlleva decisiones trascendentales para los derechos de propiedad respecto de los recursos energéticos de la Argentina. Estos cam-

bios, a su vez, se proponen en un momento de urgencia macroeconómica que condiciona la propuesta, potencialmente priorizando el corto plazo por lo necesario para las generaciones futuras.

Una vez más el gobierno decide recurrir a un remedio para intentar salir de una situación dificultosa y de alta complejidad a la que se llegó, consecuencia del desconocimiento de los temas, medidas erróneas y de la negación de la realidad.

La concatenación de distorsiones y asimetrías planteadas por el gobierno nacional, el haber obviado no sólo toda previsión o planificación de mediano y largo plazo, el haber desoído las opiniones de los diferentes actores del sector energético, sumado a condiciones macroeconómicas claramente desfavorables se plasman en el notorio deterioro que muestra hoy el sector energético en su conjunto.

La apuesta de años atrás a la regasificación y la compra de GNL hoy sospechada de sobreprecios, y principal responsable de los sucesivos resultados negativos de la balanza comercial que condujeron a la implementación de medidas como el cierre de las importaciones y el denominado “cepo cambiario” tantas veces negados desde el Ejecutivo y cada vez más cotidiano entre los ciudadanos de a pie son sólo un vago ejemplo de una política energética tan errática y plagada de desaciertos como la política económica desarrollada por el gobierno nacional.

Una vez más nos encontramos a punto de desaprovechar una oportunidad histórica generando una ley a la medida de una compañía y una coyuntura en vez de diseñar una ley que sirva como base de una política de real planificación y desarrollo energético a la medida y necesidad del desarrollo industrial y económico del país y de la sociedad en su conjunto.

En particular, el punto central de la propuesta es facilitar y de hecho otorgar a las empresas petroleras el derecho a prorrogar indefinidamente sus concesiones para la explotación del subsuelo argentino en las condiciones actuales.

Para poder visualizar de lo que se trata, vale la siguiente analogía: uno tiene el alquiler de un inmueble y un día el dueño del mismo regala la posibilidad de renovarlo —a criterio del inquilino— en las mismas condiciones actuales y a perpetuidad. Es obvio que este derecho tiene un valor económico. En este dictamen estimamos dicho “valor” en el contexto de la producción de hidrocarburos de Argentina.¹

¹ Para las áreas todavía sin concesionar (un grupo de relativamente menor relevancia, al menos en lo que respecta a la cuenca neuquina, que será el objeto de este análisis), la ley también erra ya que licita las áreas con una regalía baja, solamente a cambio de un compromiso de inversión. Este error (heredado de la ley 17.319) es altamente perjudicial, dado que coarta los mecanismos por los cuales los gobiernos provinciales pueden apropiarse parte de la renta derivada de la extracción de los recursos de su subsuelo. El mecanismo adecuado sería la licitación contra regalía, canon o pago, definido libremente por la competencia, lo cual asegura tanto

El tema es particularmente importante ya que la ley genera condicionantes para el futuro, sobre todo para quienes pensamos que la construcción de un país debe montarse sobre las bases de lo hecho hasta el momento y construyendo sobre lo actuado. En particular el objetivo de una ley de hidrocarburos debería ser atender a los intereses del Estado, al mismo tiempo de generar las condiciones adecuadas para atraer la inversión privada, componente absolutamente esencial de este proceso, en vistas de la ya reconocida enorme potencialidad del área neuquina en lo que respecta a extracción de recursos no convencionales.

Una primera estimación

Como dijimos, de lo que trata el proyecto es de permitir la extensión de los contratos, sin que los actuales operadores de las áreas deban someterse a una licitación competitiva para su renovación.

¿Cuánto vale la posibilidad de esta extensión que se entrega a título gratuito?

En la actividad hidrocarburífera, los derechos de explotación de un área se asignan mediante concesiones a cierto plazo, con el objetivo de que las empresas puedan extraer y comercializar las reservas de hidrocarburos que existan allí. Lo que plantea el proyecto de ley del Poder Ejecutivo consiste en que estos derechos de explotación podrán ser prorrogados indefinidamente por las empresas, cobrándoles unas regalías que se incrementarían a 15 % (un 3 % adicional sobre el techo de 12 % actual) para los primeros diez años de prórroga, valor que 10 años después se transforma en un 18 %.²

Dado este marco contractual, una manera de estimar la renta transferida (la que deja de cobrar el Estado) es computando la diferencia entre lo que el gobierno cobraría por regalías en un contexto donde las empresas tienen que pujar por obtener o retener las áreas.

Dado que la EIA estima que la cuenca neuquina posee unos 20.000 millones de barriles de petróleo no convencional y cerca de 600 billones de pies cúbicos de gas no convencional, los montos en juego son realmente importantes.

que las inversiones se hacen como que la renta se apropia. Un ejemplo reciente es la licitación de las bandas del 4G. A nadie se le ocurriría licitarlas contra “inversiones” sino que se compite por precio a sabiendas de que el negocio luego justificará las inversiones necesarias. De hecho, tan evidente es esta falta de apropiación, en el marco actual, que luego las áreas petroleras se venden a un precio positivo, precio que, justamente, constituye la renta que dejó de percibir el Estado. Nuevamente, para intentar ilustrar de lo que se trata, es como si uno alquilara un departamento a aquel que promete “decorarlo” mejor, y no a quien paga el mejor alquiler.

2 El contrato incluye un pago del 2 % sobre las reservas comprobadas de recursos convencionales del área al momento de cada prórroga, pero como nuestro análisis está centrado en el recurso no convencional, no debemos computarlo ya que para dicha producción este pago no existe.

Tomando esto en juego, y asumiendo perfiles de producción estimados hasta el año 2025, tiempo por el que vencen una gran cantidad de las concesiones actuales, nuestra estimación es que por cada punto de regalías que se pierde en el arranque de las prórrogas las autoridades concedentes pierden unos 45.000 millones de dólares (asumiendo un precio del gas de 7,5 dólares por mil pies cúbicos) o de 30.000 millones de dólares (asumiendo un precio de 4 dólares).

Entonces, el evitar la instancia de competencia al momento de la renovación implica un costo potencial para los argentinos (parte de esa renta se recupera por impuestos a las ganancias o por la participación estatal en YPF, pero estos elementos son sólo parciales) en particular de las provincias productoras, que podría llegar a tomar valores verdaderamente sorprendentes.

Desde otro punto de análisis del proyecto de ley surge con claridad que las modificaciones previstas no son pensadas de modo de generar un marco necesariamente atractivo para los potenciales inversores internacionales. Dichas modificaciones fueron pensadas fundamentalmente para mejorar la posición de YPF respecto de las provincias o de las empresas petroleras provinciales.

Al mismo tiempo destacamos los aspectos positivos del proyecto, aunque no por ello vamos a dejar de considerar que resultan de escasa relevancia a la hora de atraer inversores. Nos referimos a que las provincias y la Nación acordarán las condiciones de futuros pliegos de licitación, y a que las provincias acuerdan unificar las tasas de ingresos brutos en un valor del 3%, y se fijan criterios uniformes para la aplicación del impuesto a los sellos y los municipios se comprometen a no crear tasas específicas o incrementar las existentes. Si bien son cuestiones razonables y a las claras positivas, cualquier conocedor de cómo se manejan las petroleras y operadores del sector sabe que no son factores determinantes a la hora de la toma de decisiones por parte de los inversores.

Por citar un ejemplo simple que evidencia la real intención del proyecto que no es el de generar un sistema para el afianzamiento y desarrollo energético, mucho menos aún como se pregona en forma reiterada alcanzar el autoabastecimiento.

El sistema propuesto no premia el trabajo acertado y responsable de los operadores, sino la cantidad de dólares que sean capaces de ingresar al país; prueba de ello es que se establece que quienes inviertan más de 250 millones de dólares serán beneficiados por el decreto 929/2013, mientras que una empresa que invierte solamente 200 o 90 millones de dólares en un año pero que a la vez duplica las reservas o la producción no gozará de estos beneficios.

A valor de mercado

El resultado anterior, sobre la renta transferida, corresponde a lo que se desprendería de un cálculo que

no descuenta los flujos futuros (está tomado todo como a plata de hoy).

Una manera de abordar este problema es computando el valor de lo que el gobierno dejaría de percibir utilizando los valores de mercado que hoy se pactan en Argentina, aunque con algún desagio para los no convencionales, donde no existe todavía un mercado tan consolidado o transparente.

Computando, entonces las reservas remanentes al año 2025 (año, como dijimos, donde vencen en su mayoría las concesiones actuales) y evaluándolas a precio de mercado, se obtiene un valor “perdido” de unos 230.000 millones de dólares que se perderían en o a partir de ese año.

Nuevamente, y a riesgo de ser reiterativos, el motivo por el cual ésta es una estimación de la renta transferida consiste en que se trata del valor que las empresas estarían dispuestas a pagar por las reservas estimadas y que lograrán evitar pagar al no verse sometidas a una puja competitiva por dichos recursos.

El argumento del gobierno y el teorema de Coase

El gobierno sostiene el argumento de que es imposible desarrollar la actividad exploratoria con contratos acotados en el tiempo. Según esta postura, la extensión a tiempo infinito de las concesiones mejoraría el valor esperado de las áreas y promovería un proceso de inversión.

El argumento es falaz por dos motivos. El primero es que la inversión no va a ser el producto de “regalar” las áreas o las extensiones. De hecho, estos “regalos” se sabe que no son políticamente sostenibles en el tiempo, por lo que su efecto para incentivar la inversión queda automáticamente diluido. Además, para incentivar la inversión, lo que el sector necesita son reglas de juego lógicas, sostenibles y estructuras de mercado que den libertad para comerciar, exportar, importar, buscar oportunidades de negocios sin interferencia estatal y en un contexto de genuina competencia.

Eso es lo que permitirá un verdadero desarrollo del sector. Esta libertad debe incluir y anclar un régimen fiscal tributario que consagre la libertad para fijar precios y para exportar e importar sin trabas ni retenciones. En otras palabras, el camino a recorrer es el de otorgar al sistema esa seguridad jurídica, y luego ser muy celoso con la propiedad y la disposición de las áreas. Esta ley, por el contrario, transita el camino inverso: deja en el aire todo el marco institucional y “regala” las áreas para ver si alguien, aunque sea en el cortísimo plazo decide apostar algunas fichas, con el consiguiente alivio en el mercado cambiario. Así las segundas reservas de gas no convencional del mundo se entregan a cambio de un beneficio de corto plazo de menor cuantía.

El segundo motivo consiste en que el hecho de que los contratos venzan nada tiene que ver con una eficiente y rápida explotación de los recursos. Lo relevante es definir los derechos de propiedad del yacimiento en cada momento y hacerlo de manera tal que se cuiden

los recursos del pueblo argentino. La solución entonces, si hay problemas de horizonte contractual, es licitar las áreas libremente a partir del momento de finalización del contrato y luego dejar que los “dueños” (que legítima y competitivamente adquirieron las concesiones) maximicen el valor total del recurso. En definitiva, no es más que una simple aplicación de lo que en economía se conoce como el teorema de Coase “resultados eficientes ocurren independientemente de quién es dueño de los derechos de propiedad”.

Coase, que ganó el premio Nobel en Economía por esta intuición, la desarrolló estudiando la licitación de frecuencias de radio que interferían unas con otras. Su solución radicó en que las frecuencias debían licitarse a pesar de las posibles interferencias, y que luego, definidos los derechos de propiedad, eran los propios operadores privados los que resolverían los problemas de externalidades.

No entender esta simple intuición nos puede inclinar a tratar de resolver el problema consolidando los derechos de explotación del área al operador que ya está operando en ella. Pero resolverlo de esta manera implicaría transferir de manera gratuita la renta que una puja competitiva por estas áreas permitiría que el Estado perciba.

El argumento federal

Otro argumento que usa el gobierno es que esto le pone un coto a la apropiación de renta por parte de los gobiernos provinciales y que defiende el federalismo. No entendemos ninguna de estas afirmaciones. Es cierto que las provincias siguen siendo las autoridades concedentes, pero como autoridades concedentes ven totalmente cercenada su libertad para definir los términos de esas concesiones (sobre todo en lo que hace a los recursos que podrían percibir de ellas). Lo que queda, a lo sumo, es un federalismo acotado o simplemente administrativo.

Respecto a que la ley ordena y pone un freno a la apropiación de renta por parte de las provincias, resulta un argumento, cuanto menos, sorprendente. Por un lado porque no se ve por qué una provincia no debiera pelear o luchar por obtener las mejores condiciones de un recurso que le es propio por derecho constitucional. Pero también porque el proyecto no limita la apropiación de rentas por parte de la Nación o, en particular de las propias empresas, incluyendo a YPF.

La ley 17.319 hoy no permite regalías superiores al 12 %, asignándose las áreas de acuerdo a criterios determinados por la inversión comprometida. Algo así como “alquilo mi departamento con un alquiler simbólico a quien me lo decore mejor”. La irrupción de mayores precios del petróleo y el gas y el advenimiento de Vaca Muerta cambiaron radicalmente la situación. Las provincias avanzaron, correctamente, en esquemas de mayor apropiación de la renta, por ejemplo con sistemas de *profit sharing* (llamados aquí *carry*) mediante los cuales se producía una mayor apropiación

de la renta. Decimos correctamente, porque al captar las mejores perspectivas que aparecían en el sector, no reñía en absoluto con su desarrollo.

Abortar este proceso es reducir los ingresos del Estado, o, como pretende esta ley, transferirlo de las provincias a las empresas productoras, el resultado en definitiva que se lograría con la aprobación de este proyecto.

En algunas provincias (por ejemplo, La Pampa) se da directamente el absurdo de que la ley implicaría “bajar” las regalías que las provincias perciben actualmente.

Entre otras cosas el proyecto elimina la devolución parcial de áreas exploratorias que contempla la ley vigente, con lo cual si un productor encuentra petróleo en un área, mantiene la totalidad de la misma y no tiene, como es actualmente, que devolver la mitad de ella al Estado. Esto implica que las áreas quedan subsumidas bajo un único operador, y la velocidad de inversión estará supeditada a las posibilidades financieras y de asociación de este último. De esta manera, se limitan simultáneamente los ingresos que el Estado podría percibir por un mejor aprovechamiento de las tierras.

Además, al extender los plazos de los contratos, aumenta el valor de la estrategia de “esperar” a que haya un momento más propicio para explorar y explotar, probablemente ralentizando el proceso de inversión. Este comportamiento también paralizaría la producción, tornando más vulnerable al país en lo que respecta al posible desabastecimiento de combustibles.

En lo que respecta a la protección ambiental, el proyecto de ley sólo menciona la intención de generar una ley marco 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 lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente. Una vez más se pone el caballo delante del carro; consideramos que el marco de protección ambiental debe ser previo o simultáneo a la generación del marco de inversiones, de modo de reducir lo máximo posible los focos de conflictividad que eventualmente pudieren surgir afectando el normal desenvolvimiento de las tareas de explotación.

Por último, los recursos naturales y su extracción generan a nivel mundial ingresos millonarios.

La utilización responsable de esos ingresos podría impactar positivamente en el nivel de desarrollo de los países involucrados. Una administración responsable de esos recursos millonarios requiere indefectiblemente de una gestión basada en la transparencia. “...Si las empresas divulgan lo que pagan y los gobiernos divulgan lo que reciben, los ciudadanos pueden comparar cifras y exigir a sus líderes que rindan cuentas sobre la administración de esa valiosa fuente de ingresos...”³

El uso deficiente de estos recursos naturales puede por otro lado, generar o profundizar la inestabilidad

económica, promover el conflicto social y provocar daños ambientales irreparables.

Es un deber de los Estados publicar información respecto de qué es lo que sucede con esos recursos, y es un derecho de la ciudadanía acceder a esa información.

El dictamen de mayoría carece por completo de cualquier tipo de propuesta relativa a la implementación de políticas de transparencia y acceso a la información de la industria hidrocarburífera de la Argentina.

Es por ello que propondremos en un proyecto independiente la creación de un régimen especial de publicidad de la información, estableciendo obligaciones tanto al Estado como a las empresas a publicar información acerca de los recursos provenientes de la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y cuyo objeto será el de poner a disposición de la población con carácter permanente toda la información relativa a la exploración y la explotación de hidrocarburos, como recursos de máximo interés federal.

Habiendo plasmado las propuestas pertinentes para la mejora del proyecto de ley, y por todo lo expuesto, nos oponemos al proyecto de ley que modifica la ley 17.319 de hidrocarburos.

Federico A. Sturzenegger.

VI

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda han considerado el proyecto de ley venido en revisión del Honorable Senado por el cual se modifica la ley 17.319, de hidrocarburos, y, por las razones expuestas en el informe que se acompaña y las que dará el miembro informante, aconsejan la sanción del siguiente

PROYECTO DE LEY

El Senado y Cámara de Diputados, ...

LEY DE HIDROCARBUROS, AUDITORÍA INTEGRAL DE HIDROCARBUROS, RÉGIMEN REGULATORIO E INVERSIONES Y ROL DE YPF

TÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1° – La soberanía energética de la Nación tendrá una matriz independiente de todo requerimiento externo. En virtud de ello los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio de la República Argentina, Antártida, islas

³ <http://www.resourcegovernance.org/node/4516>

Malvinas, islas del Atlántico Sur y la plataforma continental, constituyen bienes estratégicos y son patrimonio inalienable e imprescriptible de la Nación Argentina. Las provincias en cuyo territorio se encuentren tienen el dominio originario, conforme el artículo 124 de la Constitución, siendo el dominio jurisdiccional del Estado nacional.

Art. 2° – Se declara de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina, el logro del autoabastecimiento energético, en base a una matriz lo más diversificada posible a fin de garantizar la calidad de vida y el ambiente para todos los habitantes del territorio argentino

Art. 3° – Se declara de interés público nacional el autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos, con el fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las distintas provincias y regiones del país.

Art. 4° – El Poder Ejecutivo nacional es quien fija la política de hidrocarburos, a través del Consejo Nacional de Hidrocarburos, el que arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines del presente, con el concurso de los estados provinciales, del capital público y privado, nacional y extranjero bajo control de los otros poderes del Estado y de la sociedad civil organizada, quien deberá avalar mediante los procedimientos que se reglamenten su participación en los estudios de impacto ambiental que se efectúen de conformidad con la normativa legal vigente.

El Consejo Nacional de Hidrocarburos estará constituido por los representantes de los estados provinciales, un (1) representante del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, un (1) representante del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, un (1) representante de la Secretaría de Energía de la Nación, un (1) representante de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable y dos (2) representantes de los trabajadores.

Art. 5° – Se establecen como principios de la política energética de la República Argentina los siguientes:

a) La investigación y promoción de las fuentes de energía limpias y renovables, distribuidas para impulsar el desarrollo productivo, social y cultural locales; la ocupación plena y equilibrada del territorio nacional, la equidad social y la sustentabilidad ambiental.

b) Desarrollar participativamente un plan estratégico de transición a energías renovables (PETER), con objetivos, metas y cronograma de realización para superar en cuanto sea posible la actual matriz energética basada en hidrocarburos y otras fuentes contaminantes y/o de alto riesgo para la vida, la salud y el ambiente.

c) La exploración y explotación de fuentes de energía hidrocarburífera y la explotación de hidrocarburos para otros propósitos, como la fabricación de plásticos,

fertilizantes y todos aquellos elementos que puedan ser utilizados industrialmente. Constituyen asimismo actividades de interés nacional la conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y la restitución de reservas son parte ineludible del plan de transición.

d) La optimización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto plazo, y el debido mantenimiento del mismo.

e) La incorporación de nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al mejoramiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y la promoción del desarrollo científico-tecnológico en la República Argentina con ese objeto.

f) La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, cantidad, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos.

g) En todos aquellos yacimientos que involucren territorios pertenecientes a comunidades indígenas será obligación del Estado el garantizar el proceso de consulta a fin de obtener el consentimiento libre, previo e informado de los pueblos interesados, conforme el artículo 6° de la ley 24.071 (Convenio 169 de la OIT).

h) La realización de una auditoría periódica de reservas y producción de hidrocarburos.

i) Creación de una reserva estratégica de hidrocarburos, con la cantidad necesaria de crudo, para abastecer a las refinerías domésticas por un mes a los efectos de contemplar la oportuna refinación de los hidrocarburos existentes de diversa naturaleza.

j) En todas las explotaciones que se realicen, se tendrá presente el principio precautorio, el consenso necesario y la licencia social. Esta licencia es el respaldo que otorga la sociedad civil para la realización de todo proyecto desde su inicio hasta su finalización.

k) A los efectos indicados en el inciso anterior para el otorgamiento de tales licencias, se deberán tomar en cuenta la necesaria realización de audiencias públicas y consultas a organismos técnicos.

Art. 6° – Prohíbese en todo el territorio de la Nación la explotación de recursos fósiles no convencionales, mediante el sistema de fractura hidráulica y la perforación horizontal mediante métodos de fractura, fisuras de la roca y otras formas extractivas mediante la inyección de arenas y fluidos químicos de diversa naturaleza.

Art. 7° – Los permisos de exploración y concesión de explotación mediante el sistema de fractura hidráulica caducarán de pleno derecho desde la entrada en vigencia de la presente ley, no pudiendo los titulares de los mismos ampararse en norma alguna a los efectos de continuar con la actividad.

Art. 8° – Desde el momento que se produzca la caducidad de los permisos indicados en la cláusula precedente, las áreas serán revertidas al Estado nacional o provincial, según donde se encuentren.

Art. 9° – Desde la entrada en vigencia de la presente ley, todos aquellos concesionarios que sean titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación mediante el sistema de fractura hidráulica cesarán en forma inmediata su actividad, debiendo efectuarse un control estricto por parte de la autoridad de aplicación durante los seis (6) meses posteriores a la cesación de la actividad, con el objeto de determinar cualquier actividad en las áreas que ocasionen daños ambientales, movimientos irregulares del suelo explotado, perjuicio a la salud de los habitantes del lugar, contaminación de los acuíferos, fallas subterráneas, polución.

Art. 10. – La autoridad de aplicación verificará el estricto cumplimiento de las normas ambientales por parte de las empresas concesionarias que hayan cesado en su actividad, fijando los plazos que estime convenientes para asegurar la supervisión de las áreas hasta que se considere la inexistencia de cualquier posibilidad de las afectaciones señaladas en el artículo 9°.

Art. 11. – A los efectos de indemnizar a los titulares de permisos a que hace referencia el artículo 7° de la presente ley, por gastos en que pudieren haber incurrido hasta la caducidad de los contratos, el Tribunal de Tasaciones de la Nación fijará los montos que correspondan.

Art. 12. – Los pagos que determine el Tribunal de Tasaciones serán efectuados una vez que transcurran los plazos fijados en el artículo 8°, siempre y cuando no se hubieren comprobado daños en el ambiente que pudieran ser objeto de una reclamación por parte del Estado nacional, en cuyo caso se establecerá el valor de los mismos, a los efectos de realizar la deducción correspondiente de la cifra que corresponda pagar.

En el caso de haberse comprobado la existencia de daños al ambiente y a la salud de las personas, la autoridad de aplicación establecerá el valor de los mismos mediante la debida consulta a los organismos competentes. En tal caso también se deberán evaluar las consecuencias futuras de la afectación, que integrarán el monto que deberá reclamarse a los permisionarios.

Art. 13. – Sustitúyase el artículo 15 de la ley 26.741 por el siguiente:

Artículo 15: Para el desarrollo de su actividad, YPF Sociedad Anónima se transformará en una sociedad del Estado (SE), en los términos de la ley 20.705.

Su gestión se regirá bajo las normas de control previstas en la administración pública nacional y la Auditoría General de la Nación la incluirá en su plan de gestión anual.

Art. 14. – Derógase cualquier otra norma que esté en oposición a lo estipulado en el artículo 8°.

Art. 15. – Las actividades relativas al estudio, exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, una vez nacionalizada y constituida en sociedad del Estado.

Hasta el momento en que se produzca la nacionalización y estatización definitiva de YPF, las empresas que son concesionarias tendrán la característica de contratistas.

Art. 16. – Con la puesta en vigencia de la presente ley caducarán de pleno derecho todas las concesiones otorgadas en violación a la misma que serán revertidas al Estado nacional; las obtenidas por reconversiones o conversiones de contratos de explotación derivados de los decretos 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 y demás decretos desreguladores, y las prorrogadas en violación al artículo 35 de la ley “de facto” 17.319 como Loma de la Lata y Cerro Dragón, que no hubieren sido nulificadas, conforme a su artículo 79, inciso c). Asimismo, las reglas de la presente ley serán aplicables a los contratos de explotación en curso de ejecución y, en general, a las situaciones jurídicas subsistentes, sin perjuicio de los derechos adquiridos.

Art. 17. – Se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación todos los criaderos, fuentes y depósitos naturales de petróleo y de los hidrocarburos líquidos y gaseosos que se encuentren en el subsuelo o que surjan de la superficie de la tierra y que hubiesen sido concedidos a empresas o particulares por el Estado nacional o provincial, en violación a las disposiciones de la ley 17.319 y que se opongan a los términos de la presente ley.

Art. 18. – El Poder Ejecutivo fijará la política nacional en materia de hidrocarburos, siendo su objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país, con el producto de sus yacimientos y con la debida custodia de sus reservas para asegurar esa finalidad, dentro de las más modernas técnicas de uso racional de la energía.

Art. 19. – Queda prohibido en todo el territorio nacional el otorgamiento de concesiones que recaigan sobre los yacimientos de hidrocarburos a que se refiere la presente ley, así como la celebración de cualquier otro contrato sea cual sea su denominación en violación a las disposiciones de la presente ley. Los contratos de asociación que se celebren con empresas privadas, nacionales y extranjeras que contengan cláusulas lesivas o contrarias al interés nacional, o que de cualquier modo pudieran gravitar en la economía de la República, serán nulos de nulidad absoluta, lo cual será determinado por la autoridad de aplicación.

Art. 20. – Los titulares de contratos de asociación que eventualmente puedan ser concedidos a empresas mixtas o privadas de manera temporal deberán poner a disposición de YPF los hidrocarburos que extraigan quien podrá transportarlos, comercializarlos e industrializarlos, de conformidad con la reglamentación que se dicte, y teniendo en cuenta la conveniencia del mercado interno.

Art. 21. – El Estado nacional reconoce y garantiza a las provincias en cuyos territorios se encuentren los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos una participación igual al 20 % del producido neto

de las actividades económicas de la zona productiva, y una participación del 10 % a las restantes provincias.

Las provincias que reciban una participación del 20 % destinarán el 30 % de la referida participación a los municipios que se encuentren en las mismas.

Art. 22. – Los bienes y actividades de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, en cuanto Sociedad del Estado, quedarán exentos de toda clase de gravámenes, impuestos y tasas de carácter nacional, provincial y municipal, con excepción de los tributos que se destinen específicamente a los fines señalados en el artículo 16 de la presente ley, a partir de su fecha de sanción.

Art. 23. – En razón de que todas las actividades integrantes del ciclo económico de los hidrocarburos, como la exploración, extracción, transporte, refinación, industrialización, distribución y comercialización, constituyen un servicio público, será el Estado nacional quien determine los precios y tarifas de los mismos en todas las etapas.

Art. 24. – A los efectos de obtener contratos de asociación, y sin perjuicio de cumplir con la totalidad de las disposiciones vigentes, las empresas contratistas deberán constituir domicilio legal en la República, poseer capacidad técnica comprobada y solvencia financiera para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado. Además serán por exclusiva cuenta de las empresas los riesgos propios de la actividad minera, los que en ningún caso podrán ser transferidos al Estado nacional.

Art. 25. – Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas a juicio del Consejo Nacional de Hidrocarburos no lo hicieran aconsejable. Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales.

Queda prohibida la exportación de gas natural y petróleo crudo.

La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo nacional.

Art. 26. – El Poder Ejecutivo nacional, previo dictamen del Consejo Nacional de Hidrocarburos, determinará las áreas en las que otorgará contratos de explotación.

Art. 27. – A los fines de la exploración y explotación de hidrocarburos del territorio de la República y de su plataforma continental, quedan establecidas las siguientes categorías de reservas, sin perjuicio de otras clasificaciones o denominaciones que considere necesario efectuar el Poder Ejecutivo nacional:

- I. Probadas: Las que correspondan con trampas estructurales, sedimentarias o estratigráficas donde se haya comprobado la existencia de

hidrocarburos que puedan ser comercialmente explotables.

- II. Posibles: Son aquellas sobre las que se tiene certeza aproximada al 10 % que podrán ser recuperadas utilizando la tecnología existente.
- III. Probables: Son aquellas sobre las que se tiene una certeza aproximada al 50 % que podrán ser recuperadas utilizando la tecnología existente.

Art. 28. – YPF y otras empresas estatales constituirán elementos fundamentales en el logro de los objetivos fijados y desarrollarán sus actividades de exploración y explotación en las zonas que el Estado reserve en su favor. En el futuro el Poder Ejecutivo, en relación con los planes de acción, podrá asignar nuevas áreas a esas empresas, las que podrán ejercer sus actividades 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, siempre que se cumplan las disposiciones de la presente ley.

Art. 29. – Se establece un impuesto al petróleo crudo procesado que será del 12 % del valor del ingreso de los hidrocarburos a la refinería. El referido impuesto estará destinado de manera exclusiva a la construcción de represas hidroeléctricas, el desarrollo de energías no renovables y alternativas, el saneamiento del medio ambiente y la reconstrucción del sistema ferroviario nacional.

TÍTULO II

Auditoría integral de hidrocarburos

Art. 30. – El Estado nacional, en conjunto con los estados provinciales correspondientes, procederán a realizar una Auditoría Integral de Recursos Hidrocarbúferos en las áreas que, hasta el presente, hubieren estado bajo permiso y/o concesión de hidrocarburos nacionales como provinciales en un plazo de seis (6) meses desde la promulgación de la presente ley.

Art. 31. – La Auditoría Integral de Recursos Hidrocarbúferos deberá ser realizada por especialistas idóneos en la actividad de la Secretaría de Energía de la Nación, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y de universidades públicas nacionales.

Art. 32. – La Auditoría Integral de Recursos Hidrocarbúferos deberá estimar las reservas comprobadas, probables y posibles y los recursos de hidrocarburos líquidos, sólidos y gaseosos, tanto hasta el final del período de concesión como hasta el final de la vida útil de cada yacimiento, concesión y permiso, según las definiciones estipuladas en la resolución 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación o las que las reemplacen en el futuro.

Art. 33. – El informe de la Auditoría Integral de Recursos Hidrocarburíferos incluirá por cada permiso o contrato: nombre de la compañía operadora; compañías concesionarias y su participación; realización de las inversiones a ejecutar informadas a la Secretaría de Energía según resolución 2.057/2005 y el decreto 1.277/12, que reglamenta la ley 26.741/12; amortizaciones y depreciaciones de las inversiones realizadas; costos por barril equivalente de petróleo y erogación de impuestos y regalías.

Art. 34. – La Auditoría Integral de Recursos Hidrocarburíferos contendrá un estudio del impacto ambiental y del cumplimiento de las normativas medioambientales correspondientes en cada yacimiento, permiso o concesión.

Art. 35. – En el caso de identificarse pasivos ambientales, la Secretaría de Energía, con la asistencia de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, dependiente de la Jefatura de Gabinete de Ministros, y el correspondiente organismo de control ambiental provincial deberán estimar el costo de su remediación.

Art. 36. – Los costos de la Auditoría Integral de Recursos Hidrocarburíferos estarán a cargo de los permisionarios y concesionarios, cuya retribución deberá corresponderse con los valores corrientes de mercado para este tipo de estudios.

Art. 37. – Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a las disposiciones de esta ley.

Art. 38. – La Secretaría de Energía de la Nación es responsable de la elaboración periódica de las estadísticas relacionadas con la actividad hidrocarburífera, incluyendo reservas comprobadas, probables y recursos por operador y por contratista; costos de extracción y precios de venta promedios por cuenca; pozos y metros perforados por contrato o permiso, tipo y operador; liquidación de regalías y toda aquella variable que entienda necesaria.

Art. 39. – Los resultados de las Auditorías Integrales de Recursos Hidrocarburíferos y todas las estadísticas de la actividad hidrocarburífera tendrán carácter y acceso público.

TÍTULO III

Régimen regulatorio e inversiones

Art. 40. – Deróguense los decretos 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89. En un plazo de 180 días el Congreso de la Nación dictará un nuevo marco regulatorio nacional en materia de explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y de presupuestos mínimos.

Art. 41. – Elimínese el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/13.

Art. 42. – Elimínese el decreto 927/13, mediante el cual se establecen derechos de importación especiales para determinados bienes de capital.

Art. 43. – Elimínese el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, creado por la resolución 1/13 y el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, creado por la resolución 60/13, ambos dictados por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, dependiente de la Secretaría de Programación Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

TÍTULO IV

Derechos y obligaciones principales

SECCIÓN 1ª

Permisos de exploración

Art. 44. – El permiso de exploración confiere el derecho exclusivo de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de hidrocarburos dentro del perímetro delimitado por el permiso y durante los plazos que fije la reglamentación y deberán ajustarse a las reglas que se establecen en los artículos que siguen.

Art. 45. – A todo titular de un permiso de exploración y explotación le corresponde el derecho de obtener un (1) contrato de asociación para la explotación de los hidrocarburos que descubra en el perímetro delimitado por el permiso, con arreglo a las normas vigentes al tiempo de otorgarse este último.

Art. 46. – Los contratos de asociación serán aprobados por el Poder Ejecutivo y otorgados por YPF a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados en la sección 4ª.

Art. 47. – El permiso de exploración autoriza la realización de los trabajos mencionados en el artículo 13 y de todos aquellos que las mejores técnicas aconsejen, y la perforación de pozos exploratorios, con las limitaciones establecidas por el Poder Ejecutivo, de acuerdo con los objetivos establecidos en la presente ley. Todo lo cual será efectuado por cuenta y orden de YPF S.E.

El permiso autoriza asimismo a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran, todo ello con arreglo a lo establecido en la Sección 3ª y las demás disposiciones que sean aplicables.

Art. 48. – La adjudicación de un permiso de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar hidrocarburos con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones necesarias a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda.

Art. 49. – La autoridad de aplicación verificará el estricto cumplimiento de las normas ambientales por

parte de las empresas concesionarias, que estarán impedidas de utilizar cualquier técnica que pueda ocasionar daños a la población del lugar, contaminación y daños ambientales.

Si la inversión realizada en cualquiera de dichos períodos fuera inferior a la comprometida, el permisionario deberá abonar a YPF la diferencia resultante, salvo caso fortuito o de fuerza mayor. Si mediaren acreditadas y aceptadas dificultades técnicas a juicio de YPF, podrá autorizarse la sustitución de dicho pago por el incremento de los compromisos establecidos para el período siguiente en una suma igual a la no invertida.

La renuncia del permisionario al derecho de exploración le obliga a abonar a YPF el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas, que correspondan al período en que dicha renuncia se produzca.

Si en cualquiera de los períodos las inversiones correspondientes a trabajos técnicamente aceptables superaran las sumas comprometidas, el permisionario podrá reducir en un importe igual al excedente las inversiones que correspondan al período siguiente, siempre que ello no afecte la realización de los trabajos indispensables para la eficaz exploración del área.

Cuando el permiso de exploración fuera parcialmente convertido en un contrato de asociación, la autoridad

de aplicación podrá admitir que hasta el cincuenta por ciento (50 %) del remanente de la inversión que corresponda a la superficie abarcada por esa transformación sea destinado a la explotación de la misma, siempre que el resto del monto comprometido incremente la inversión pendiente en el área de exploración.

Art. 50. – El permisionario que descubriere hidrocarburos deberá efectuar dentro de los treinta (30) días, bajo apercibimiento de incurrir en las sanciones establecidas en el título VII, la correspondiente denuncia ante YPF, y pondrá a disposición de la misma los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios.

Art. 51. – Dentro de los treinta (30) días de la fecha en la que el permisionario, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, determine que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable, deberá declarar ante YPF su voluntad de obtener el correspondiente contrato de asociación.

El omitir la precitada declaración u ocultar la condición de comercialmente explotable de un yacimiento dará lugar a la aplicación de la sanción prevista y reglada en los artículos 86 y 87.

Art. 52. – Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada concurso con los máximos siguientes:

Plazo básico:	— 1er. período hasta cuatro	(4) años
	— 2do. período hasta tres	(3) años
	— 3er. período hasta dos	(2) años
Período de prórroga:	hasta cinco	(5) años

Para las exploraciones en la plataforma continental cada uno de los períodos del plazo básico podrá incrementarse en un (1) año.

Art. 53. – Podrán otorgarse permisos de exploración solamente en zonas posibles. La unidad de exploración tendrá una superficie de 100 kilómetros cuadrados, no pudiendo concederse más de 15 unidades de exploración, y 20 unidades en el caso de la exploración *offshore*.

Con excepción de YPF, ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco

(5) permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta. Tal limitación rige igualmente para las uniones transitorias empresas, que en conjunto no podrán en ningún caso superar el límite anteriormente fijado en cuanto a la titularidad de los referidos permisos

Art. 54. – Son obligaciones de los contratistas:

- a) 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 (50 %)

de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período;

- b) Al término del plazo básico el permisionario restituirá el total del área remanente, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50 % del área remanente antes del fenecimiento del último período de dicho plazo básico;
- c) En todos los casos, el permisionario obrará por cuenta y orden de YPF S.E.;
- d) Si el permiso se convirtiera en un contrato de asociación, se regirá por las normas contenidas en la sección 2ª.

SECCIÓN 2ª

Contratos de asociación

Art. 55. – El contrato de asociación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos dentro los plazos fijados en el artículo 63.

Art. 56. – A todo titular de un contrato corresponde el derecho de obtener un permiso para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la sección 3ª del presente título.

Art. 57. – Los contratos de asociación para la explotación serán aprobados por YPF y otorgados a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 44 cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 49.

El Poder Ejecutivo nacional, además podrá otorgar contratos de asociación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la sección 4ª del presente título.

Esta modalidad de contrato no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables, corriendo el riesgo a cargo de la empresa contratista.

Art. 58. – El contrato de asociación autoriza a realizar dentro de los parámetros especificados en el respectivo título los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro de los límites que fijara YPF al realizarse la respectiva contratación. Autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades, los que quedarán como propiedad de YPF a la finalización del contrato. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso.

Art. 59. – Todo particular contratista 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 el contrato, 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. La explotación de los yacimientos otorgados por el contrato tendrá como contrapartida la obligatoriedad de realizar inversiones a los efectos de mantener el nivel de reservas que garantice el abastecimiento permanente para el mercado interno.

Art. 60. – Dentro de los noventa (90) días de haber formulado la declaración a que se refiere el artículo 50 y posteriormente en forma periódica, el contratista someterá a la aprobación de YPF los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación. Tales programas deberán cumplir los requisitos establecidos en el artículo 59 y ser aptos para acelerar en todo lo posible la delimitación final de área de concesión con arreglo al artículo 45.

Art. 61. – Cada uno de los lotes abarcados por un contrato deberá coincidir lo más aproximadamente posible con todo o parte de trampas productivas de hidrocarburos comercialmente explotables.

El contratista deberá practicar la mensura de cada uno de dichos lotes, debiendo reajustar sus límites conforme al mejor conocimiento que adquiera de las trampas productivas.

En ningún caso los límites de cada lote podrán exceder el área retenida del permiso de exploración.

Art. 62. – El área máxima de un contrato de asociación será de doscientos cincuenta (250) km², pudiendo ampliarse por decisión del Poder Ejecutivo de manera excepcional y siempre que existieran razones justificadas para ampliar el nivel de las reservas.

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) contratos de asociación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen. Análogamente, regirá la misma limitación para las uniones transitorias de empresas, que en ningún caso podrán exceder el número de contratos fijados.

Art. 63. – Los contratos de asociación tendrán una vigencia de diez (10) años a contar desde la fecha de la resolución que los otorgue. El Poder Ejecutivo nacional podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el contratista haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del contrato. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación máxima de hasta seis (6) meses al vencimiento del contrato.

Art. 64. – YPF vigilará el cumplimiento por parte de los contratistas de las obligaciones que esta ley

les asigna, conforme a los procedimientos que fije la reglamentación.

Vigilará, asimismo, que no se causen perjuicios a los permisionarios o contratistas vecinos y, de no mediar acuerdo entre las partes, impondrá condiciones de explotación en las zonas limítrofes a las que sean materia de contratos asignados.

Art. 65. – La reversión total o parcial al Estado de una o más zonas comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento.

Art. 66. – El contratista de YPF que en el curso de los trabajos autorizados en virtud de esta ley descubriera sustancias minerales no comprendidas en este ordenamiento pondrá las mismas a disposición de la Secretaría de Energía, quien fijará la retribución que corresponda por los valores incorporados al Estado.

Cuando el propietario de una mina, cualquiera sea la categoría de las sustancias, hallare hidrocarburos, lo comunicará a la autoridad de aplicación dentro de los quince (15) días del hallazgo, a fin de que decida sobre el particular conforme a la presente ley.

SECCIÓN 3ª

Contrato de transporte

Art. 67. – YPF podrá otorgar contratos de transporte, durante los plazos que fija el artículo 63, a los efectos de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes, y en todos los casos por cuenta y orden de YPF S.E.

Art. 68. – Los contratos de transporte serán otorgados por YPF a las personas físicas o jurídicas que reúnan los requisitos y observen los procedimientos que la sección 5ª especifica.

Los concesionarios de explotación que, ejercitando el derecho conferido por el artículo 68, dispongan la construcción de obras permanentes para el transporte de hidrocarburos que excedan los límites de alguno de los lotes concedidos, estarán obligados a constituirse en contratistas de transporte, ajustándose a las condiciones y requisitos respectivos, cuya observancia verificará YPF. Que es la empresa para la cual se realizarán los transportes indicados.

Art. 69. – Los contratos a que se refiere la presente sección serán otorgados por un plazo de quince (15) años a contar desde la fecha de adjudicación, pudiendo el Poder Ejecutivo nacional, a petición de los titulares, prorrogarlos por hasta diez (10) años más por resolución fundada. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho. La prórroga sólo podrá solicitarse con una anticipación no mayor a los seis meses previo al vencimiento del contrato.

Art. 70. – Los contratos de transporte en ningún caso implicarán un privilegio de exclusividad que impida a YPF otorgar iguales derechos a terceros en la misma zona.

Art. 71. – Mientras sus instalaciones tengan capacidad vacante y no existan razones técnicas que lo impidan, los contratistas estarán obligados a transportar los hidrocarburos de terceros sin discriminación de personas y al mismo precio para todos en igualdad de circunstancias. Pero esta obligación quedará subordinada, sin embargo, a la satisfacción de las necesidades del propio contratista.

En los contratos de asociación se especificarán las bases para el establecimiento de las tarifas y condiciones de la prestación del servicio de transporte.

Dado que los contratos referidos serán otorgados por YPF, la empresa establecerá normas de coordinación y complementación de los sistemas de transporte.

Art. 72. – En todo cuanto no exista previsión expresa en esta ley o su reglamentación, a los respectivos contratos de asociación, con relación a transporte de hidrocarburos fluidos por cuenta de terceros, serán de aplicación las normas que rijan los transportes.

SECCIÓN 4ª

Adjudicaciones

Art. 73. – Los permisos y contratos regulados por esta ley serán adjudicados mediante concursos públicos en los cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 26 y cumpla los requisitos exigidos en esta sección.

Los contratos que resulten de la aplicación de los artículos 57, párrafo 1º, y 68, párrafo 2º, serán adjudicados conforme a los procedimientos establecidos en el título II.

Art. 74. – El Poder Ejecutivo nacional determinará en la oportunidad que estime más conveniente para alcanzar los objetivos de esta ley, las áreas con respecto a las cuales YPF dentro de los lineamientos fijados en la presente ley, dispondrá la realización de los concursos destinados a otorgar permisos y contratos de asociación.

Art. 75. – Dispuesto el llamado a concurso en cualquiera de los procedimientos considerados por los artículos 63 y 64, la autoridad de aplicación dictará las normas a las cuales se ajustarán los contratos,

confeccionando YPF los pliegos respectivos, los que consignarán a título ilustrativo y con mención de su origen las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas.

Asimismo, los pliegos contendrán las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciarán 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 se comprometan, y ventajas especiales para la Nación, incluyendo bonificaciones, pagos iniciales diferidos o progresivos, obras de interés general, etcétera.

El llamado a concurso deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por los medios que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

Art. 76. – La autoridad de aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta que, a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo, resultare en definitiva la más conveniente a los intereses de la Nación, debiendo tenerse en cuenta además para la aceptación de la oferta la solvencia técnica, económica y financiera que sea presentada.

Es atribución del Poder Ejecutivo nacional, de acuerdo con el dictamen que efectúe YPF, rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en el concurso, si la oferta respondiere específicamente a lo requerido en los pliegos respectivos.

Art. 77. – Hasta treinta (30) días antes de la fecha en que se inicie la recepción de ofertas, quienes se consideren lesionados por el llamado a concurso, sea cual fuere la razón que invoquen, podrán formular oposición escrita ante la autoridad de aplicación acompañando la documentación en que aquélla se funde.

Dicha autoridad podrá dejar en suspenso el concurso si, a su juicio, la oposición fue fundada documentada y suficientemente.

Art. 78. – Podrán presentar ofertas las personas inscriptas en el registro que la autoridad de aplicación habilitará al efecto y aquellas que, sin estarlo, inicien el correspondiente trámite antes de los diez (10) días de la fecha en que se inicie la recepción de las propuestas y cumplan los requisitos que se exijan.

Art. 79. – No podrán inscribirse en el registro precitado ni presentar ofertas válidas para optar a permisos y contratos de asociación regidos por esta ley, las personas jurídicas extranjeras de derecho público en calidad de tales y las personas jurídicas extranjeras que no tengan domicilio legal en la República.

Art. 80. – Los interesados presentarán juntamente con sus ofertas, una garantía de mantenimiento de sus propuestas en las formas admitidas y por los montos fijados en la reglamentación o en los pliegos de condiciones.

Art. 81. – Pendiente de adjudicación un concurso, no podrá llamarse otro sobre la misma área. En caso de que así ocurriera, los afectados podrán hacer valer sus derechos mediante oposición al llamado, en la forma y tiempo previstos por el artículo 49.

Art. 82. – Cualquiera sea el resultado del concurso, los oferentes no podrán reclamar válidamente perjuicio alguno indemnizable por el Estado con motivo de la presentación de propuestas, ni repetir contra éste los gastos irrogados por su preparación o estudio.

Art. 83. – Toda adjudicación de permisos o contratos regidos por esta ley y la aceptación de sus cesiones será protocolizada o, en su caso, anotada marginalmente, sin cargo, por el escribano general de gobierno en el registro del Estado nacional, constituyendo el testimonio de este asiento el título formal del derecho otorgado.

SECCIÓN 5ª

Tributos

Art. 84. – Los titulares de permisos de exploración y contratos de asociación para la explotación de los hidrocarburos estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o contrato respectivo, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente:

- a) Según les corresponda, deberán cumplir con el pago de todos los tributos provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación, pero durante la vigencia de los permisos y contratos, las provincias y municipalidades no podrán gravar a sus titulares con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos;
- b) La Administración Federal de Ingresos Públicos tendrá a su cargo la aplicación, percepción y fiscalización del impuesto fijado en el artículo 29 y otros tributos que pudieran establecerse, con arreglo a las disposiciones de la ley 11.683 (t. o. 1960 y sus modificaciones) y sus reglamentaciones.

Art. 85. – YPF pagará al Estado nacional un canon del 3 % de acuerdo al área de la superficie explotada y una regalía del 30 %, distribuyéndose la misma de conformidad con las siguientes pautas:

- a) El 20 % del valor indicado en el artículo 87 a las provincias productoras de hidrocarburos;
- b) El 10 % a las restantes provincias.

Art. 86. – El porcentaje indicado en el artículo anterior será percibido en efectivo, o en bonos emitidos por el Estado nacional.

Art. 87. – El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la autoridad de aplicación.

Art. 88. – No serán gravados con regalías los hidrocarburos usados por el contratista, contratante o el permisionario por necesidades de las explotaciones y exploraciones.

Art. 89. – Las ventajas especiales para la Nación que los contratistas y el contratante hayan comprometido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 75 serán exigibles en la forma y oportunidad que en cada caso se establezca.

Art. 90. – Los hidrocarburos que se pierdan por culpa o negligencia de YPF y/o del contratista serán incluidos en el cómputo de su respectiva producción, a los efectos tributarios consiguientes, sin perjuicio de las sanciones que fuere del caso aplicar.

TÍTULO V

Otros derechos y obligaciones

Art. 91. – YPF deberá incluir en los contratos que celebre con los permisionarios y contratistas mencionados en las secciones 1ª, 2ª y 3ª del título IV de esta ley, a los efectos del ejercicio de sus atribuciones, todas las limitaciones legales existentes establecidas por esta ley para el ejercicio de sus derechos. Las pertinentes tramitaciones se realizarán por intermedio de la autoridad de aplicación, debiendo comunicarse a las autoridades mineras jurisdiccionales, en cuanto corresponda, las resoluciones que se adopten.

Art. 92. – Las mismas limitaciones serán consignadas en los contratos celebrados con permisionarios y contratistas cuyas áreas se encuentren cubiertas por las aguas de mares, ríos, lagos o lagunas, con respecto a los terrenos costeros colindantes con dichas áreas o de la costa más cercana a éstas, para el establecimiento de muelles, almacenes, oficinas, vías de comunicación y transporte y demás instalaciones necesarias para la buena ejecución de los trabajos.

Art. 93. – La importación de materiales, equipos, maquinarias y demás elementos necesarios para el desarrollo de las actividades regladas en esta ley se sujetará a las normas que dicte la autoridad competente, las que asegurarán el mismo tratamiento a las empresas estatales y privadas contratistas.

Art. 94. – Constituyen obligaciones de YPF, de permisionarios y contratistas, sin perjuicio de las establecidas en el título IV:

a) Con carácter previo a la exploración y explotación y transporte de hidrocarburos, se deberán efectuar estudios e impacto ambiental, los cuales deberán ser elevados a la autoridad de aplicación, quien evaluará sobre las condiciones en las que se realizarán los trabajos, debiendo pronunciarse en un plazo improrrogable de treinta (30) días;

b) Los estudios de impacto ambiental deberán consistir en análisis rigurosos de todas las condiciones

físicas, sanitarias, sísmicas y las eventuales condiciones de las mismas, en caso de realizarse la explotación;

c) Realizar todos aquellos trabajos que por aplicación de esta ley les corresponda, observando las técnicas más modernas, racionales y eficientes;

d) Adoptar todas las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos, con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos, dando cuenta inmediata a la autoridad de aplicación de cualquier novedad al respecto;

e) Evitar cualquier desperdicio de hidrocarburos; si la pérdida obedeciera a culpa o negligencia, el permisionario o contratista responderá por los daños causados al Estado o a terceros;

f) Adoptar las medidas de seguridad aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar siniestros de todo tipo, dando cuenta a la autoridad de aplicación de los que ocurrieren;

g) Adoptar las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, así como también a los mantos de agua que se hallaren durante la perforación;

h) Cumplir las normas legales y reglamentarias nacionales, provinciales y municipales que les sean aplicables;

i) En ningún caso se autorizará la exploración, explotación o transporte de hidrocarburos, si el estudio de impacto ambiental indicara la existencia de riesgos ciertos al ambiente.

Art. 95. – YPF suministrará a la autoridad de aplicación, en la forma y oportunidad que ésta determine, la información primaria referente a sus trabajos y a todos aquellos que realicen los contratistas, asimismo, la demás necesaria para que cumpla las funciones que le asigna la presente ley.

Los contratistas deberán suministrar a YPF en forma mensual toda la información que ésta requiera respecto al objeto y realización de los contratos.

Art. 96. – Quienes efectúen trabajos regulados por esta ley contemplarán preferentemente el empleo de ciudadanos argentinos y del Mercosur en todos los niveles de la actividad.

La proporción de ciudadanos del Mercosur referida al total del personal empleado por cada permisionario o contratista no podrá en ningún caso ser inferior al setenta y cinco por ciento (75 %), la que deberá mantenerse mientras dure el contrato.

Igualmente capacitarán al personal bajo su dependencia en las técnicas específicas de cada una de sus actividades.

TÍTULO VI

Cesiones

Art. 97. – En caso de que hubiera alguna imposibilidad técnica o económica para que YPF pudiera explotar alguna de las áreas a su cargo, las mismas serán revertidas al Estado nacional o provincial según

corresponda quienes deberán efectuar una licitación pública de las mismas, conforme las prescripciones de la presente ley.

Art. 98. – Los contratistas de explotación podrán tomar préstamos bajo la condición de que el incumplimiento de tales préstamos, no importará en ningún caso la cesión del contrato de explotación en favor del acreedor. Dichos contratos se someterán a la previa aprobación de YPF, la que sólo será acordada en caso de garantizarse satisfactoriamente el cumplimiento de las condiciones exigidas en el artículo 100.

Art. 99. – En el caso de incumplir con sus contratos de préstamos, los contratistas responderán en forma exclusiva con su patrimonio, careciendo de cualquier relación contractual los respectivos permisos de explotación y los contratos de asociación celebrados.

Art. 100. – Los escribanos públicos no autorizarán ninguna escritura de cesión sin exigir del cedente una constancia escrita de la autoridad de aplicación, acreditando que no se adeudan tributos de ninguna clase por el derecho que se pretende ceder. Tal constancia y el decreto que la autorice en copia auténtica quedarán incorporados en el respectivo protocolo.

TÍTULO VII

Inspección y fiscalización

Art. 101. – La autoridad de aplicación fiscalizará el ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo 15 de la presente ley, a fin de asegurar la observancia de las normas legales y reglamentarias correspondientes.

YPF tendrá acceso, asimismo, a la contabilidad de los permisionarios o concesionarios.

Art. 102. – Las facultades acordadas por el artículo precedente no obstan al ejercicio de las atribuciones conferidas al Estado por otras leyes, con cualquier objetivo de gobierno, cuyo cumplimiento también autorice inspecciones o controles oficiales. Las comisiones permanentes de la Cámara de Diputados y del Senado de la Nación, competentes en materia de hidrocarburos, tendrán asimismo facultades de inspección y de control del cumplimiento de la presente ley.

Art. 103. – YPF los permisionarios y contratistas facilitarán en la forma más amplia el ejercicio por parte de los funcionarios competentes de las tareas de inspección y fiscalización.

Art. 104. – Para el ejercicio de sus funciones de inspección y fiscalización, la autoridad de aplicación podrá hacer uso de los medios que a tal fin considere necesarios.

Art. 105. – Sin perjuicio de la fiscalización ejercida por los órganos correspondientes, la Auditoría General de la Nación efectuará anualmente una auditoría integral de YPF y de todas las empresas privadas que sean titulares de contratos de asociación.

TÍTULO VIII

Nulidad, caducidad y extinción de los permisos y concesiones

Art. 106. – Son absolutamente nulos los contratos y permisos otorgados por YPF:

- a) A personas impedidas, excluidas o incapaces para adquirirlos, conforme a las disposiciones de esta ley;
- b) Las cesiones de permisos o contratos realizados en favor de las personas aludidas en el inciso precedente;
- c) Los permisos y contratos adquiridos de un modo distinto al previsto en esta ley;
- d) Los permisos y contratos que se superpongan a otros otorgados con anterioridad o a zonas vedadas a la actividad petrolera, pero sólo respecto del área superpuesta;
- e) Los permisos y contratos obtenidos por uniones transitorias de empresas que hayan excedido el límite de cinco (5) fijadas en la presente ley.

Art. 107. – Los permisos caducan:

- a) Por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales;
- b) Por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos;
- c) Por no haberse dado cumplimiento a las obligaciones resultantes de los artículos 58 y 59;
- d) Por haber caído su titular en estado legal de falencia, conforme con la resolución judicial ejecutoria que así lo declare;
- e) Por fallecimiento de la persona física o fin de la existencia de la persona jurídica titular del derecho, salvo acto expreso del Poder Ejecutivo manteniéndolo en cabeza de los sucesores, si éstos reunieran los requisitos exigidos para ser titulares.

Previamente a la declaración de caducidad por las causales previstas en los incisos a), b), c), d) y e) del presente artículo, la autoridad de aplicación intimará a YPF, y a los permisionarios y contratistas, para que subsanen dichas transgresiones en el plazo que fije.

Art. 108. – Los contratos y permisos se extinguen:

- a) Por el vencimiento de sus plazos;
- b) Por renuncia de su titular, la que podrá referirse a solamente una parte de la respectiva área, con reducción proporcional de las obligaciones a su cargo, siempre que resulte compatible con la finalidad del derecho.

Art. 109. – La extinción por renuncia será precedida, inexcusablemente, de la cancelación por el titular del contrato o permiso de todos los tributos impagos y demás deudas exigibles.

Art. 110. – Comprobada la causal de extinción, nulidad o caducidad con el debido proceso legal, el Poder Ejecutivo nacional dictará la pertinente resolución fundada.

Art. 111. – Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 84, inciso *c*), apartado VIII, el cobro judicial de cualquier deuda o de las multas ejecutoriadas se hará por la vía de apremio, sirviendo de suficiente título a tal efecto la pertinente certificación de la autoridad de aplicación.

Art. 112. – Anulado, caducado o extinguido un permiso o contrato, las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o contrato haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 77 y 81, pasarán al dominio del Estado nacional.

Art. 113. – Para el caso de que el contratista entienda que la anulación, caducidad o extinción de un contrato carecen de fundamentos legales o técnicos, podrá recurrir a la vía establecida por la ley 19.549.

TÍTULO IX

Sanciones y recursos

Art. 114. – El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones emergentes de los permisos y contratos que no configure causal de caducidad ni sea reprimido de una manera distinta será penado por la autoridad de aplicación con multas que, de acuerdo con la gravedad e incidencia del incumplimiento de las actividades respectivas, oscilarán entre un suma equivalente a 10.000 y 50.000 barriles de petróleo. Dentro de los diez (10) días de pagada la multa, los permisionarios o contratistas podrán promover su repetición ante el tribunal competente, si estimaren que las mismas carecen de justificación.

Art. 115. – El incumplimiento de sus obligaciones por parte de los oferentes, permisionarios o contratistas, facultará en todos los casos a la aplicación por la autoridad de apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50, en la forma que se reglamente. Estas sanciones no enervarán otros permisos o contratos de que fuera titular el causante.

Art. 116. – Con la declaración de extinción, nulidad o caducidad a que se refieren los artículos precedentes, se tendrá por satisfecho el requisito de la ley 3.952 (modificada por las leyes 11.634 y 24.946) sobre denegación del derecho controvertido por parte del Poder Ejecutivo, y el interesado podrá optar entre la pertinente demanda judicial contra la Nación o recurrir al procedimiento reglado por la ley 19.549.

Art. 117. – La autoridad de aplicación contará con representación directa en sede judicial en toda acción derivada de esta ley en que el Estado nacional sea parte.

TÍTULO X

Empresas estatales y provinciales

Art. 118. – YPF, ENARSA y otras empresas provinciales quedan sometidas en el ejercicio de sus actividades de exploración, explotación y transporte, a todos los requisitos, obligaciones, controles e inspecciones que disponga la autoridad de aplicación, gozando asimismo de los derechos atribuidos por esta ley a los permisionarios y contratistas.

Art. 119. – De conformidad con lo que establece el artículo 25, las empresas estatales y provinciales quedan facultadas para convenir con personas jurídicas de derecho público o privado las vinculaciones contractuales más adecuadas para el eficiente desenvolvimiento de sus actividades, incluyendo la integración de sociedades, siempre que las mismas se adecuen a las disposiciones de la presente ley.

Art. 120. – A los efectos de la presente ley se entenderá por empresas estatales a Yacimientos Petrolíferos Fiscales y ENARSA, y aquellas que, con cualquier forma jurídica y bajo contralor permanente del Estado, las sucedan o reemplacen en el ejercicio de sus actuales actividades.

Una vez estatizada YPF y convertida en Sociedad del Estado, pasarán a la misma la totalidad de los bienes y el patrimonio de ENARSA.

TÍTULO XI

Autoridad de aplicación

Art. 121. – La aplicación de la presente ley compete a la Secretaría de Estado de Energía o a los organismos que dentro de su ámbito se determinen.

Art. 122. – Compete al Poder Ejecutivo nacional, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias:

- a) Determinar las zonas del país en las cuales interese promover las actividades regidas por esta ley, otorgando a YPF las áreas respecto de las cuales pueda efectuar los contratos de asociación que estime convenientes;
- b) Otorgar a YPF la autorización correspondiente a los efectos de celebrar permisos y contratos de asociación, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones;
- c) Estipular soluciones arbitrales y designar árbitros;
- d) Anular concursos;
- e) Asignar y modificar las áreas reservadas a las empresas estatales;

- f) Aprobar la constitución de sociedades y otros contratos celebrados por YPF y otras empresas estatales con terceros a los fines de la explotación de las zonas que esta ley reserva a su favor;
- g) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficiarios;
- h) Declarar la caducidad o nulidad de permisos y concesiones vigentes con anterioridad a la sanción de la presente ley, especialmente aquellas concedidas en virtud de la ley 17319 y el Código de Minería.

Art. 123. – Los fondos que la autoridad de aplicación recaude por aplicación de esta ley en concepto de regalías, canones, sumas comprometidas y no invertidas, multas y otros pagos o contribuciones vinculados con la obtención de permisos y concesiones, serán destinados por dicha autoridad en forma directa a solventar los gastos derivados del ejercicio de las funciones que se le atribuyen y a la utilización y el desarrollo de recursos renovables.

En cuanto corresponda, los ingresos derivados de las regalías serán aplicados al destino fijado en el artículo 18.

TÍTULO XII

Normas complementarias

Art. 124. – Los permissionarios y contratistas deberán indemnizar a los ocupantes de propiedades cualquiera sea el título que invocaren, de los perjuicios que se causen a los fondos afectados por las actividades de aquéllos. Los interesados podrán demandar judicialmente la fijación de los respectivos importes o aceptar –de común acuerdo y en forma optativa y excluyente– los que hubieren determinado o determinare el Poder Ejecutivo con carácter zonal y sin necesidad de prueba alguna por parte de dichos ocupantes.

En ningún caso los que hubieren usurpado una propiedad, tendrán derecho a la indemnización determinada en el artículo anterior.

Art. 125. – Los valores en pesos que esta ley asigna al canon de exploración y explotación y a las multas podrán ser actualizados con carácter general por el Poder Ejecutivo sobre la base de las variaciones que registre el precio del petróleo crudo nacional en el mercado interno. Igualmente podrán estipularse en los permisos y contratos sistemas de ajuste de las inversiones que se comprometan en moneda nacional o extranjera, a fin de mantener su real valor.

TÍTULO XIII

Normas transitorias

Art. 126. – Del producido neto que le corresponda al Estado nacional durante el primer año de la vigencia

de la presente ley, destinará un 2 % para el pago a los trabajadores de la ex YPF, de las indemnizaciones que se encuentran pendientes. Ese porcentaje, subsistirá en los años subsiguientes, hasta la cancelación definitiva de las mismas.

Art. 127. – El Poder Ejecutivo dictará, dentro de los ciento ochenta (180) días de sancionada esta ley, la reglamentación a que se alude en el artículo 20, sin perjuicio de lo cual las normas de la presente ley se declaran operativas.

Art. 128. – La presente ley es de orden público.

Art. 129. – Se deroga la ley 17.319 y todas y cada una de las disposiciones que se opongán a la presente ley.

Art. 130. – Comuníquese al Poder Ejecutivo.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

Claudio R. Lozano.

INFORME

Honorable Cámara:

Venimos a presentar un dictamen de minoría con proyecto de ley alternativo al dictamen de las comisiones de Asuntos Constitucionales, Energía y Combustibles y Presupuesto y Hacienda recaído en el proyecto de ley venido en revisión del Honorable Senado de la Nación, expediente 73-S.-2014 (C.D.-97/2014) por el cual se modifica la ley 17.319, de hidrocarburos y sus modificatorias, referente al régimen de promoción e inversión de hidrocarburos, en base a los fundamentos que ordenamos en los siguientes puntos:

I. *Un imprescindible contexto*

Desde comienzos de junio de 2014, autoridades del gobierno nacional, la empresa YPF S.A. y los gobiernos provinciales, comenzaron a discutir los ejes bajo los cuales se encararían modificaciones relevantes al cuadro normativo existente en materia de explotación de hidrocarburos en la Argentina.

Este debate está fuertemente influido por una coyuntura crítica que se expresa en la profundización de la pérdida del autoabastecimiento, las crecientes necesidades de importación de recursos energéticos –gas y combustibles líquidos, fundamentalmente– y la persistente caída en los niveles existentes de reservas probadas y extracción de gas y petróleo.

Asimismo, otro aspecto relevante a tener en cuenta para comprender el tipo de reformas sobre la que se debate, en esta coyuntura, entre el gobierno nacional, la dirección de YPF y las provincias hidrocarburíferas, es la fiebre que se ha desatado en nuestro país en torno a la explotación masiva de los hidrocarburos no convencionales en la formación geológica Vaca Muerta, en la cuenca neuquina, que es uno de los principales pulmones productivos del país.

En efecto, desde la toma de control estratégico de YPF por parte del Estado nacional, la máxima dirección de la compañía puso en marcha un ambicioso proyecto de inversiones en el eslabón *upstream* del sector hidrocarburífero, de la mano de un proyecto piloto que se lanzó en Loma Campana, en la formación Vaca Muerta, junto con la empresa estadounidense Chevron International.

En el marco de este proyecto piloto, desarrollado entre junio de 2013 y mayo de 2014, se invirtieron aproximadamente unos 1.500 millones de dólares y se perforaron alrededor de 190 pozos, con el objetivo de ampliar, posteriormente, las posibles explotaciones en un área total de 300 km², sobre la que ya existía una concesión a favor de YPF S.A. otorgada por la provincia de Neuquén. Esa concesión vencía en 2017 y, a través de un decreto del Poder Ejecutivo nacional— el 929, publicado en el Boletín Oficial el 15 de julio de 2013—, se habilitó una polémica e ilegal extensión de concesión—sobre una zona ya licitada en su momento—por 35 años, a favor de YPF S.A. como operadora y la empresa Chevron como socio paritario en el proyecto.

Este decreto implementó una serie de medidas de carácter promocional con el objetivo fundamental de incentivar la prospección, exploración y posterior explotación de hidrocarburos no convencionales, a tal punto que se establecieron medidas de flexibilización en materia de disponibilidad de divisas y de posibilidad de exportación de hasta el 20 % de la producción al quinto año de la aprobación del proyecto. Asimismo, se estableció que estas medidas estarían dirigidas a proyectos similares a los de YPF-Chevron y que asegurarán inversiones superiores a los 1.000 millones de dólares. A su vez, se implementaron otras medidas, a través del decreto 927/2013, en pos de liberalizar las condiciones para la importación de equipos, infraestructura e insumos esenciales para el desarrollo a gran escala de los proyectos exploratorios y extractivos en la formación Vaca Muerta.

La conmoción generada por este tipo de reformas, abiertamente irregulares y plagadas de vicios en términos del mismo marco normativo existente, fue aún mayor cuando trascendieron informaciones sobre la posible existencia de cláusulas secretas a favor de Chevron que, por cierto, jamás fueron aclaradas ni por el gobierno nacional, el Poder Ejecutivo neuquino, ni tampoco por la empresa YPF S.A. Sobre este aspecto hemos trabajado en 2013 en algunos de nuestros informes y, en tal sentido, no abundaremos en ellos en este dictamen ya que nuestro objetivo es tratar de comprender la lógica y características esenciales que están detrás de los planteos que se están debatiendo desde mediados de 2014 en lo que respecta a una mal llamada “nueva ley de hidrocarburos”.

En efecto, lo que se había dado a conocer por trascendidos y borradores que circularon durante tres meses entre pasillos ministeriales nacionales y provinciales no era otra cosa que un conjunto de me-

didadas que, en lo medular, pretendían generalizar—vía modificaciones a la legislación de hidrocarburos vigente— condiciones promocionales para la explotación masiva de los hidrocarburos no convencionales con eje en Vaca Muerta aunque extendido a todo el país, en el marco de un rediseño de la política hidrocarburífera que tiene, como objetivo fundamental, la recuperación del autoabastecimiento energético en el mediano plazo, mediante la consolidación de una estructura oligopólica y concentrada de actores empresariales nacionales y transnacionales, una de cuyas cabezas visibles es YPF S.A., que, a grandes rasgos, representa algo más de un tercio de la estructura productiva del *upstream* en el mercado hidrocarburífero nacional.

En concreto, esta concepción productivista, está fuertemente vinculada a la ola mundial que se ha desatado en pos de asegurar el acceso estratégico a recursos fósiles cuya explotación se hacía prácticamente imposible hace décadas, ya sea por las dificultades tecnológicas y los enormes costos de los procedimientos de extracción a utilizar en escala, sino porque, hasta hace una década más o menos, vivíamos todavía bajo la era del denominado “petróleo fácil”,¹ es decir, la extracción convencional de hidrocarburos que, con eje en las grandes empresas del *big oil*, había sido el vector ordenador de los avances de la industria petrolera y gasífera en las últimas ocho décadas.

El gran protagonista de esta nueva carrera para franquear el acceso estratégico a los hidrocarburos “difíciles” ha sido Estados Unidos que, desde hace cuarenta años, ha comenzado la prospección, exploración y posterior desarrollo y explotación masiva de gas y petróleo no convencionales, a través de la técnica del *fracking*, cuyo uso se ha masificado al compás de las economías de escala ultraextractivas que se han empleado para la obtención de los hidrocarburos no convencionales. De hecho, hoy los Estados Unidos tienen una oferta nacional de gas natural que, en un 40 % se explica por los recursos no convencionales, lo cual ha implicado no sólo una caída importante de precios en el mercado interno, sino una percepción de abundancia de recursos en el corto y mediano plazo, que sólo se ha logrado a costa de un esquema de superexplotación, cuya sostenibilidad en el largo plazo está seriamente cuestionada en el mismo país.

Es en ese contexto geopolítico, entonces, en el que se ha suscitado una puja creciente en nuestro país que tiene, como protagonistas centrales, a YPF y al gobierno nacional, de un lado, y a algunas de las provincias hidrocarburíferas del otro, fundamentalmente, Neuquén, Chubut y Mendoza. Ahora, ¿cuál es el origen de la disputa?

Uno de los aspectos centrales que está en juego, en un sector hidrocarburífero en crisis y controlado por un conjunto de actores cartelizados, es el control y

1 Autores como Michael Klare, un eminente geopolitólogo de la energía, trabaja en esta línea de investigación desde hace años en los Estados Unidos.

captación de la renta generada en los distintos eslabones del sector.

Allí se escenifica una disputa abierta entre YPF S.A., que busca avanzar sobre las empresas provinciales que, en virtud del marco constitucional y normativo existente y profundizado durante la gestión del kirchnerismo, tienen el dominio originario sobre los recursos naturales del suelo y subsuelo y la potestad de otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación en materia de hidrocarburos. Estas atribuciones son la consecuencia concreta de la concepción según la cual el dominio originario es visualizado como un derecho eminente por parte de las entidades provinciales, lo cual supone hacer uso de sus facultades regulatorias, extractivas y de control de policía sobre la explotación de los recursos. Sin embargo, estas potestades –constitucionalmente reconocidas hace dos décadas a través de la reforma constitucional de 1994–, deben armonizarse con criterios de orden nacional y federal identificados con los presupuestos mínimos en materia medioambiental que el artículo 41 de nuestra Constitución determina taxativamente para todos los niveles de la administración pública en un país federal como la República Argentina.

En efecto, según lo dispuesto en el artículo 41 de la Constitución Nacional todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer la de las generaciones futuras. El Estado es quien debe velar por el efectivo ejercicio de ese derecho, proveyendo a la protección del mismo, a la utilización racional de los recursos naturales y a la preservación del patrimonio natural.

Asimismo, del juego armónico de los artículos 5°, 41, 123 y 124 de la Constitución Nacional se desprende la competencia concurrente y/o compartida en materia ambiental, entre la Nación, las provincias y los municipios, que en su carácter de persona jurídica pública autónoma tienen tanto para legislar, ejercer poder de policía como para imponer los alcances y el contenido de las normas, en el orden institucional, político y en el régimen administrativo, económico y financiero.

Por su parte, la Ley General del Ambiente, 25.675, establece los principios de la política ambiental de todo el país, así como las herramientas de gestión para llevarla adelante. Dentro de los principios que enumera el artículo 4° de la citada norma queremos destacar los principios de prevención, precaución, equidad intergeneracional y de sustentabilidad.

El principio de prevención establece que las causas y las fuentes de los problemas ambientales se atenderán en forma prioritaria e integrada, tratando de prevenir los efectos negativos que sobre el ambiente se pueden producir, mientras que el principio precautorio implica que, cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la ausencia de información o certeza científica no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción

de medidas eficaces, en función de los costos, para impedir la degradación del medio ambiente.

En efecto, el principio parte de la base de que aunque no haya certeza científica de un efecto negativo sobre el medio ambiente, el solo peligro de que se pueda causar un daño grave o irreversible es justificativo para que se tomen medidas que impliquen la aplicación de restricciones o prohibiciones a las actividades presumiblemente riesgosas, sobre la base de estudios científicos objetivos de evaluación preliminar, aun cuando en última instancia las medidas sean adoptadas sobre convicciones de razonabilidad, sin sustento científico suficiente.

A su vez, el principio de equidad intergeneracional estipula que los responsables de la protección ambiental deberán velar por el uso y goce apropiado del ambiente por parte de las generaciones presentes y futuras, mientras que el principio de sustentabilidad implica que el desarrollo económico y social y el aprovechamiento de los recursos naturales deberán realizarse a través de una gestión apropiada del ambiente, de manera tal que no comprometa las posibilidades de las generaciones presentes y futuras.

Este debate pendiente, está y seguirá estando en el sustrato de las posiciones en pugna en derredor de la problemática hidrocarburífera. Pero el escenario posreforma constitucional ha generado el margen de maniobra para que las provincias puedan avanzar en ámbitos que van desde la generación de legislación específica en materia de hidrocarburos hasta el establecimiento de patrones productivos de regulación y control medioambiental propios, lo cual ha desfigurado el criterio de equilibrio institucional que debería estar presente en el ámbito de las políticas sobre recursos naturales, según nuestra misma letra constitucional.

Es por ello que, provincias como Neuquén, a través de la empresa pública provincial Gas y Petróleo de Neuquén, creada en 2008 al calor de estas modificaciones al marco normativo existente que profundizaron las potestades y la administración de los recursos hidrocarburíferos junto con el poder regulatorio y de policía por parte de las provincias ante la inacción del Estado nacional –carente de una política rectora nacional en materia de energía–, aparecían en esta puja creciente en torno a una nueva ley de hidrocarburos como una de las jurisdicciones que resistía más duramente las modificaciones propuestas por el gobierno nacional, ya que las mismas pretendían, en un principio, establecer nuevos criterios, de alcance nacional, a partir de los cuales se pondrían en marcha los procesos de licitación de áreas petroleras y gasíferas, restando, en consecuencia, margen de maniobra a las empresas provinciales para la participación en proyectos futuros.

En concreto, esos nuevos parámetros bajo los que funcionarían las nuevas concesiones de áreas en todo el país, implicarían la imposibilidad de mantener áreas de reservas de exploración y explotación para las provincias –es decir, para las empresas provinciales– y,

también, la supresión de modalidades contractuales –como el denominado acarreo– a través de las cuales las provincias pueden, hasta el presente, captar porciones adicionales de renta, mediante el expediente de convertirse en socios minoritarios en los proyectos de exploración y explotación, sin desembolso de capital alguno.

De hecho, ese es el esquema bajo el que muchas empresas trasnacionales y la misma YPF han operado hasta el presente en alrededor de 54 proyectos concretos en la cuenca neuquina, en los cuales la empresa provincial es socia minoritaria mediante la figura del acarreo. Esto ha implicado, en la mayoría de los casos, que entre un 10 % y un 15 % del total del capital a invertir en esos proyectos, sean canalizados a las arcas provinciales mediante esta participación.

En ese sentido, no sólo Neuquén, sino también Chubut, Mendoza y, en menor medida, Río Negro, aparecían como los distritos que tenían los mayores reparos a los lineamientos esbozados por el gobierno nacional en los últimos meses. Además, a comienzos de agosto del corriente año, las Legislaturas de Chubut y Neuquén habían realizado pronunciamientos centrados en la defensa de la normativa legal vigente que pone en cabeza de las provincias el dominio originario y la cesión de derechos en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, así como también el control y el poder de policía en lo referente a las actividades económicas del sector.

A su vez, desde estas administraciones provinciales se ha responsabilizado, recurrentemente, a la conducción de YPF S.A. por el clima de enfrentamiento creado a partir de las propuestas de reformas oficiosamente conocidas, lo cual ha derivado, además, en una supuesta exclusión de los cuatro distritos previamente enumerados, de los beneficios otorgados por el gobierno nacional bajo el programa de desendeudamiento público provincial, tal como trascendió durante los primeros días de agosto. También, como parte de la sórdida disputa que se ha escenificado entre las distintas jurisdicciones, había trascendido la velada amenaza de la provincia de Neuquén de retirarse del directorio de la compañía YPF S.A.²

Ahora, si nos preguntamos qué otros aspectos de las propuestas que se estaban estudiando podían visualizarse como conflictivos entre la Nación, YPF y las provincias, veremos que, básicamente, se agotaban en lo arriba señalado. Es decir que, todos los actores que forman parte de este juego –Nación, provincias y empresas– están embarcados en la profundización de las condiciones normativas, operativas y financieras, para alumbrar un nuevo ciclo de extractivismo a partir de la explotación a gran escala de los recursos no convencionales.

Allí se ve, entonces, que hay acuerdo completo en generalizar los cambios ensayados a la medida del llamado “decreto Chevron” de 2013, para el conjunto del sector hidrocarburífero nacional. De tal modo que se impulsa la modificación del marco normativo de la ley 17.319, que establece las figuras legales de las explotaciones de hidrocarburos, hasta los nuevos mecanismos promocionales pensados para que los grandes jugadores puedan encarar las inversiones necesarias para materializar el *boom* de los no convencionales.

Por otro lado, más allá de las “innovaciones” normativas centradas en los hidrocarburos de difícil acceso y en la extensión y facilitación de mecanismos promocionales para los jugadores del sector, es notable que, en la estructura del proyecto, no exista mención alguna a las jurisdicciones provinciales consumidoras, que son nada menos que 14 provincias donde habita el 85 % de la población del país, aspecto que constituye un nuevo e inadmisibles “olvido” en un país federal que, como tal, debería haber plasmado mecanismos de captación y usufructo de las rentas provenientes de la explotación de los recursos naturales, para ponerla al servicio de una redistribución equitativa de los beneficios obtenidos entre las distintas jurisdicciones productoras y consumidoras, con el objetivo de propiciar un desarrollo armónico a nivel federal. Por cierto, si hay un debate central como el de la coparticipación federal de recursos que sigue esperando un cauce definitivo por vía institucional, más aún se comprende esta omisión que no deja de mostrar los quiebres estructurales de un país desequilibrado en su ordenamiento federal de gobierno.

A su vez, no deja de ser llamativo que, previamente al envío de este proyecto de ley al Congreso Nacional, el Estado nacional y las diez provincias productoras de hidrocarburos integrantes de la OFEPHI pusieron en el marco de un acuerdo las cuestiones de orden impositivo, fiscal y ambiental, cuyo tratamiento debe realizarse en forma inmediata a la aprobación del texto normativo, con el objetivo declarado de tender a la armonización de las políticas impositivas y ambientales nacionales y provinciales en materia de hidrocarburos. Nuevamente, un aspecto más que señala la falta de integralidad de la ley, ya que posterga *sine die* aspectos cruciales que hacen al control medioambiental y a la posibilidad de establecer criterios más certeros de redistribución futura de renta vía determinados mecanismos.

Si se tiene en cuenta que, por su parte, se pretende generalizar una política de incentivos a la inversión en recursos no convencionales, cuya futura explotación masiva podría generar externalidades de todo tipo –entre ellas, las medioambientales con el uso extensivo del *fracking*– así como también mayor renta potencial, queda muy claramente plasmado en el proyecto de ley que el gran objetivo en el que tanto el gobierno nacional como las provincias productoras se han embarcado, es en crear rápidamente las condiciones favorables para que los grandes actores trasnacionales del sector decidan comprometer fuertes

² <http://www.ambito.com/diario/noticia.asp?id=753304>

inversiones para el desarrollo masivo de los crudos pesados, el gas y el petróleo no convencionales, y los potenciales recursos costa afuera, es decir, *offshore*. Entre ellos, contamos, por cierto, a YPF S.A., que en este escenario actúa como una empresa privada más que intenta capturar mayores porciones de mercado e instalar una dinámica de generación de riqueza afincada en economías de escala que nada tienen que ver con los objetivos de consolidar una política nacional de hidrocarburos, pensada en la maximización de la captación de renta por parte de los poderes públicos para ponerla al servicio de un desarrollo diferente, democrático y tendencialmente igualador de oportunidades.

Veamos ahora los aspectos más concretos del proyecto de ley de hidrocarburos.

II. Descripción de los ejes fundamentales del proyecto de ley de hidrocarburos del gobierno nacional

Hemos señalado el marco conceptual general que está detrás de este proyecto de ley y las grandes debilidades y omisiones que comporta. Veamos ahora sus ejes fundamentales.

1. El modelo de contrato propuesto es el de la concesión que, en ese sentido, no cambia en relación a la ley 17.319 hasta ahora vigente. Es decir que habrá permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte. Lo que cambia en forma sustantiva es la vigencia de plazos y los criterios de captación de recursos en las distintas etapas de los procesos productivos, lo cual redundará en la posibilidad de que porciones de renta potencial generada queden en manos de las empresas a partir de la lógica preeminente instalada que es la de la ultraproductividad, como consecuencia del tipo de dificultad que comporta la operación sobre recursos de difícil extracción. Asimismo, es fundamental tener en cuenta que la ley 17.319 tenía restricciones importantes para el acceso a los permisos de exploración y las concesiones de explotación, ya que la misma, en sus artículos 25 y 34 respectivamente, establecía que una misma persona física y/o jurídica no podía ostentar más de cinco permisos de exploración y/o concesiones de explotación. Vale decir que estas restricciones se vulneraron ostensiblemente a partir de la desregulación de los años '90, lo cual, en este sentido, marca una continuidad perfecta con un modelo desregulado en el que el poder concedente —sea el Estado nacional y los provinciales— queda seriamente debilitado en sus capacidades de control ante la concentración que las reglas de juego previstas provocan en un mercado de muy pocos actores. Este esquema, entonces, lo refuerza.

2. En lo que respecta a los permisos de exploración, se establecen plazos más cortos, pero segmentados, lo cual está en línea con el criterio general productivista de la norma. Sin embargo, el criterio de vigencia está directamente relacionado con la potencialidad de hallazgos comercialmente explotables, lo cual hace que el mismo plazo pueda también extenderse, en función siempre de los descubrimientos obtenidos y de las in-

versiones realizadas. Todo ello debería ser evaluado por el poder concedente, sea Nación o provincias, según los casos. Veamos. En efecto, para el caso de los recursos convencionales, se establece un plazo básico que tiene dos períodos: uno de tres años, inicial, que puede prorrogarse por otros tres. Por su parte, en el caso de la exploración no convencional, ese plazo básico es similar, con el agregado de un año, es decir que el permiso se extiende por cuatro años y luego puede prorrogarse por otros cuatro. Además de este primer plazo básico, existe una posibilidad de prórroga, para ambos tipos de permisos, que es de cinco años. Ello significa que, en total, un área podría estar sometida a exploración por hasta once años. Por su parte, en el caso de las exploraciones en plataforma continental y en el mar territorial, cada uno de los períodos del plazo básico podría incrementarse en un año adicional. Es importante remarcar que “se regula la posibilidad para el permisionario de continuar explorando el área al finalizar el primer período del plazo básico, pudiendo éste mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso”.³ Es decir, toda la responsabilidad quedará en manos del poder concedente y aquí nos preguntamos si la debilidad y la falta de transparencia acumulada en estos años, provincialización mediante del recurso, con la habilitación de fabulosos negocios especulativos con los permisos, podrá evitarse con los mismos reguladores que ostentan la misma debilidad manifiesta en términos de control efectivo. Esto hace que, tal como está redactado, la forma en que se otorgan los permisos y las fallas de control público, no garanticen adecuadamente una mejor obtención de resultados productivos.

3. Se define la nueva explotación no convencional de hidrocarburos, que podrá ser solicitada por un titular de un permiso de exploración y/o de una concesión de explotación. Asimismo, se estipula que el concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos; asimismo, podrá solicitar “el otorgamiento de una nueva concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, debiendo fundar su solicitud en el desarrollo de un plan piloto que tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto”.⁴ Como si esto no fuera suficiente, se faculta al titular de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sea titular de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, a solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Ello implicaría, por ende, la consolidación de concesiones a perpetuidad, que podrían estar

³ Página 6 mensaje del Poder Ejecutivo con el proyecto de ley.

⁴ Página 6 Mensaje del Poder Ejecutivo con el proyecto de ley.

vigentes hasta el agotamiento de los yacimientos. A su vez, no deja de ser explícito, que estas condiciones, que seguramente podrían llevar a equívocos y serios problemas en el futuro, ya estaban pautadas en el mencionado decreto 929/2013. Toda esta fantasmagórica visión está en línea con los plazos que el proyecto determina para las concesiones, que, en el caso de los no convencionales, se extienden por 35 años, con una opción de prórroga de diez años más. Para el caso de los recursos convencionales, se mantiene el plazo de la ley 17.319, fijado en 25 años iniciales y una prórroga de diez años más, pero, aquí hay que advertir que esto puede quedar claramente en letra muerta, ya que se habilita al titular de una concesión convencional a establecer áreas para explotación no convencionales, de manera tal que, claramente, estamos ante una situación de consolidación de derechos a perpetuidad para los titulares de concesiones. Nuevamente, el poder público concedente y su debilidad en materia regulatoria y de control, quedará abiertamente expuesto ante un escenario plagado de grandes jugadores que no puede controlar seriamente y ante una maraña de permisos y concesiones que pueden cambiar al compás de la potencial existencia de recursos no convencionales explotables. Finalmente, en el horizonte aparece, entonces, el desarrollo intensivo de recursos no convencionales a través de la técnica del *fracking*, lo cual nos coloca ante un escenario preocupante, dadas las consecuencias acumulativas que, en materia medioambiental, pueden acarrear las explotaciones intensivas de este tipo de recursos, concentrados territorialmente en *plays* que funcionan como una verdadera unidad productiva.

4. Se definen criterios para las concesiones de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial, lo cual implica poner en el radar la potencial exploración y posterior explotación de las cuencas *off shore*. En estos casos, se determinan plazos de extensión de las concesiones por un lapso de 30 años, prorrogables por diez. Se establece también que las concesiones en estas áreas que hayan sido previamente prorrogadas se regirán por los términos y condiciones existentes hasta el agotamiento de los plazos. Es decir, no se afectan derechos retroactivamente, lo cual constituye un criterio general en todo el proyecto de ley y que, a la sazón, era uno de los aspectos en los que las provincias estaban particularmente interesadas, en el sentido de que no se revean las concesiones ya otorgadas. Asimismo, se definen los proyectos de producción terciaria, de petróleo extra pesados y costa afuera, lo cual implica que se promoverá una prospección y exploración intensiva de las áreas *off shore* y, además, de las cuencas donde potencialmente existan crudos pesados y extrapesados. Ello va en línea con el carácter ultraextractivo del proyecto de ley, lo cual implicará que, literalmente, todo nuestro territorio y frente marítimo, puedan ser pasibles de proyectos promocionales de exploración y extracción. En estos casos, las concesiones serán otorgadas por el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda en materia de jurisdicción. En este

aspecto, el terreno sobre el que hay que avanzar es mucho más incierto, ya que este tipo de explotaciones, sobre las que nuestro país no tiene el *know how* ni la infraestructura adecuados, implicarían aliarse a potenciales socios que impondrían condiciones mucho más ventajosas en términos de la apropiación potencial de renta, en función de los mayores costos de oportunidad de este tipo de proyectos. De hecho, en este tipo de proyectos, se habilitará la disponibilidad futura por parte de la empresa operadora, de un valor de hasta el 60 % de las utilidades, lo cual es coherente con un tipo de explotación extractivista a gran escala de los hidrocarburos, con el agravante de que, para su desarrollo, nuestro país necesitará transferencia de tecnología y conocimientos que resultan esenciales para el manejo de este tipo de explotaciones. Y, en estas condiciones, nos preguntamos si más que socios estratégicos, no seremos receptores pasivos de un tipo de inversión que, además de imponer pautas de captación de renta, nos condena a la perpetuación del ciclo de dependencia científico-tecnológica, que es uno de los aspectos centrales de nuestra dependencia estructural que nos ata a los centros capitalistas mundiales.

5. Un último criterio que se establece y que abre el panorama para el acuerdo entre Nación y provincias, es el relacionado con la forma concreta que tendrán las licitaciones competitivas de las que habla el proyecto de ley. En efecto, se afirma que tanto las autoridades de aplicación de las provincias como la Secretaría de Energía de la Nación, acordarán un “pliego modelo”, que será único para todos los permisos y concesiones a licitar. Se afirma, también, que las condiciones de adjudicación estarán relacionadas con los criterios de inversión en exploración y explotación que los oferentes determinen. Es decir que, los procedimientos de las formas contractuales establecidas, serán consensuados posteriormente al tratamiento de la ley entre las jurisdicciones nacional y provinciales.

6. A su vez, se han establecido escalas de pagos que estarán a cargo de los titulares de permisos de exploración, a modo de canon de ingreso al área o de bono a ser pagado a la autoridad concedente en cada caso; se determina, además, que durante la vigencia del período de exploración, el titular del permiso podrá compensar los pagos efectuados durante los distintos plazos, con las inversiones efectivamente realizadas. También, en lo que respecta a las concesiones, cuando las mismas sean prorrogadas, la autoridad de aplicación podrá fijar el pago de un bono de prórroga, que funcionaría como un canon o derecho de reentrada a la explotación del área. El monto específico se fijaría en función de las reservas existentes al momento del establecimiento de las prórrogas, lo cual hace aún más importante la existencia de una auditoría integral sobre los recursos y reservas probadas, probables y posibles realmente existentes. También, se habilitará el cobro por parte de las autoridades concedentes, de un bono de explotación por actividades complementarias de explotación convencional, a partir del vencimiento del período de

vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Nuevamente, en este caso, se realiza el cálculo a partir de las reservas probadas de hidrocarburos remanentes. Todo ello, en definitiva, les permitirá a las provincias obtener recursos remanentes, más allá de los límites claramente establecidos en la percepción que por derecho les corresponde a través de las regalías.

7. En lo que respecta a las regalías, justamente, las mismas quedan establecidas en el 12 % que marca la legislación existente, ya sea para el gas y el petróleo extraído en boca de pozo. Aquí aparece una modificación notable, que está en línea con el otro objetivo del proyecto de ley, que es el de incentivar las inversiones a lo que dé lugar. En efecto, se faculta a las autoridades concedentes, sea la Nación o las provincias, a reducir el porcentaje de las regalías hasta el 5 %, teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. También se establecen supuestos bajo los cuales se podrían pagar regalías adicionales, lo cual, en cualquier caso, llevaría las mismas hasta un techo del 18 %. En verdad, no se comprende por qué la autoridad pública, sea Nación o provincia, debe resignar una cuota parte de las ya pobres regalías que tienen derecho a percibir bajo la modalidad de las concesiones. Ello, una vez más, implica cristalizar una auténtica transferencia futura de rentas potenciales. A su vez, en el artículo 17 del proyecto de ley, se reafirma el criterio desregulatorio de los '90 según el cual la liquidación de las regalías correspondientes se efectuará sobre la base de lo declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, lo cual implica que el Estado nacional a través de sus organismos pertinentes, no interviene en un aspecto clave del proceso de transferencia de la renta a los actores privados, ya que es el mismo Estado el que no actúa en términos de sus atribuciones indelegables de control y auditoría integral. En este sentido, es importante recordar que la vieja ley de hidrocarburos 17.319 –que es la que, en parte, es reemplazada por este proyecto– establecía taxativamente que correspondía a la autoridad de aplicación el establecimiento de los criterios bajo los cuales se efectuaban los correspondientes pagos de regalías por cada una de las explotaciones habilitadas.

8. El último punto relevante del título I establece, insólitamente, que tanto las provincias como el Estado nacional, según corresponda, no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. Ello constituye otro desatino, ya que, con el seguro objetivo de reducir el margen de maniobra de las empresas provinciales, terminan por quitarle a las empresas públicas estatales o mixtas con presencia accionaria estatal, la posibilidad de ejercer criterios de regulación al modo de empresas testigos, en mercados que están fuertemente concentrados. Nos preguntamos por qué no se podrían haber previsto mecanismos de asociación entre la empresa YPF S.A. –controlada mayoritariamente por el Estado nacional– y

las empresas provinciales, en las que los estados respectivos, tienen el control estratégico. En este sentido, la opción de constituir alianzas nacional-provinciales con áreas de reservas concretas hubiera significado el aumento de la capacidad de control y de acceso a renta potencial, por parte de los poderes públicos. Por ende, lo que se presenta en el proyecto de ley, es un auténtico retroceso e instala un modo de intervención desde los poderes públicos, que es totalmente funcional a los criterios de acumulación de las empresas privadas trasnacionales y a YPF S.A., gerenciada como tal.

9. Por otra parte, en el título II del proyecto, se establecen los criterios de extensión del Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, que se había creado a través del ya mencionado decreto 929/2013. En efecto, se incorporan a los beneficios promocionales a los proyectos de explotación que comprometan inversiones efectivas desde los 250 millones de dólares, sean éstos convencionales, no convencionales u *off shore*. Además, los beneficios previstos en el decreto referido, se extenderán, en estos casos, al tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos, lo cual supone una nueva graciosa e inadmisibles concesión a las empresas. Recuérdese que el decreto 929/2013 establecía pautas mínimas de inversión del orden de los 1.000 millones de dólares para acceder a los beneficios que se otorgarían recién al quinto año de la inversión. Es decir que, además de bajar el límite para las inversiones contantes y sonantes, se aceleran los plazos a partir de los que las empresas pueden acceder a los beneficios, entre ellos, la libre disponibilidad de divisas del 20 % del total extraído para su potencial exportación. Ligado a ello, habría aportes dirigidos a las provincias productoras que se canalizarían en proyectos de infraestructura de diverso tipo. Por otra parte, sigue vigente el interrogante sobre la forma en que se auditarán los compromisos de inversiones, los tiempos de las presentaciones de los proyectos de inversión y las condiciones particulares de cada uno de ellos, así como también, si existirán parámetros para exigir la reinversión de utilidades por parte de las compañías en los mismos proyectos o en otros nuevos o si se exigirán criterios de reposición de reservas en función de la tasa de extracción de los yacimientos.

10. Asimismo, para hacer frente al lento despegue de los no convencionales, se establece que los proyectos que soliciten concesión de explotación dentro del plazo de 36 meses de entrada en vigencia de la ley, podrán pedir una reducción de hasta el 25 % del monto de las regalías durante los 10 años siguientes a la finalización de la etapa piloto. Salvo YPF y Chevron en Loma Campana, el resto de las compañías con proyectos en Vaca Muerta –como Shell, Total, Exxon Mobil y Petrobras– han perforado pero no iniciado la explotación en gran escala por lo que serían tentadas con esta reforma. Ello abre la puerta, entonces, a mayores beneficios para las empresas. Además, se establecen criterios de participación de las empresas en financiamiento de

distintos tipos de obras de infraestructura a través de mecanismos de responsabilidad social empresaria. Más empresa privada, poco o menos Estado, con débiles estructuras de control, extracción y regulación.

11. En el título III del proyecto de ley, se establece, a modo general, el consenso entre Nación y provincias en relación a la legislación ambiental y al tratamiento fiscal de la actividad. Se afirma que deben encararse criterios únicos de intervención del poder público en ambos aspectos, lo cual, en realidad, proviene del acuerdo político central que está detrás de este proyecto de ley, y que hará posible que el mismo, luego de su aprobación en el Congreso Nacional, no pase por las Legislaturas provinciales, como debería ser el caso según nuestra propia normativa al respecto en lo que concierne a los recursos naturales y al medio ambiente. Todo ello, en el futuro, podría provocar instancias concretas de reclamos de ilegalidad e ilegitimidad de la legislación así aprobada, lo cual se suma al criterio entreguista al extremo del proyecto. En definitiva, sobre la cuestión medioambiental, se refiere al artículo 41 de nuestra Constitución Nacional y lo que se prevé en ella, pero, tal como señalábamos en la primera parte, estos aspectos, muy probablemente, quedarán al arbitrio de futuras y discrecionales decisiones, en un contexto en el que la cuestión ambiental en la explotación de los hidrocarburos en nuestro país, ha quedado efectivamente relegada no sólo en este proyecto, sino también en la concepción general de la actividad. De hecho, las experiencias de las últimas décadas en materia de manejo medioambiental en los yacimientos hidrocarburíferos en la Argentina han sido realmente defectuosas, lo cual se ha visto materializado en la existencia de cientos de piletas con restos de crudo y otros productos tóxicos que no han recibido remediación alguna en las cuencas operativas en nuestro país, así como también en la incapacidad de auditar adecuadamente las actividades de las empresas, ya sea por falta de personal, deficientes procedimientos de control en la implementación del poder de policía y carencia de posibilidades concretas de equipos para la correcta medición y cuantificación de las actividades productivas en los pozos.

12. Se dispone la reversión y transferencia de todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales a la Secretaría de Energía, respecto de los cuales no existan contratos de asociación suscritos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943, exceptuándose de dicha reversión a los permisos de exploración o concesiones de explotación existentes a la fecha de entrada de la presente ley que hayan sido otorgados con anterioridad a la ley 25.943. Ello supondría la liquidación virtual de ENARSA y, además, la expresa voluntad política de encarar un fuerte proceso de exploración en las áreas *off shore*, con criterios normativos que son totalmente funcionales a los grandes actores del sector que podrán entrar a las cuencas marinas de nuestra plataforma.

13. Un último aspecto que se aclara concretamente, se refiere a la no retroactividad de todo lo que se legisla en relación a las concesiones y permisos ya otorgados y afirma que, si al momento de la entrada en vigencia de esta nueva ley, alguna provincia hubiera iniciado el proceso de prórroga respecto de concesiones otorgadas por el Estado nacional, esa provincia dispondrá de 90 días para concluir el proceso de prórroga, lo cual supone darles a las administraciones provinciales un tiempo importante para acelerar aquellas licitaciones que hubieran oportunamente convocado en función de sus propias legislaciones. Realmente, insólito e incalificable.

III. *Proyecto alternativo: hacia una nueva institucionalidad en política energética*

A partir del contexto y la minuciosa descripción del proyecto oficial, desde Unidad Popular proponemos un proyecto de ley alternativo, cuyos ejes y fundamentación, pasamos a describir a continuación. Este proyecto aborda el planteo de un esquema alternativo de régimen legal en materia de hidrocarburos, con componentes puntuales vinculados a la necesidad estratégica de realizar una auditoría integral de hidrocarburos, promover las reversiones de todas las concesiones, derogar la normativa desreguladora aún vigente y los mecanismos promocionales que implican transferencias de recursos extraordinarias al sector empresarial y recuperar el rol de YPF, reconvertida en Sociedad del Estado y, por ende, en el actor central de la reconfiguración del esquema de distribución de renta en la actividad económica de los hidrocarburos.

IV. *Fundamentos del proyecto de ley presentado*

A. *El funcionamiento del sector hidrocarburífero y la necesidad de una mirada compleja.*

Estimamos que existen, por lo menos, tres cuestiones estratégicas que, hace ya dos años, durante el tratamiento de la denominada ley de soberanía hidrocarburífera, exponíamos como puntos centrales que sirvieron para fundamentar el acompañamiento en general de dicha ley que nos permitía dar los primeros pasos en pos de la recuperación de una herramienta fundamental para la reconfiguración de nuestro deficitario sistema energético, poniendo en blanco sobre negro los objetivos de interés público que revisten la recuperación del autoabastecimiento sostenido en el tiempo y la planificación de una matriz de generación de energía mucho más sostenible, más diversificada y menos dependiente de los hidrocarburos en pos de un desarrollo económico y social más justo y equilibrado.

El primero de los puntos que señalábamos hace dos años, se refería a la política energética en general y a la posibilidad que se nos abría con la recuperación de la principal empresa de hidrocarburos en nuestro país, en orden a poner en marcha no sólo la recuperación productiva y de inversión pública dirigida a bienes estratégicos como los hidrocarburos— que arrastraban

años de declinación en extracción de gas y petróleo, junto con la pérdida de reservas probadas y la superexplotación de los yacimientos—, sino a reconfigurar todo el subsector de hidrocarburos, lo cual significaba desmontar el conjunto de reglas de juego que el régimen económico de la apertura y la desregulación había creado a comienzos de los 90, y que es lo que explica el carácter estructural de la crisis de descapitalización y pérdida productiva del sector.

En ese contexto, la recuperación de YPF por parte del Estado nacional y las provincias, constituía un primer paso necesario pero en ningún modo suficiente, ya que si no se abordaban de manera integral el conjunto de problemáticas del sector —acosado por la caída productiva, la desinversión y la caída sistemática de reservas— a través de un rediseño completo de las reglas de juego, esto es de un cambio estructural de funcionamiento del sector hidrocarburífero, corríamos el serio peligro de que el proceso de recuperación del control estratégico de YPF por parte del Estado, terminara en la convalidación del funcionamiento oligopólico, cartelizado y desregulado que han sido los patrones fundamentales bajo los cuales el sector funcionó en los últimos 25 años, generando un proceso de continua apropiación de la renta en favor de esos mismos sectores.

Obviamente, celebramos que YPF haya empezado a mostrar números más favorables en términos de desempeño productivo y de inversiones en todos los eslabones de la cadena, aunque esto era lo mínimo que teníamos que lograr en un contexto como en el que estábamos, ya que, si recuperábamos la principal empresa de hidrocarburos del país, lo hacíamos no sólo con ese primer y necesario objetivo, sino también con el fin de reformular todo el esquema de funcionamiento del sector, volviendo a poner a YPF en el rol de empresa testigo, propiciando la reapropiación de renta en los distintos eslabones de la cadena.

Ahora, entonces, no sólo teníamos que proceder a la derogación sin más de los decretos desreguladores del menemismo —cuestión que expusimos en nuestro dictamen de minoría en ocasión del tratamiento de la ley de expropiación en abril de 2012— sino que debíamos habilitar un enfoque mucho más agresivo, que fuera por la recuperación del control del 100 % de las acciones de YPF, lo cual estaría enmarcado en una completa auditoría de reservas y de los eventuales pasivos ambientales que deberíamos encarar en conjunto con las provincias, de modo tal de permitirnos un posicionamiento mucho más sólido a la hora de potenciar la recuperación productiva de la empresa.

Asimismo, si no se establecían desde una YPF totalmente recuperada por el Estado nacional— con un cambio en la constitución de la sociedad, que proponíamos fuera una sociedad anónima con participación estatal mayoritaria—, nuevos parámetros que obligaran al resto de los actores privados del sector *upstream* de la industria a encarar las inversiones para la recupera-

ción productiva de los yacimientos, el Estado nacional junto a las provincias —como detentoras del dominio originario del recurso— estaríamos habilitados para encarar un proceso de reversión de áreas concesionadas por falta de cumplimiento de inversiones, aspecto que está detrás del desastroso desempeño productivo de estos años.

Téngase en cuenta, que, entre 1999 y 2013, hemos perdido casi el 60 % de las reservas probadas de gas natural y un 25 % de las reservas de petróleo, y fue justamente el año 1998 el del pico de extracción de petróleo y, a partir de allí, la norma ha sido la declinación permanente, mientras que, en el caso del gas, el pico de extracción lo alcanzamos en 2004, aunque la pérdida de reservas probadas fue mucho más alarmante al compás de la irracional exportación de un insumo estratégico para nuestro desarrollo.

Queda más que claro, entonces, que el sistema de la desregulación deprecó, no repuso reservas y, al cabo de una década, desde 1999, comenzó a mostrar una caída estructural que está en la base de los actuales y dramáticos déficits de suministro, que se han agravado a la luz de la profundización de la caída productiva de todo el sector.

Nuevamente, si no reformulábamos el esquema, con YPF sólo no alcanzaba; de hecho, al momento de la expropiación, YPF controlaba sólo el 34 % de la producción de petróleo y el 23 % de la extracción de gas, cuando en 2000 ostentaba un control del 42 % en petróleo y un 35 % en gas, lo cual habla a las claras del desempeño de Repsol —quien ya se convirtió en el controlante del total accionario de la empresa en 1999— y de la continua complicidad del Estado nacional que miró para otro lado durante los últimos quince años. Y todo este escenario, se ha agravado aún más, con el aumento incesante del déficit energético, que es la contracara del desastroso desempeño productivo del resto de los operadores del sistema y de la consolidación de una pauta de negocios que tiene que ver con un sector oligopólico, trasnacionalizado y que trata de asegurar ingresos en dólares y captación de renta mediante la convalidación de aumento de precios, tanto en el sector *upstream* como en el *downstream*.

En efecto, cuando vemos las políticas que se han tomado en estos dos años, lo que observamos es una continuidad de un tipo de intervención del Estado que es totalmente funcional al interés corporativo de estas grandes empresas, ya que sigue transfiriendo recursos públicos para financiar recomposición de precios —veamos el caso del gas natural, en el que el gobierno nacional le reconoce a las compañías productoras una banda de precios que va entre los 5 y los 7,5 dólares por millón de BTU, si extraen gas nuevo, o la flamante decisión de comienzos de 2014 de importar petróleo crudo a través de un sistema de cuotas en el que participan YPF y las otras cuatro compañías líderes, o la convalidación de aumentos en los precios de los combustibles líquidos en los últimos años, lo que llevó a

que, en tan sólo dos años, los mismos aumentarían en promedio casi el 100 % con un acumulado entre enero de 2009 y septiembre de 2014 de más de un 400 %— y recomposición de ganancias de las empresas.

De esta manera, el Estado subsidia en forma inadmisiblemente al conjunto de las empresas de sector y se calcula que, con los programas de incentivos a mayor producción de gas y petróleo, entre 2012 y 2014 se destinarán alrededor de 3.700 millones de dólares, que son pura ganancia para las empresas, amén de la renta que capturan a través del aumento incesante de los precios de los combustibles.

Por ende, en todo este esquema, YPF, más que actuar como la empresa testigo que imponga nuevas reglas de juego al resto de los actores en función de la acumulación creciente de capital nacional y de recuperación de control de activos estratégicos, lo hace como la empresa líder del cartel de firmas del sector que sigue funcionando bajo un patrón que permite captación de renta y que, además, no sólo no recupera inversión ni desempeño productivo, sino que sigue haciendo negocios jugosos con un Estado bobo que subsidia a través de la convalidación de precios al alza en toda la cadena.

Es más, en el caso del aumento de los combustibles líquidos, es YPF la que señala el camino al resto de las empresas en la carrera por recomposición de precios que estamos sufriendo en los últimos dos años, lo cual, incluso, se ha reconocido como un paso supuestamente imprescindible para recuperar renta y destinarla al proceso productivo. Ahora, estamos de acuerdo en la capitalización de la empresa, pero nos parece tremendo e injusto que la misma, en definitiva, se haga sobre las espaldas de los ciudadanos consumidores y de un Estado ineficiente que no regula, no controla y no planifica.

En definitiva, la situación del sistema energético nacional se sigue deteriorando, lo cual queda expuesto en el déficit energético de 2013, que superó los 6.500 millones de dólares, un 120 % mayor al déficit de 2012 y con la consolidación del funcionamiento de un sector que sigue mostrando números declinantes, nula inversión y caída de reservas. Por ende, la necesaria recuperación productiva de YPF —que celebramos— no es suficiente, más aún si la misma empresa termina siendo funcional al esquema de apropiación de renta que, hasta ahora, sigue intocado.

Y, en consecuencia, lo que observamos es que, con el proyecto de ley de hidrocarburos que el gobierno nacional pretende aprobar en trámite exprés, estas delicadas cuestiones que forman parte del corazón de la política hidrocarburífera nacional, no se modificarán en absoluto. Es más, los cambios propuestos en las modalidades de las concesiones, las nuevas figuras creadas, los plazos extensos y la generalización de mecanismos promocionales en beneficio de los grandes actores del sector, nos dejará aún un cuadro más frágil y volátil en términos de capacidad de control e intervención del Estado en la política energética.

El segundo aspecto que nos parece relevante y que tiene que ver con el contexto general de la política energética nacional en un país federal como la Argentina, es el vinculado a la compleja y estratégica relación Nación-provincias en la planificación, formulación e implementación de una política hidrocarburífera que esté en línea con el proclamado objetivo de recuperar el autoabastecimiento.

En ese sentido, por medio de la ley 26.741 de soberanía hidrocarburífera, tanto el Estado nacional como las provincias, son los nuevos propietarios del 51 % de las acciones expropiadas a Repsol, ostentando el Estado nacional el control del 51 % de ese paquete, y el restante 49 % en manos de las provincias, según lo establecido en el artículo 8° de la norma. Recordemos que, hace dos años, en el contexto de la aprobación de la ley, este delicado asunto quedó en la nebulosa y tan sólo se hizo referencia —en el artículo 8°— a que la reglamentación debería contemplar las condiciones de la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones a las provincias productoras de hidrocarburos.

Ahora, en el contexto de esta coyuntura, y con el debate parlamentario sobre el convenio firmado con Repsol, surgió esta crucial cuestión con declaraciones tanto del gobierno nacional como de las autoridades de las provincias petroleras, en las que habían trascendido puntos de vista cruzados y contradictorios sobre la forma en que las provincias se harían de la cuota parte de acciones correspondientes. Si desde el Estado nacional se amagó con la propuesta de que las provincias debían monetizar el porcentaje de acciones en su poder en función de las riquezas de las cuencas sedimentarias en sus territorios, desde Neuquén y Chubut, por citar estos casos, se conocieron declaraciones en las que se rechazaba semejante postura y se advertía sobre el conflicto que ello generaría en el futuro.

Fue en ese marco, en el que surgió una puja creciente en torno a un proyecto de ley de hidrocarburos, que, entre junio y septiembre, tuvo idas y venidas, con propuestas diversas que se “debatieron” de manera oficiosa entre la Nación y las provincias petroleras, y que tuvo un “cierre” leído en términos de acuerdo básico entre las jurisdicciones, que se cristalizó en el proyecto que está en consideración y que, en líneas generales, patea hacia adelante gravísimas definiciones vinculadas a las cuestiones fiscales, ambientales y licitatorias, todo lo cual quedó contenido en una generalidad imprecisa que se expresó en un convenio que ha servido como antecedente del consenso alcanzado en torno al proyecto de ley. En este escenario, como bien decíamos al comienzo, el 85 % de la población que habita en las 14 provincias consumidoras de la Argentina, no sólo no fue convocada para habilitar un debate amplio y serio sobre la problemática de los hidrocarburos, sino que tampoco, desde las administraciones provinciales concernidas, se ha buscado participar de manera concreta, lo cual es no sólo esperable sino decisivo e inevitable en un país cuya forma de gobierno federal así lo determina.

Esto se da en un contexto institucional anárquico y anómico de la política hidrocarburífera, ya que, a pesar de la norma hoy existente y de la incipiente recuperación de YPF bajo el control estratégico del Estado nacional, no sólo no se ha podido resolver el estratégico punto del rol de las provincias en la compañía— según nuestra Constitución reformada en 1994, las provincias son detentoras del dominio originario de los recursos naturales que están en su subsuelo, aunque ello no implica que tengan la propiedad, siguiendo una línea de interpretaciones constitucionales y legales vigentes a partir de la reforma de la Constitución en 1994 —, sino que tampoco se ha logrado alinear a los estados provinciales hidrocarburíferos detrás del interés público de fortalecer a YPF como la auténtica palanca nacional para la recuperación de nuestro sector hidrocarburífero de modo tal de incidir de manera más decisiva en la captura de la renta generada por la actividad.

De hecho, en estos últimos dos años, como ha pasado en la década de los 2000 y al compás de la ley 26.197 de 2006 —la llamada ley corta, por la que el kirchnerismo acentuó el esquema de provincialización del recurso ya existente oficializando la potestad de las provincias para otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos—, las provincias han acentuado su rol autónomo a través de la creación y/o fortalecimiento de empresas provinciales de hidrocarburos que, incluso, han intervenido en las renegociaciones de otorgamiento y prórroga de concesiones, compitiendo, en los hechos, con la empresa YPF. Por ende, no se entiende cómo, en este contexto en el que los Estados provinciales optan por estrategias de política hidrocarburífera que buscan mayores grados de autonomía del Estado nacional, podrá llegarse al objetivo central de avanzar en la búsqueda del autoabastecimiento y de una nueva política energética con sentido de mediano y largo plazo.

Ante ese panorama, es que aparece este proyecto de ley que, sin resolver las cuestiones de fondo, busca tan sólo recortar el margen de maniobra de las provincias para avanzar, en el futuro, en decisiones productivas sobre los hidrocarburos. Y, al recurrir a este manotazo de última instancia, el gobierno nacional lo hace pensando en Vaca Muerta, en los recursos no convencionales en general y en la posibilidad de habilitar las mejores condiciones posibles para el capital privado, de cara a la explotación futura de las cuencas *off shore* y de los petróleos pesados. En ese proceso, y bajo estas nuevas condiciones, las empresas provinciales se convierten en socios indeseables para los grandes jugadores del sector, como YPF, Pan American, Total, Chevron, Axion, Shell o Petrobras y, por ende, se ha buscado correrlas del escenario de definiciones políticas y económicas sobre los hidrocarburos.

Asimismo, y más allá de lo previamente enunciado, sabemos que la presencia de una cantidad de empresas provinciales pequeñas, cuya capacidad para actuar en términos de la escala que la actividad hidrocarburífera demanda es, cuanto menos, dudosa, debilita concreta-

mente la capacidad del Estado nacional para planificar e implementar una política energética de alcance nacional. Es por ello que resulta imprescindible contar con una planificación nacional que señale los criterios bajo los cuales se va a encarar la actividad hidrocarburífera en el futuro, aunque no en los términos en los que se proponen en proyectos de ley como el que se discute en la presente coyuntura que, más que propiciar la recuperación del Estado nacional en materia de control y planificación, lo que hace es profundizar las condiciones favorables para la operación de las grandes empresas del sector.

De allí deviene la necesidad estratégica de que nuestro país ponga ante sí el desafío de debatir una nueva ley nacional de hidrocarburos, que brinde previsibilidad institucional y que modifique el actual escenario caótico y contradictorio de la normativa existente, amén de que permita que, de una vez por todas, los argentinos discutamos una ley de hidrocarburos de una democracia federal y participativa, ya que, la única ley nacional vigente —la 17.319, que tiene más de 200 modificaciones— es la que se estableció en 1967, a través de un decreto ley del gobierno militar de Onganía, hace ya 47 años, y que hoy se modifica parcialmente en función de objetivos totalmente ligados a la maximización de los beneficios de los actores del sector.

Sin dudas, un objetivo central de un instrumento de esas características será armonizar un diseño político-institucional que restituya los balances del federalismo en materia de política hidrocarburífera y que piense el escenario no sólo en función de las provincias poseedoras del recurso, sino también en relación a aquellas otras jurisdicciones que no tienen actividad hidrocarburífera pero cuyos intereses deben ser contemplados en una reorganización del esquema de poder de control y preservación de los recursos fósiles a escala nacional.

Un tercer aspecto central en el debate sobre la pertinencia de este convenio retoma otra de las aristas del debate presente hace dos años, y que refería a que la República Argentina está sujeta, desde la década de los 90, a un conjunto de instrumentos jurídicos internacionales, que se han erigido en salvaguarda concreta de los intereses inversores de los Estados Unidos y de Europa Occidental, que son los tratados bilaterales de inversión (TBI) y las jurisdicciones especiales como el CIADI, el Uncitral u otros, que son tribunales ad hoc en los que se han ventilado las controversias jurídicas, comerciales y patrimoniales que surgieron al compás de la crisis de 2001 con la ruptura del esquema de dolarización bajo el que nuestra economía funcionó hasta entonces.

En efecto, el caso Repsol, como tantos otros, ha sido posible por el hecho objetivo de que la Argentina ha cedido jurisdicción soberana a este tipo de instrumentos internacionales y ha corroborado, con su accionar, las disposiciones vigentes en los tratados bilaterales de inversión (TBI), que le dan importantes prerrogativas

a los Estados cuyos actores empresariales tienen inversiones radicadas en nuestro país.

Ante el agravamiento de este escenario de sujeción y pérdida de soberanía, durante la década de los 2000, nuestro país no sólo no revisó las nefastas consecuencias que este tipo de políticas han tenido y aún conservan sobre nuestro margen de maniobra soberano como Estado, sino que ni siquiera ha planteado un horizonte de reversión de la vigencia de este tipo de instrumentos, al modo en que ya ha ocurrido con otros países hermanos en nuestra región, que han repudiado estos tribunales ad hoc retirando oficialmente la membresía y anulando legislaciones que sometían a sus economías y sistemas normativos al chantaje de estos mecanismos de poder externo.

Es por ello que, hace dos años, poníamos este debate en el necesario contexto de debilidad extrema en el que estaba nuestro país y reclamábamos una decidida voluntad política que permitiera la creación de las condiciones para anular –como acto soberano inalienable e imprescriptible– la vigencia de este tipo de instrumentos jurídicos –entre ellos, el tratado vigente con España desde comienzos de los 90– al tiempo que se encarara una profunda investigación y auditoría integral sobre el manejo patrimonial de YPF en manos de Repsol entre 1999 y 2011 y el balance de contingencias de todo tipo, entre ellas, los pasivos ambientales, en orden a definir rotundamente las responsabilidades de todos los actores involucrados.

Como ya sabemos, nada de esto ocurrió; el Estado nacional mostró parcialmente una voluntad de acción y de denuncia que, rápidamente, quedó en el olvido a medida que pasó el tiempo y se desconocían los detalles sobre los términos bajo los cuales el gobierno nacional estaría dispuesto a avanzar para zanjar la disputa con Repsol. Vale recordar, además, que en el tratamiento legislativo de la ley de soberanía hidrocarburífera, se hizo especial énfasis en el hecho de que era inaceptable que la actividad de esta nueva YPF no fuera alcanzada por la autoridad de contralor externo de la Auditoría General de la Nación (AGN), ni por el control interno de la SIGEN, ya que se alegaba que su estatus como sociedad anónima la ponía fuera del alcance de estas provisiones, cuando, simultáneamente, por el artículo 1° de la misma ley, se le otorgaba a la actividad hidrocarburífera el carácter de interés público, lo cual se daba de patadas con el oscurantismo propuesto en el artículo 15 de la mencionada ley.

En este marco, entre noviembre de 2013 y febrero de 2014, se “cocinaron” las condiciones del acuerdo por el que la República Argentina presentó como un logro un convenio por el que se le reconoció a Repsol un valor de 5.000 millones de dólares por el 51 % de las acciones expropiadas y a través del cual se reafirmó, explícitamente, la pertinencia y vigencia de legislación internacional que condiciona nuestra soberanía en términos políticos y económicos y se aceptó– a libro cerrado– una arbitraria valuación de activos, presentan-

do como toda prueba un supuesto informe de tasación sobre cuyos procedimientos jamás se informó en estos dos años y que, casualmente, hace una valuación similar al monto informado en el convenio firmado y que arrojó, además, más opacidad y falta de transparencia sobre los posibles pasivos ambientales acumulados en todos estos años de actividad hidrocarburífera en la Argentina.

Asimismo, es importante tener en cuenta que, en el escenario de la pelea entre el gobierno nacional con los fondos buitres en torno al ya conocido fallo Griesa y ante la eventualidad de que la empresa YPF y sus socios estratégicos –léase Chevron– pudieran sufrir embargos de activos, el directorio de la empresa de bandera reafirmó con un insólito comunicado, una concepción propia de una firma con intereses transnacionales que nada tienen que ver con el objetivo genuino del desarrollo nacional. En efecto, en julio de 2014, YPF S.A. emitió un sugestivo comunicado destinado a la agencia Bloomberg en Nueva York y, por extensión, a la comunidad inversora de los Estados Unidos, en el que manifestó, con rotunda claridad que “... YPF es una compañía independiente y así es gestionada [...] Los activos de YPF no pertenecen a la República Argentina, por lo tanto no pueden ser embargados por una deuda soberana.”⁵

Contundente afirmación, si las hay.

En definitiva, estimamos que nuestro país sólo podrá tener perspectivas de recuperación en materia de hidrocarburos, si acomete el desafío de potenciar YPF como la auténtica empresa testigo de una política energética nacional que viabilice la captura de renta en favor de un nuevo proyecto de desarrollo productivo que nos permita salir del extractivismo y diversificar nuestra economía con tecnología y valor agregado, al tiempo que recree nuevas condiciones de participación del capital extranjero que no sean lesivas para el interés nacional y nuestra soberanía, para lo cual, deberemos discutir la anulación de los tratados bilaterales de inversión y la sujeción de nuestro sistema normativo a jurisdicciones externas, para terminar con la vigencia de estructuras que reproducen condiciones propias de un país semicolonial.

B. *La evolución de la dimensión medioambiental: omisiones y complicidades*

La evolución de la dimensión medioambiental en la problemática de la actividad hidrocarburífera es ciertamente compleja y, desde mediados de la década de los 90, han existido reclamos que se materializaron en sedes judiciales a través de acciones colectivas por daño ambiental y que imputaban a YPF antes y después de la llegada de Repsol, como a otras compañías operadoras en materia de extracción de hidrocarburos, haciendo hincapié, fundamentalmente, en la cuenca neuquina, que es el principal pulmón productivo del país.

5 http://www.ieco.clarin.com/economia/quieren-embargar-activos-YPF-Chevron_0_1178882376.html

Una de estas acciones centrales en los procesos de reclamo por remediación a partir de daño ambiental, fue la causa iniciada por la Asociación de Superficiales de la Patagonia (ASSUPA), a partir de un informe del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) que, sobre la base de una investigación previa en tres áreas específicas de la cuenca neuquina, había llegado a la conclusión de que, entre los años 1991 y 1997, la contaminación en la región era relevante y que se calculaba el costo total del daño en el orden de los 545 millones de dólares. El citado informe se realizó entre los años 1997 y 1999 y, posteriormente a la difusión pública del mismo, la mencionada asociación planteó, en 2003, una demanda inicial que se constituyó en la primera acción por daño ambiental que se promovió en la cuenca neuquina y, por extensión, en todo el país en los tiempos pos desregulación del sector hidrocarburífero.⁶

Desde entonces, ese proceso –radicado en la Corte Suprema de Justicia de la Nación bajo el expediente A 1.274/03– ha tenido un derrotero sinuoso, durante el cual las empresas interponían acciones dilatorias de todo tipo mientras desconocían responsabilidades en lo atinente a la mala gestión ambiental en los yacimientos en los que operaban. En ese contexto, hacia comienzos de 2011, la Corte Suprema llamó a conciliación a las partes, a resultas de lo cual, la empresa Repsol fue la única que reconoció, a través de sus letrados patrocinantes, la presencia de daño ambiental a partir de su accionar en la cuenca neuquina y se comprometió a comenzar a trabajar en el proceso de remediación de pozos una vez que los mismos fueran debidamente identificados.

Esto lo señaló el ingeniero Ricardo Apis, uno de los demandantes de la mencionada Asociación de Superficiales de la Patagonia (ASSUPA), quien, en una reciente entrevista, confirmó lo indicado en el párrafo anterior sobre la asunción de responsabilidades por parte de Repsol en la mencionada audiencia de conciliación.⁷

Sin embargo, la mencionada asociación ha denunciado que, como consecuencia de la expropiación parcial sancionada en mayo de 2012, estas actuaciones se han frenado, lo cual está en conocimiento de Estado nacional.

Es por ello que, el pasado 11 de marzo del corriente, luego de conocerse el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación celebrado entre la Argentina y Repsol, ASSUPA interpuso ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, un pedido de embargo contra la petrolera española, aseverando que en dicho acuerdo no se han tomado en cuenta las remediaciones ambientales por los daños ocasionados en la cuenca neuquina. El mismo día envió una nota

al senador Guillermo Pereyra (MPN), presidente de la Comisión de Minería, Energía y Combustibles del Senado de la Nación, donde enumera las causas abiertas contra Repsol y denuncia que a través de las cláusulas de desistimiento, renuncia e indemnidad establecidas en el convenio, no sólo se ha eximido de responsabilidad a Repsol por los pasivos ambientales sino que su costo será transferido al Estado nacional.

Esta grave anomalía corrobora, una vez más, la forma cuanto menos irresponsable y opaca en la que el Estado nacional ha actuado en los últimos años en relación a la problemática ambiental en materia de determinación de responsabilidades de las empresas operadoras de hidrocarburos. En efecto, es el mismo Estado que, hacia junio de 2012, a través del Informe Mosconi, señalaba que la empresa Repsol –a cargo de la gestión de YPF– era responsable por daño ambiental y que ello configuraba un hecho grave que, debidamente cuantificado, sería utilizado a la hora de evaluar correctamente los activos y pasivos –entre ellos, los ambientales– de la compañía durante la gestión Repsol entre 1999 y 2011. En el informe, precisamente, se afirmaba que existía evidencia sobre la estrategia de depredación, desinversión y desabastecimiento del mercado interno que desplegó la empresa Repsol desde que tomó el control estratégico de YPF en 1999.

Por cierto, en ese contexto, se conocieron, incluso, declaraciones de autoridades de las provincias petroleras de Neuquén, Santa Cruz y Chubut, entre las principales jurisdicciones petroleras, que ratificaban la existencia de mala gestión ambiental por parte de la compañía, a resultas de lo cual, en conjunto, se estimaban daños que podrían rondar entre los 5.000 y 6.000 millones de dólares. De hecho, hacia mayo de 2012, el ingeniero Guillermo Coco –ministro de Energía, Ambiente y Servicios Públicos de la provincia de Neuquén, que actualmente sigue en el cargo– manifestó que el daño ambiental en la cuenca neuquina provocado por la mala gestión productiva de Repsol YPF orillaba los 1.500 millones de dólares.⁸

Es importante tener en cuenta que, desde una década antes, las comunidades mapuches originarias asentadas en el territorio neuquino, encararon acciones contra la empresa YPF Repsol y, durante todo ese tiempo, lucharon incluso contra las mismas autoridades gubernamentales de la provincia que no parecían tener ni la voluntad política ni la capacidad administrativa y técnica para avanzar en los imprescindibles controles medioambientales en la cuenca.

De hecho, el 27 de marzo de 2002, las comunidades mapuches kaxipayiñ y paynemil y la Confederación Mapuche del Neuquén presentaron una primera demanda contra YPF, radicada en el Juzgado de Primera Instancia en lo Civil, Comercial y de Minería N° 4 del Neuquén, por la que se exigía una indemnización por

6 Entrevista publicada por el Observatorio Petrolero Sur. Ver <http://www.opsur.org.ar/blog/2014/03/18/la-mega-causa-ambiental-en-la-cuenca-neuquina-y-la-negociacion-con-repsol/>

7 Idem 1.

8 Para profundizar en los dichos del ministro ver nota publicada en www.neuquen.com.ar el 14/05/2012.

los daños ocasionados por la rescisión unilateral del acuerdo firmado con YPF en septiembre de 2000 y por el pasivo ambiental en Loma de La Lata por la suma de 440 millones de dólares.

Estas presentaciones judiciales se fundamentaron en las conclusiones de un estudio científico elaborado en 2001, en el que se cuantificaban los daños ambientales y las nocivas consecuencias sobre los recursos hídricos y la salud de la población. En concreto, se afirmaba que 630 mil m³ de suelo estaban contaminados con altas concentraciones de cromo, plomo, arsénico, naftaleno, pireno y compuestos aromáticos en capas de hasta seis metros de profundidad. En tanto las aguas registraron valores de metales pesados, hidrocarburos y fenoles que superaban los valores legales. Asimismo, los resultados de los estudios clínicos realizados a 42 personas, sobre un total de 98, detectaron síntomas de intoxicación crónica por hidrocarburos: vértigo, debilidad, nerviosismo, dolor de extremidades y dermatitis. También reflejaban manifestaciones de intoxicación con metales pesados como: irritabilidad, cefalea, insomnio, sueños perturbados, fatiga e interrupciones de embarazos.

El caso de Santa Cruz es también paradigmático. Antes del proceso de expropiación, el gobierno de la provincia, a través de la Secretaría de Medio Ambiente y el Instituto de Energía provincial, iniciaron el cateo de cada uno de los pasivos ambientales de la empresa española. Los resultados arrojaron cerca de 13.000 pozos inactivos, de los cuales unos 8 mil se encontraban en estado de abandono. Por su ubicación e imposibilidad de emprender algún tipo de actividad productiva, dichos pozos fueron calificados como pasivo ambiental, el equivalente serían más de 100 mil hectáreas improductivas. Se estimó, asimismo, que el 95 % de las piletas vinculadas a los yacimientos inspeccionados habían sido mal saneadas.

En varias oportunidades Repsol YPF había presentado planes de remediación ambiental para la provincia. En marzo de 2011 se había anunciado un plan de saneamiento por una suma de más de \$ 564 millones de pesos, prácticamente el doble del monto invertido en 2010, que no superó los \$ 290 millones de pesos.

En Chubut se registraron procesos de investigaciones y relevamientos ambientales que fueron rápidamente abortados. En efecto, entre mayo y junio de 2012, durante el período de la intervención del Estado nacional en YPF luego de la expropiación, el gobierno de la provincia sostuvo que se habían relevado unos 1.800 pozos abandonados por Repsol y el intendente de Comodoro Rivadavia, Néstor Di Pierro, sostuvo que, sólo en esa localidad, Repsol mantenía una deuda de casi 200 millones de pesos. A su vez, se habían comenzado trabajos de relevamiento en áreas concesionadas a YPF que habían sido revocadas por la provincia por falta de inversiones en mayo de 2012, como El Trébol Escalante, Campamento Central-Cañadón Perdido y

Manantiales Behr.⁹ El resultado de todo ello es hoy un enigma.

En definitiva, ninguna de estas investigaciones preliminares han sido confirmadas o validadas por el Estado nacional a través de estudios técnicos de impacto ambiental debidamente encarados o, eventualmente, por los estados provinciales, ni tampoco por autoridad regulatoria alguna en materia de hidrocarburos, ya sea antes del proceso expropiatorio, puesto en marcha el pasado 16 de abril de 2012, como en fecha posterior.

Asimismo, es importante tener en cuenta que, en todos estos casos, la empresa YPF ha sido siempre la operadora de los yacimientos, lo que significa que es la responsable ante cualquier tipo de consecuencia civil, comercial, patrimonial o ambiental, lo cual no es obstáculo para encarar las necesarias e imprescindibles investigaciones ambientales que permitan echar luz sobre todo lo actuado. En ese sentido, todo lo manifestado en este dictamen, con la mención de casos concretos y la descripción del accionar político de las provincias y del Estado nacional, hablan de una situación concreta de falta de regulación y control.

En efecto, “los vacíos normativos y la falta de voluntad regulatoria del Estado permitieron la introducción, a escala masiva, del paquete tecnológico conocido como *fracking*, otorgando mayores facilidades a empresas y al sector empresario, como las contempladas en los decretos 929/13 del gobierno nacional y 1.208/13 del Ejecutivo neuquino. En este sentido, el avance, tuvo un correlato en reformas que restringen derechos colectivos ambientales, como el decreto 422/13 del gobierno del Neuquén, que exime de estudio de impacto ambiental a los pozos no convencionales –por ende de audiencia pública– y, en su lugar, demanda un informe ambiental. El impulso de estos proyectos también viola derechos colectivos indígenas, al no instrumentarse mecanismos de consulta y de consentimiento previo, libre e informado en los territorios indígenas afectados”.¹⁰

Por lo tanto, a la luz de los antecedentes descritos, y teniendo en cuenta la absoluta indolencia e irresponsabilidad institucional con la que se trata la dimensión medioambiental en el proyecto de ley que es motivo de análisis en el presente dictamen, estimamos que no existen condiciones que permitan prever escenarios promisorios en esa materia.

C. Esbozo de propuestas para salir del atolladero energético

Dado este contexto, una planificación de corto, mediano y largo plazo, debe ser consistente con dos grandes “avenidas estratégicas” que creemos deberían ser las auténticas políticas de Estado en la materia. Las

⁹ <http://tiempo.infonews.com/2012/05/24/argentina-76467-el-pasivo-que-dejo-repsol-ya-es-superior-al-valor-que-exige-por-ypf.php>

¹⁰ Rodríguez López, Diana, “Ante la duda... ¿el *fracking*?”, en *Fractura Expuesta*, publicación del Observatorio Petrolero Sur, año III, julio 2014, Buenos Aires, p. 13.

mismas deben ser, por un lado, una diversificación de la matriz energética que incremente la participación de fuentes de energía renovables y mejore los grados de eficiencia energética. Por otro lado, la siempre mencionada integración latinoamericana, tanto en la conformación de un sistema regional como en el desarrollo científico-tecnológico del mismo.

A partir de estas grandes líneas, planteamos escenarios a modo de propuestas iniciales de política pública en energía en el corto, mediano y largo plazo.

En el corto plazo, quizás lo más indicado sería intensificar el debate sobre el cambio del marco regulatorio para maximizar la apropiación estatal de la renta petrolera del sistema hidrocarburífero.

La renta petrolera puede definirse, en un sentido más general, como la diferencia entre el precio internacional del petróleo crudo—es decir, sin elaborar todavía— y los costos de extracción del mismo. En los últimos años, los precios internacionales del petróleo han subido en forma persistente, como consecuencia combinada del aumento de la demanda, una oferta que crece con menor ritmo dada la madurez productiva de buena parte de los yacimientos en el mundo, una revalorización geopolítica del recurso y la creciente especulación financiera en la comercialización del producto.

En efecto, a partir de la recuperación por parte del Estado nacional y provinciales de un tercio de la renta petrolera potencial que la actividad de explotación hidrocarburífera genera en nuestro país a través de la expropiación y el control del 51 % del paquete accionario de YPF S.A., es factible proponer un esquema de funcionamiento del sistema que permita morigerar los nocivos efectos de la pérdida del autoabastecimiento, con la consecuente profundización de la crisis. Para ello, es fundamental conocer la magnitud real de la renta petrolera total que el sistema hidrocarburífero genera en la actual coyuntura crítica de la Argentina.

Este aspecto es determinante hacia el futuro, ya que, una de las debilidades estructurales que tiene el sector energético argentino, es, por un lado, la falta de control adecuado del Estado nacional sobre el conjunto del sector hidrocarburífero en lo que respecta a la cuantificación de los volúmenes de petróleo y gas extraídos, comercializados e industrializados y, por otra parte, la carencia de sistematización y actualización en toda la información estadística en materia de indicadores energéticos. Es que, sin esta información debidamente sistematizada, cualquier escenario o proyección, se transforma en una quimera.

Por ende, es fundamental reconstruir, desde el Estado nacional junto con los provinciales, mecanismos de control exhaustivos sobre los distintos eslabones de la industria hidrocarburífera, de forma tal de estudiar los procesos de formación de precios y de generación de renta, ya que, si esta tarea no se encara desde el poder público, será imposible planificar escenarios de cambio profundo, debido a la misma estructura oligopólica del mercado.

Asimismo, creemos que la posibilidad de establecer nuevas reglas de juego en materia de regulación estatal en el subsector hidrocarburífero, va de la mano del sinceramiento del debate sobre qué tipo de modelo de desarrollo se pretende para la Argentina, a los efectos de salir del círculo vicioso de apropiación de rentas extraordinarias por parte de los sectores concentrados de la economía en los ciclos ascendentes de los esquemas de crecimiento de base extractivista, para luego caer en la ya conocida vulnerabilidad propiciada por la reaparición de la restricción externa, que se expresa en el cuello de botella de nuestra balanza de pagos.

¿Cómo podría pensarse, entonces, un proceso que nos lleve a la maximización de las capacidades de intervención y regulación del Estado sobre estas rentas extraordinarias, de modo tal de capturar parte de los beneficios generados por los operadores del sistema, lo cual implica, simultáneamente, el cambio en las reglas de funcionamiento intersectorial entre los eslabones de la cadena hidrocarburífera? ¿Se podrá generar la perspectiva de poner sobre la mesa el debate del modo de funcionamiento y apropiación de rentas de estos sectores? Ésta parece ser la madre de todas las batallas en el sector.

Simultáneamente, desde el punto de vista normativo, es imprescindible proceder a la derogación de los principales instrumentos legales a través de los cuales se estableció la desregulación en el sector en los 90, más allá de las derogaciones de artículos parciales que se han decidido en estos años. Nos referimos específicamente al decreto 1.055/89, que estableció la desregulación del sector y permitió la conversión de los contratos de locaciones por contratos de concesión permitiendo la extensión de los plazos de concesión de 20 años (para las áreas de interés secundario) a 25 años (para las áreas de recuperación asistida). A su vez, el decreto 1.212/89, que estableció la libre disponibilidad del crudo, así como la libre importación y exportación del recurso cual si fuera un *commodity* y no un bien estratégico de carácter no renovable; al tiempo que dispuso la liberación total de los precios en todas las etapas de la producción, permitiendo a su vez la libre capacidad de refinación, de instalación y titularidad de bocas de expendio.

Y, finalmente, el decreto 1.589/89, parcialmente derogando en lo relativo a la libre disponibilidad de las divisas en hasta un 70 % en el exterior, pero que aún rige para importantes aspectos del marco regulatorio como lo son los referidos a la determinación de los contratos de explotación, la preferencia de compra de gas, disposiciones de comercio exterior, tipo de cambio, restricción a la importación, intercambio de petróleo crudo y concesiones de transporte.

La eliminación de estos decretos desreguladores con los que se iniciaron las reformas neoliberales en el sector de hidrocarburos es el primer paso en función de crear un nuevo esquema regulatorio que permita que el conjunto de los argentinos disfrutemos de las ventajas

que supone contar en nuestro territorio con este bien de carácter estratégico no renovable de uso difundido en toda la estructura económica. Sin embargo, resta aún configurar el nuevo marco regulatorio que permite compatibilizar la explotación racional del bien estratégico con las necesidades del proceso de desarrollo. Por ello, al mismo tiempo que proponemos la derogación de los decretos, fijamos un plazo de 180 días para que el Congreso de la Nación dicte un nuevo marco regulatorio sobre el sector.

Asimismo, es fundamental derogar dos de los instrumentos promocionales de las inversiones en materia de hidrocarburos que la administración kirchnerista estableció desde comienzos de 2013, con el objetivo de propender al objetivo del autoabastecimiento, repitiendo un camino transitado en toda la década y que se ha compadecido con la transferencia permanente de renta y de ingresos a los actores privados del sector hidrocarburífero, lo cual no ha permitido modificar sustancialmente el escenario declinante en materia de extracción de gas y petróleo.

Nos referimos, por un lado, al decreto 929/13, que ha sido suficientemente analizado en este minucioso informe, y que permitió establecer criterios promocionales ligados a los nuevos proyectos de explotación de recursos hidrocarburíferos no convencionales, habilitando la posibilidad de exportar hasta el 20 % de la producción obtenida al quinto año de puesta en marcha de los proyectos, siempre que el mercado interno estuviera suficientemente satisfecho; sin embargo, si esta no fuera la situación imperante de aquí a cinco años, se les permite a las empresas operadoras la posibilidad de liquidar ese porcentaje de su producción a precios internacionales en el mercado interno. Junto con este decreto, que vía la experiencia del proyecto piloto YPF-Chevron en Vaca Muerta, aparece hoy como un artículo más en el proyecto de ley presentado por el Poder Ejecutivo nacional, con el objetivo de generalizarlo, existe otro instrumento, el decreto 927/13, que permite la exención impositiva, amortizaciones de capital y devoluciones de impuestos para la importación de los bienes de capital necesarios para viabilizar la explotación masiva de los recursos no convencionales. En concreto, no es sólo esta YPF S.A., concebida como una empresa privada más del *big oil*, la que resulta beneficiada de este tipo de mecanismos promocionales que están en línea con un tipo de explotación intensiva, a gran escala y proexportadora en el mediano plazo, sino el resto de los operadores que forman parte del oligopolio hidrocarburífero en la Argentina, entre ellas, Pan American Energy, Total, Axion, Petrobras, Sinopec, Shell y Pluspetrol.

Asimismo, otro de los instrumentos que es fundamental derogar en este marco regulatorio vigente y que se ha incluido en el proyecto de ley presentado por el Poder Ejecutivo nacional con el objetivo de generalizarlo, es el denominado Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, creado a través de la resolución 1/2013, y el Programa de Estímulo

a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, creado a través de la resolución 60/2013, ambos establecidos por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que es la instancia administrativa que fue oportunamente creada a través del decreto 1.227/2012, por el que se reglamentó la ley 26.741 de “soberanía hidrocarburífera” en mayo de 2012.

En efecto, ambos programas han implicado, durante el bienio 2013-2014, una auténtica transferencia de ingresos públicos al sector privado nacional y trasnacional, bajo el objetivo de incentivar la alicaída producción gasífera, que está estancada o en declinación desde hace una década. El monto final de lo devengado, hasta septiembre de 2014, suma casi unos 26.000 millones de pesos,¹¹ que representan más de 3.000 millones de dólares de ingresos para compañías que, con la excepción de YPF S.A., no han logrado hasta el presente revertir la preocupante curva declinante en materia de extracción gasífera.

Es importante tener en cuenta, además, que los mencionados decretos, todos ellos aprobados durante 2013, han agudizado un dramático lastre que es ya estructural, y que se ha heredado del esquema privatizador y desregulador de los 90, cuyas reglas de juego siguen marcando las pautas básicas del reparto de cuotas de poder político-económico en un sector tan concentrado como el del gas y petróleo. Esta situación está vinculada con la carencia de efectivos mecanismos de control y regulación pública sobre el accionar de los actores empresariales, los procesos de captación de renta y la formación de precios en todos los eslabones de la cadena hidrocarburífera. Para todo ello, la mismísima Secretaría de Energía, ha sido reemplazada, en los hechos y vía estos decretos, por la mencionada Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, que funciona en la órbita del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, y cuyas competencias en materia de control y regulación son realmente desconocidas, así como también los mecanismos de acción concretos y los estándares sancionatorios bajo los que opera en su tarea de control de los operadores de la actividad económica del gas y del petróleo.

Por otro lado, resulta fundamental encarar dos procesos decisivos para conocer el cuadro de situación integral en todo el sector hidrocarburífero. De un lado, una auditoría integral de reservas comprobadas de petróleo y gas en todas las cuencas productivas de la Argentina. Ello debe complementarse con una auditoría de pasivos ambientales y de los activos y estado patrimonial y de deudas de YPF S.A. Todo este proceso debe ser monitoreado por la Auditoría General de la Nación y

11 Ver Lozano, Claudio: “Análisis del presupuesto 2015. Otro presupuesto mentiroso, deficitario y endeudador”, IPYYP, septiembre, 2014, Buenos Aires, Argentina.

debe garantizarse la participación de todos los sectores políticos concernidos.

En lo que respecta a la problemática de la falta de auditorías de reservas y recursos existentes, nos parece importante detenernos particularmente, ya que se trata, desde nuestra óptica, de la piedra angular del proceso de recuperación de control nacional sobre los hidrocarburos.

Como ya es de público conocimiento, las reservas de petróleo y gas natural argentinas caen año a año, tanto en términos absolutos como relativos, llegando a niveles críticos. A diciembre de 2012, según último dato oficial, el horizonte de reservas de petróleo y gas natural era de apenas 10 y 8 años, respectivamente. Lejos quedaron los 13 y 30 años de reservas de petróleo y gas, respectivamente, con los que Argentina contaba en 1989, antes de la desregulación y privatización de los hidrocarburos. La situación es aún más preocupante ya que estos menores niveles de reservas relativas se

suceden en momentos en que la extracción de hidrocarburos cae ininterrumpidamente desde 1998 para el petróleo y desde 2004 para el gas natural.

Esto es grave ya que nuestro país mantiene una gran dependencia de los hidrocarburos en cuanto a su consumo energético. Según el balance energético nacional, publicado por la Secretaría de Energía de la Nación, en el año 2010, el 90 % de la energía consumida en nuestro país provino de hidrocarburos: 50 % gas natural y 40 % petróleo. Apenas el 7 % de la energía consumida por nuestro país fueron fuentes renovables (fundamentalmente producida por las grandes hidroeléctricas) y el 3 % restante de origen nuclear. Esta situación, no se ha revertido en absoluto.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de las reservas de hidrocarburos nacionales, desde la desregulación que significó la entrada de las políticas neoliberales en el sector petrolero:

PETRÓLEO

<i>Años</i>	<i>Extracción (millones de metros cúbicos)</i>	<i>Reservas comprobadas (millones de metros cúbicos)</i>	<i>Horizonte: Reservas/Extracción (años)</i>
1989	26,7	344,6	13
1990	28,0	249,6	8,9
1991	28,6	267,6	9,4
1992	32,2	320,7	10,0
1993	34,4	352,4	10,2
1994	38,7	358,1	9,3
1995	41,7	379,4	9,1
1996	45,5	413,4	9,1
1997	48,4	416,7	8,6
1998	49,1	437,8	8,9
1999	46,5	488,3	10,5
2000	44,7	472,8	10,6
2001	45,2	457,7	10,1
2002	43,8	448,3	10,2
2003	43,0	425,2	9,9
2004	40,7	394,0	9,7
2005	38,6	349,1	9,0
2006	38,3	411,3	10,7
2007	37,2	415,9	11,2
2008	36,5	400,7	11,0
2009	36,1	398,2	11,0
2010	35	395	10
2011	33,3	390	9
2012	32	385	9
2013	31,6	380	9

GAS NATURAL

Años	Extracción (Miles de millones de metros cúbicos)	Reservas comprobadas (miles de millones de metros cúbicos)	Horizonte: Reservas/ Extracción (Años)
1989	24,2	743,9	30,7
1990	23,0	579,1	25,2
1991	24,6	592,9	24,1
1992	25,0	540,9	21,6
1993	26,7	516,7	19,4
1994	27,7	535,3	19,3
1995	30,4	619,3	20,3
1996	34,6	685,6	19,8
1997	37,1	683,8	18,4
1998	38,6	686,6	17,8
1999	42,4	748,1	17,6
2000	44,8	777,6	17,4
2001	45,9	763,5	16,6
2002	45,8	663,5	14,5
2003	50,6	612,5	12,1
2004	52,4	541,9	10,3
2005	51,6	439,0	8,5
2006	51,8	446,2	8,6
2007	50,9	442,0	8,7
2008	50,3	398,5	7,9
2009	48,4	378,9	7,8
2010	47,1	350	7
2011	45,5	330	7
2012	44,1	330	7
2013	42	315	7

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación, Instituto de la Energía Gral. E. Mosconi, Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

Desde que pasaron a manos privadas, las reservas argentinas de hidrocarburos han sido presa de diversas tergiversaciones y manejos pocos claros. A pesar de la importancia estratégica que tiene el conocer correctamente la cantidad de reservas con que cuenta nuestro país, desde 1989 se perdió totalmente el control de las mismas. Desde la desregulación del sector hidrocarbúfero y la privatización de YPF, el sector público no tiene la información estadística, pasando tanto la certificación de reservas como las declaraciones de pozos a manos de las propias empresas concesionarias o de consultoras seleccionadas por ellas. Por tanto, riquezas naturales de todos los argentinos como son las reservas de hidrocarburos pasaron a presentarse a simple declaración sin control estatal, permitiendo oscuros

manejos por parte de las empresas concesionarias. Se mencionarán aquí algunos de los casos más relevantes de los últimos veinte años donde las empresas realizaron manejos irregulares en la información estadística:

Como mecanismo previo a la privatización de YPF, en 1990 se encargó a la consultora Gaffney, Clines & Asociados un recálculo del nivel de reservas de la empresa estatal, con fondos y asesoramiento del Banco Mundial. Mediante la reclasificación de reservas entre probadas y probables, la consultora informó una caída del 29 % en las reservas probadas de petróleo y del 28 % en las de gas natural. La caída de reservas representó más de tres años de consumo nacional. Sin embargo, luego de que los yacimientos pasaran a manos privadas, las reservas petroleras se recuperaron

en apenas dos años. Entre 1991 y 1993, las reservas de petróleo crudo subieron un 32 %, volviendo a los mismos niveles existentes antes de la certificación, aumento que nunca se pudo igualar. Este crecimiento no se pudo justificar a partir de nueva actividad exploratoria que derivara entonces en incorporación de reservas, sino que se trató simplemente de tomar reservas probables como probadas. Las empresas privadas, por ejemplo, declararon una efectividad en los pozos de exploración del 70 %, valor correspondiente a un país miembro de la OPEP y que no se condice con la historia ni la geología nacional. Sin embargo, no se realizaron nuevas auditorías para comprobar la veracidad de esos valores de reservas.

Luego de la crisis social y económica de 2001 y la pesificación de las tarifas de gas natural en boca de pozo, las empresas comenzaron una drástica disminución de las reservas probadas. Al disminuir la ganancia en dólares de las empresas concesionarias, declararon “antieconómica” la extracción gasífera de cierto número de recursos, disminuyendo desde sus casas centrales las reservas probadas de la principal fuente energética argentina. Sin embargo, cuando los precios en boca de pozo tuvieron aumentos, las reservas no fueron incrementadas utilizando el mismo argumento. No se conocen investigaciones por parte del Poder Ejecutivo nacional sobre si el cambio de precios relativos justificaba esa disminución en las reservas. Asimismo, es importante mencionar que tampoco se produjeron cambios relevantes cuando el gobierno nacional decidió encarar, en 2007, un nuevo cambio en el sector Upstream con el objetivo de aumentar los niveles de remuneración de los operadores de gas y petróleo a través de los denominados petróleo y gas plus. Lo que ocurrió, más bien, fue que los operadores recibieron más incentivos para continuar con una creciente tasa de extracción que terminó por agravar aún más la ya delicada situación de declinación productiva de los pozos de gas y petróleo en buena parte de las cuencas productivas.

En el año 2005 Repsol realizó una “revisión negativa” de las reservas de petróleo y gas natural en Argentina de YPF S.A. debido a un supuesto “mayor conocimiento de los campos”. Asimismo, la reducción de reservas significó el reconocimiento del mal manejo realizado en el único megayacimiento gasífero nacional, Loma de la Lata, ya que justifica su excepcional caída de reservas en una “bajada de la presión observada en este campo durante el 2004 y 2005”. No obstante, la baja de reservas continuó al punto que en 2010 Loma de la Lata acumulaba una caída del 75 % con respecto al año 2000.

La revisión de YPF S.A. anteriormente mencionada tuvo su correlato a nivel mundial en una fuerte baja del nivel de reservas de Repsol en toda América Latina. El motivo fue la denuncia del ex ministro de hidrocarburos de Bolivia, Andrés Soliz Rada, que indicaba que Repsol declaraba ante la Securities and Exchange Commission (SEC), órgano rector de la bolsa de

valores norteamericana, a las reservas concesionadas en Bolivia como de su propiedad con el objetivo de aumentar su cotización accionaria. No se conoce si el gobierno nacional ha investigado que el mismo caso no se repita con las reservas argentinas.

Desde el año 2005 hasta 2007, por ejemplo, se mostraba un aumento de las reservas de petróleo del 20 %, virviendo la caída que se venía registrando desde 1999. Casi la totalidad de este aumento de reservas se centró en la empresa Pan American Energy LLC, específicamente en la concesión de Anticlinal Grande-Cerro Dragón, el más grande yacimiento del país. Cuando se publicaron estos datos, la empresa negociaba con las provincias de Chubut y Santa Cruz la prórroga de su concesión hasta el 2047. En este período, la empresa declaró haber realizado veintitrés pozos de exploración, todos productivos. Luego de que la prórroga fuera aprobada por las Legislaturas de ambas provincias, las reservas se mantuvieron sin nuevos crecimientos. Recientemente, ante la crisis provocada por la decisión del gobierno nacional de expropiar el 51 % de las acciones de Repsol YPF S.A. mediante la ley 26.741, conocida como Ley de Soberanía Hidrocarbúfera, la citada empresa publicó estadísticas llamativamente promisorias sobre el desempeño de estas áreas: hacia fines de 2011, registró aumentos en aproximadamente un 50 % en la extracción de gas y de un 30 % en petróleo, en relación a 2001; mientras que, simultáneamente, anunció un crecimiento del 50 % en los niveles de reservas comprobadas en ambos hidrocarburos en el mismo período de tiempo. Esta situación marcaría que, a comienzos de 2013, la cuenca del golfo San Jorge—donde opera la mencionada empresa—es la única que muestra, todavía, tasas de extracción superiores al resto de los campos en otras cuencas sedimentarias. Asimismo, es importante tener en cuenta que buena parte del crudo que se ha exportado de forma cada vez más marginal entre 2008 y 2012 ha provenido casi exclusivamente de esta cuenca sedimentaria. Es decir, se ha seguido exportando un recurso escaso, con niveles de extracción cada vez más declinantes, incentivando una nueva apropiación marginal de renta por parte de uno de los principales jugadores del sector, a pesar de la vigencia de la denominada ley 26.741, que tiene como principal objetivo asegurar el autoabastecimiento de hidrocarburos a partir de la declaración de interés público nacional de los mismos.

Estos ejemplos muestran que muchos datos oficiales de reservas y pozos, informados por las empresas como declaración jurada, generan dudas sobre su veracidad. Debemos tener en cuenta que el bajo nivel de las reservas hidrocarbúferas fundamentó la implementación de diversas medidas de subsidios públicos como los planes Gas Plus, Petróleo Plus o el régimen promocional creado por la ley 26.154, basados en datos que no tienen ni control ni garantía de veracidad. Muchos de estos subsidios y programas de incentivos—suspendidos a fines de 2011 pero reinstalados de diversas maneras, como por ejemplo, la mayor remuneración

que se le daría a los operadores por la extracción de “gas nuevo” decidida a fines de 2012— tenían entre sus requisitos el mantenimiento o aumento del nivel de reservas, por lo que no da lugar a dudas sobre la necesidad de que el Estado nacional realice un control real del nivel de reservas hidrocarburíferas.

La situación actual es insostenible ya que la información sobre las reservas reales y las inversiones es clave para conocer el estado actual del sector energético y planificar el futuro. Los argentinos no podemos desconocer cuánta es la riqueza que nos pertenece (ya que las empresas apenas cuentan con la concesión de los yacimientos pero no con la propiedad).

Ante esta situación, el Estado nacional, en su obligación de llevar adelante la política energética nacional y de regulador del sector hidrocarburífero, debe intervenir para garantizar el uso racional de los recursos no renovables y en defensa de los intereses de las próximas generaciones de argentinos y argentinas.

Las reservas e inversiones son informadas como declaración jurada gracias a la desregulación petrolera de los años 90 y, específicamente, a la resolución 319/93 de la Secretaría de Energía de la Nación. La presentación solicitada en dicha resolución fue ampliada por la Secretaría de Energía mediante la resolución 482/98, obligando la certificación por parte de auditorías externas de las reservas de petróleo y gas natural cada dos años, se estipularon definiciones (como la clasificación de reservas) y se dispuso la metodología del cálculo de reservas y los requisitos a cumplir por parte de los auditores externos. La resolución 2.057/05 extendió la información requerida en las declaraciones juradas de reservas, incluyendo un pronóstico de la extracción estimada de petróleo y gas, un detalle pormenorizado de las inversiones realizadas y una proyección de las inversiones a ejecutar.

Finalmente, ante la evidente evolución negativa de las reservas probadas y probables, la Secretaría de Energía redujo, mediante la resolución 324/06, la periodicidad de las certificaciones de reservas a un año, modificando además las definiciones de reservas. Siguiendo los criterios internacionales de medición de reservas, indicadas por la SPE (Society of Petroleum Engineers), el WPC (World Petroleum Congress) y la AAPG (American Association of Petroleum Geologists), se crearon las categorías de reservas comprobadas, reservas probables, reservas posibles y recursos.

Esta resolución estableció que la Secretaría de Energía tenía la capacidad, por sí o por medio de universidades nacionales con carreras en ingeniería de petróleos o afines, de efectuar certificaciones de reservas y recursos de cualquier área bajo permiso o concesión cuando lo considere de su interés. Los costos de estas certificaciones correrían a cargo de los permisionarios y concesionarios.

El presente proyecto obliga a la secretaría a efectuar una auditoría integral del nivel de reservas y recursos hidrocarburíferos a nivel nacional, en línea con lo nor-

mado en la mencionada resolución. El objetivo de este proyecto es movilizar efectivamente un estudio integral de las reservas y recursos para conocer fehacientemente el nivel de reservas comprobadas, probables, posibles y recursos existentes en el territorio nacional, que no causará gastos a los erarios nacional o provincial al estar financiado por las propias empresas.

La auditoría integral de reservas está dentro de las obligaciones de la Secretaría de Energía, establecidas en el decreto 1.142/03. Entre las acciones determinadas para la Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos, dependiente de la Subsecretaría de Combustible, está la de “receptar y analizar las auditorías de reservas hidrocarburíferas en todo el país”.

La auditoría incluye para cada concesión y yacimiento, además de certificar las reservas probadas, probables y posibles, el control de datos claves como la realización de las inversiones comprometidas a la Secretaría de Energía, las amortizaciones y depreciaciones de las inversiones realizadas, los costos de extracción y descubrimiento por barril equivalente de petróleo (denominados *lifting cost* y *finding cost*), así como el cumplimiento en la erogación de impuestos y regalías. Asimismo, téngase en cuenta que, según lo establecido por el decreto 1.277/12, que reglamenta la ley 26.741, de soberanía hidrocarburífera, se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, entre cuyos objetivos centrales está el de asegurar el autoabastecimiento y las inversiones necesarias en toda la cadena de la actividad hidrocarburífera a los efectos de garantizar a corto, mediano y largo plazo la energía suficiente para el funcionamiento de la economía del país. Sin embargo, y a pesar de que se ha creado una nueva normativa a los efectos de abordar la problemática de insuficiencia del sector, es sugestivo que nada se diga sobre la imperiosa necesidad de avanzar con auditorías claras y contundentes en todas las áreas extractivas de las cuencas productivas de gas y petróleo en la República Argentina.

Otro punto clave para investigar por parte de la auditoría es el cumplimiento de las normativas ambientales. Un derecho fundamental de los ciudadanos que el Estado nacional debe velar es el derecho a un ambiente limpio, por lo que es necesaria la realización de este tipo de auditorías con el objeto de comprobar que las empresas hidrocarburíferas lleven adelante la extracción siguiendo todos los parámetros ecológicos y ambientales establecidos. Para esto, se contará con la asistencia de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, dependiente de la Jefatura de Gabinete de Ministros.

Los controles medioambientales deben ser rigurosos ya que la industria hidrocarburífera es una de las que pueden traer aparejados mayores impactos medioambientales si no se cumplen estándares mínimos de seguridad. Ese riesgo se multiplica en las áreas

offshore, especialmente en aguas profundas como las pertenecientes al Estado nacional. No hace falta más que ver los estragos que la mala operación de BP (ex British Petroleum) causó en aguas del golfo de México por no llevar adelante todas las inversiones necesarias en protección ambiental.

En caso de encontrarse diferencias relevantes entre las reservas y recursos hidrocarbúferos certificados, y las declaradas a la Secretaría de Energía o algún otro incumplimiento de los deberes de los permisionarios y concesionarios, se procederá a exigir su justificación y rectificación y se deberá llevar adelante el proceso administrativo correspondiente. El artículo 70 de la ley 17.319 estipula que las empresas “suministrarán a la autoridad de aplicación en la forma y oportunidad que ésta determine, la información primaria referente a sus trabajos”. La transgresión de esta obligación es causal de caducidad de la concesión o el permiso, de acuerdo al inciso c) del artículo 80 de la mencionada ley.

La defensa y control de las reservas hidrocarbúferas deben llevarse adelante en coordinación con los estados provinciales, por lo que se los invita a adherirse a esta ley y a habilitar los mecanismos necesarios para que, a través de la Secretaría de Energía, se realice la auditoría integral de recursos hidrocarbúferos en su territorio. Por las razones antes expuestas, entendemos que todas las provincias se verán beneficiadas con el control de las reservas, inversiones y cumplimientos de las empresas, las permisionarias y concesionarias que operan en su territorio, sobre todo teniendo en cuenta que no causará ningún tipo de erogación.

Esta auditoría integral de reservas y recursos se deberá realizar en forma continua cada dos (2) años para poder llevar una real fiscalización del aprovechamiento de los recursos naturales no renovables. La comunidad debe tener conocimiento del control que se realiza sobre los recursos que les pertenecen a todos los argentinos, por lo que todas las estadísticas del sector, incluido el resultado de esta auditoría integral, deberán tener carácter público y acceso libre, derecho que garantizan nuestra Constitución Nacional y los tratados internacionales con jerarquía constitucional. Además, la falta de carácter público de los datos estadísticos clave del sector impide a la población conocer la situación y perspectiva del sistema energético.

Auditorías como la propuesta son habituales en otros países como Bolivia, Colombia y Brasil, por citar sólo casos regionales, como herramienta del sector público para controlar la explotación privada de hidrocarburos.

Por su parte, en forma simultánea a la realización de este imprescindible proceso de auditorías integrales, será fundamental abrir un amplio, generoso y participativo debate en torno a la creación de una nueva ley de hidrocarburos que incluya una legislación integral, que regule aspectos clave como modos y características de los contratos, régimen económico de los hidrocarburos, control del Estado nacional compartido con las provincias en todos los eslabones de la cadena hidro-

carbúfera y efectivos mecanismos de sanciones ante incumplimientos contractuales.

Asimismo, la reconstrucción de la esfera pública de control y regulación en materia de política hidrocarbúfera supondrá, también, el establecimiento de reservas estratégicas de hidrocarburos, lo cual está vinculado a que estos recursos revisten la calidad de bienes estratégicos y críticos para la seguridad energética de nuestra comunidad, entendida en términos de abastecimiento seguro, perdurable en el tiempo y accesible para todos en pos de un desarrollo socio económico democrático e igualitario.

A su vez, deberíamos poner el foco en el relanzamiento de planes de exploración en las cuencas geológicas productivas. Esta perspectiva de trabajo debería orientarse en pos de fortalecer, desde la YPF controlada mayoritariamente por el Estado nacional y los estados provinciales, un programa de exploración centrado en el apuntalamiento de la oferta interna de gas natural, que es el recurso más crítico en términos de suministro energético disponible. YPF debe ser el actor central en este plan estratégico, de modo tal de comenzar a revertir gradualmente la caída productiva en gas natural. Las reservas probadas de gas están hoy en el orden de los 2.000 millones de barriles equivalentes de petróleo –lo cual lleva el horizonte de producción disponible a no más de 8 años–, mientras que las distintas estimaciones existentes,¹² ubican a las reservas probables y posibles en torno a los 7.700 millones de barriles equivalentes de petróleo. En relación al petróleo, las reservas probadas están en el orden de los 2.500 millones de barriles –lo cual lleva el horizonte de producción disponible a no más de 10 años–, mientras que las reservas probables y posibles rondarían los 2.200 millones de barriles, casi el doble de las reservas existentes. Por ende, será determinante la puesta en marcha de planes de exploración petrolera en las cuencas productivas de la Argentina, con el objetivo de lograr mejoras productivas en los petróleos de tipo liviano, que son los más aptos para el proceso de refinación y que, en los últimos cinco años, han acumulado una baja extractiva del orden del 20 % acumulado.

Finalmente, estimamos fundamental, en el corto plazo, la prohibición lisa y llana del uso de técnicas de fracturación hidráulica para la potencial explotación masiva de los denominados hidrocarburos no convencionales, que, por cierto, es uno de los pilares del proyecto de ley del Poder Ejecutivo nacional. En tal sentido, estimamos que es fundamental e inevitable promover un gran debate nacional con todos los actores involucrados en la problemática, a los efectos de conocer los riesgos ciertos –aplicación del principio precautorio mediante– y el resto de externalidades

12 Se aclara que estas estimaciones corresponden a centros de estudio e instituciones relevadas, ya que la falta de precisión y actualización de las cifras oficiales en relación al estado de las reservas de hidrocarburos es una situación harta conocida.

asociadas a la masividad de este tipo de prácticas. Sólo a partir de un debate seriamente convocado y zanjado será posible saber si, como Nación, podremos o no pensar, en algún momento, en un tipo de explotación muy limitada de este tipo de recursos.

En efecto, lo que sí sabemos es que, de la mano del proyecto YPF-Chevron en Vaca Muerta, en los últimos dos años se ha generado en la Argentina un debate creciente sobre el petróleo y el gas no convencional, recursos que estarían alojados a grandes profundidades, justamente, en la cuenca neuquina.

Pero, en realidad, ¿tenemos estimaciones serias sobre estos recursos? ¿Lo pensamos, acaso, como una “nueva solución mágica” a los problemas de la pérdida del autoabastecimiento? ¿Conocemos las experiencias productivas y los impactos sociales y ambientales en los Estados Unidos, único país donde estas técnicas se han desarrollado a gran escala, a través del denominado *fracking*?¹³ Estas disyuntivas dan para un largo debate y sería bueno empezarlo a propiciar.

D. El mediano plazo: asociaciones estratégicas

A partir del esquema de intervención de corto plazo propuesto, estimamos que es fundamental encarar un diseño de planificación de mediano plazo que permita la consolidación de alianzas estratégicas por parte de YPF con grandes empresas latinoamericanas del sector a los efectos de comenzar a operar sobre las vulnerabilidades vinculadas a una política de contingencia aún vigente en el sistema hidrocarburífero.

En tal sentido, se abren perspectivas de cooperación sobre la base de los principios de complementariedad y reciprocidad, de modo tal que puedan elaborarse acuerdos que resulten mutuamente beneficiosos y que, de paso, coadyuven al fortalecimiento de un proceso de integración energética regional en el largo plazo.

Se sugieren, en tal sentido, algunos caminos posibles:

1. Asociación estratégica con Petrobras: esquema de vinculación pensado en función de las capacidades tecnológicas de la empresa brasileña en la explotación *offshore*, en la perspectiva de la planificación de la exploración del frente marítimo.

2. Asociación estratégica con PDVSA: maximización de la oferta potencial de petróleo en el mediano plazo y *know how* de la Argentina en materia nuclear.

3. Asociación estratégica con Bolivia: maximización de la oferta potencial de gas y construcción de infraestructura de transporte, fraccionamiento y distribución de combustibles líquidos.

¹³ Los hidrocarburos no convencionales son los mismos hidrocarburos (petróleo y gas) convencionales, la diferencia radica en que los no convencionales se encuentran en reservorios diferentes de muy baja permeabilidad y porosidad, de manera que es imprescindible estimularlos, por ejemplo, a través de fracturas hidráulicas (*fracking*), para poder extraer los hidrocarburos.

Aquí resulta importante tener en cuenta el contexto reciente en materia de ensayos de integración energética en la región latinoamericana, ya que estos caminos son el espejo en el que podríamos mirarnos para comenzar a recorrerlos.

En tal sentido, la propuesta liderada por Venezuela, Petrocaribe, es uno de los proyectos de integración energética más interesantes en la región. Surgió hace ya casi una década, bajo la impronta del ex presidente venezolano Hugo Chávez Frías, con el doble objetivo de crear mecanismos de promoción de comercio de productos energéticos a precios subsidiados entre los países del Caribe y de profundizar las interacciones entre los sectores de gas y petróleo y energía eléctrica entre los países miembros del proyecto.

Otro caso muy reciente es la constitución de un Consejo de Energía que funciona en el marco de la Unión de Naciones Sudamericanas –UNASUR–, que pretende estudiar, compatibilizar y encarar propuestas de coordinación, complementación e integración en el sector energético entre los países del Cono Sur.

Ciertamente, experiencias como las señaladas afrontan dificultades de todo tipo en el desafío de su profundización. De todas ellas, las fundamentales remiten a la falta de mecanismos adecuados de construcción de institucionalidad en materia de integración en la región, junto con divergencias ideológicas todavía persistentes entre los países miembros de nuestra región sudamericana.

E. A largo plazo, diversificación o crisis estructural

Las problemáticas estructurales que afronta el sistema energético nacional y las profundas limitaciones a partir de la fuerte dependencia hidrocarburífera de la matriz energética requieren una planificación consistente por parte del Estado nacional y los estados provinciales de cara al logro del gran objetivo de todo sistema energético en equilibrio: la diversificación de la matriz de generación de energía, orientada fundamentalmente al logro de metas/objetivos de crecimiento paulatino de la oferta de energía basada en recursos renovables.

Pensamos, en primer término, en la hidroelectricidad, que constituye, per se, una fuente de base en términos de la disponibilidad del recurso hídrico en la Argentina y en la tasa de utilización de esta alternativa.

En este caso nos preguntamos si sería pertinente pensar en mecanismos de asociación público-estatal y público-privado entre países de la región u otros interesados en la inversión a largo plazo en proyectos hidroeléctricos que podrían brindar las fuentes de financiamiento adecuadas para encararlos. Pero estos proyectos requieren tiempos largos de preparación, desde las etapas de estudios de impactos socioambientales y económicos hasta la compatibilización técnica de todos los aspectos relevantes en obras de tamaño complejidad.

Sin embargo, la experiencia vivida en nuestro país con las grandes obras hidroeléctricas nos marca la po-

sibilidad de encarar un rumbo diferente, más vinculado con las soluciones con impacto regional y local, de manera tal de evitar las externalidades ligadas al desarrollo de los megaemprendimientos hidroeléctricos como los que están en curso en la Argentina. Además, es importante abonar el debate sobre la pertinencia, factibilidad y razonabilidad de encarar proyectos hidroeléctricos de gran porte en ríos de llanura *vis-á-vis*, los que se podrían encarar en los ríos de altura en nuestra región cordillerana, la cual ha sido una de las áreas estratégicas para la instalación de estos emprendimientos, fundamentalmente en las décadas de los 50, 60 y 70.

Por otro lado, se abre la perspectiva de la energía eólica, solar y biomasa, entre otras, vinculadas fuertemente al diseño de un sistema descentralizado de producción y gestión de la energía, que puede brindar soluciones sostenibles en el mediano y largo plazo en regiones periféricas del país. A su vez, estimular la investigación en biocombustibles conocidos como de segunda o tercera generación.

Finalmente, la energía nuclear, que puede ser una alternativa de disponibilidad en términos de capacidad excedentaria de provisión de oferta energética y de reemplazo circunstancial y acotado de otras alternativas de base como la hidráulica o la térmica en la generación de electricidad en momentos en que el sistema deba requerir mecanismos fiables de sustitución por paradas técnicas de equipos.

Por su parte, la búsqueda de la eficiencia en el uso de los recursos energéticos está directamente relacionada con la problemática de la diversificación de la matriz. En efecto, se trata de una de las aristas centrales de los análisis de prospectiva que desde hace tres décadas aproximadamente han impactado en mayor o menor medida en la planificación de las políticas energéticas en los países centrales.

Ahora, ¿cómo definimos la eficiencia y qué dimensiones involucra? La eficiencia energética es la capacidad que tiene el sistema para producir la misma o mayor cantidad de energía con un uso más racional, diversificado y sostenible. Ello impacta, directamente, en una variable crítica, que es la intensidad energética, que puede definirse como la relación entre el uso de recursos e insumos para la obtención de una determinada cantidad de energía. En efecto, se trata de producir la misma o mayor cantidad de unidades de energía pero con un uso menos intensivo de petróleo, gas o carbón, es decir, de recursos fósiles.

Asimismo, esta problemática implica, por lo menos, cuatro dimensiones fundamentales:

– Uso racional de los recursos: no hay posibilidad de encarar políticas de eficiencia si no van de la mano de la internalización de una cultura de la racionalidad en los usos de la energía, tanto en los sectores industriales, comerciales, residenciales y de transporte.

– Sostenibilidad socio-ambiental: la búsqueda de la obtención eficiente de la energía implica la minimización de riesgos y daños al medio ambiente, la elabo-

ración de adecuados estudios de impacto ambiental y la adecuación de procesos industriales y productivos a los requerimientos de menor contaminación y emisión de gases contaminantes y optimización de los recursos vía procesamiento y reciclaje.

– Diversificación de fuentes: sólo puede sostenerse en el tiempo una política de eficiencia energética si va acompañada de un proceso paulatino de diversificación de la matriz de generación de energía que incorpore los recursos renovables, tal como se comentó en el punto anterior.

– Acceso y políticas dirigidas a la demanda: una política energética basada en la eficiencia y el uso racional implica asegurar el acceso igualitario a los bienes y servicios energéticos, al tiempo que se promueve una cultura de la demanda basada en el ahorro energético, compatible con el sostenimiento del sistema en su conjunto.

A partir de estas definiciones, ¿cuáles son las principales políticas a encarar y a qué sectores alcanzarían?

El abordaje de la eficiencia y el uso racional de la energía debe ser completo y consistente. Así, deberían encararse criterios de optimización en el uso de los recursos en las siguientes áreas:

– Hábitat: estandarización de normas de usos finales más eficientes del gas y la electricidad, procesos de etiquetado de productos con garantía de menores emisiones, promoción de viviendas sostenibles con códigos de edificación que incorporen el uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica y el calentamiento de agua y la cocción de alimentos (paneles solares térmicos y fotovoltaicos, geotermalismo, entre otros).

– Industrias y comercios: optimización de procesos industriales con el objetivo de lograr mayores estándares de reutilización de insumos y reciclaje de residuos orgánicos e inorgánicos (pequeñas instalaciones para la obtención de biogás a partir de desechos orgánicos, entre otras posibilidades), adecuación de las estructuras de las plantas fabriles y locales comerciales a las normas de uso racional y eficiente de la energía (uso de sistemas de iluminación y equipos más eficientes y amigables con el medio ambiente).

– Sector público: promoción de normas de uso racional y eficiente en los sistemas de iluminación de alumbrado público, en las oficinas gubernamentales municipales, provinciales y nacionales, criterios de armonización de normas y estándares de uso de productos y equipos en todas las jurisdicciones, fortalecimiento de los programas y fondos orientados a la eficiencia energética y al uso racional con el involucramiento de las áreas de planificación energética, económica y educativas de todas las jurisdicciones del país.

– Consumos residenciales: relanzamiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía destinados a los hogares (conocimiento de normas de etiquetado, equipos de iluminación más eficientes, control del consumo, entre otros aspectos), estudio integral de los subsidios destinados a la cobertura de los servicios públicos de gas y electricidad, con el

objetivo de concentrarlos en los sectores de menores recursos de nuestra población, garantizando el acceso igualitario a los servicios pero también mayor equidad, bajo el principio progresivo de que el que más ingresos tiene, más paga.

– Transporte: incorporación de motorizaciones que promuevan el uso más eficiente de insumos con el doble objetivo de reducir los costos de utilización de combustibles de origen fósil y la intensidad de las emisiones contaminantes (vehículos híbridos, eléctricos, entre otros).

F. *Hacia una cultura de lo común*

A partir de todos los aspectos analizados, creemos que es fundamental luchar por la internalización de una fuerte cultura del uso eficiente, racional y responsable de los recursos, sin la cual no será posible lograr buenos resultados en el mediano y largo plazo.

La pérdida del horizonte de autoabastecimiento de hidrocarburos, que ya es un hecho imposible de disimular, nos ha convertido en importadores netos de energía. El carácter estructural de la problemática se ha agravado en los últimos años, en los que han primado la inconsistencia y el cortoplacismo en la política energética.

Entre 2011 y 2014 habremos pagado la friolera de 45.000 millones de dólares por la importación creciente de gas natural, gas licuado por barcos y combustibles líquidos, que se han destinado en estos años para tapan la brecha entre lo que producimos y lo que consumimos en materia de energéticos. Asimismo, en estos últimos tres años se han destinado más recursos que los que estaban presupuestados inicialmente para cubrir el déficit creciente, superando un 50 % promedio por año.

Es hora de comenzar a actuar en todos los planos y con perspectivas de corto, mediano y largo plazo, para recuperar nuestra soberanía energética, entendida como la capacidad de la comunidad para asegurar el suministro, estabilidad, acceso, sustentabilidad y aumento del margen de maniobra en un contexto de cooperación regional ampliada y profundizada a través de la integración energética y científico-tecnológica.

Por los motivos expuestos, solicito a mis pares se tenga presente, al momento de aprobación del dictamen, la fundamentación presentada en el presente proyecto de ley alternativo, así como el articulado que el mismo propone.

Claudio R. Lozano.

VII

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

Las comisiones de Asuntos Constitucionales, de Energía y Combustibles y de Presupuesto y Hacienda, en reunión plenaria conjunta, han tomado en consideración el proyecto de ley en revisión por el cual "...se modifica la ley 17.319, de hidrocarburos" (expediente

73-S.-14). Por las razones expuestas en el informe que se acompaña, y las que dará el miembro informante, se aconseja el rechazo del referido proyecto y se aconseja la aprobación del siguiente

PROYECTO DE LEY

El Senado y Cámara de Diputados, ...

RÉGIMEN DE PRESUPUESTOS MÍNIMOS PARA LA PRESERVACIÓN Y PROTECCIÓN DE LAS AGUAS CONTINENTALES SUBTERRÁNEAS

Artículo 1° – La presente ley establece los presupuestos mínimos para la protección de los acuíferos con el objeto de preservarlos como reservas hídricas, y estratégicas, para el consumo humano; para la agricultura; para la protección de la biodiversidad; como fuente de información científica y como atractivo turístico; y soporte de otros ecosistemas acuáticos de superficie que dependen del aporte del agua subterránea. Los acuíferos constituyen bienes de carácter público.

Art. 2° – Declárese de interés nacional la protección ambiental y el uso racional, de los acuíferos existentes en el territorio nacional, con el fin de asegurar el uso sustentable y la preservación de este recurso hídrico y estratégico para el bien de las generaciones presentes y futuras.

Art. 3° – A los fines de la presente ley, considérense acuíferos a las formaciones geológicas permeables capaces de almacenar grandes volúmenes de aguas subterráneas y a los cuerpos de agua existentes en los mismos. Son parte constituyente de cada acuífero el material rocoso y los cursos internos y superficiales de agua.

Art. 4° – Son objetivos de la presente ley:

1. Promover la preservación mediante el Ordenamiento Territorial de los Acuíferos.
2. Promover la protección ambiental, la mediación y la gestión ambiental integrada de las aguas subterráneas.
3. Instar al uso y al aprovechamiento racional, sustentable y equitativo de los recursos naturales hídricos subterráneos.
4. Fomentar los procesos de participación en la toma de decisiones.
5. Fomentar programas de educación ambiental tendientes a crear comportamientos y actitudes que sean acordes con un ambiente sano y equilibrado.

Art. 5° – Créase el Inventario Nacional de Acuíferos, donde se individualizarán todos los acuíferos existentes en el territorio nacional con la información necesaria para su protección, control y monitoreo.

Art. 6° – El inventario y monitoreo establecido en el artículo anterior será realizado y de responsabilidad del Instituto Nacional del Agua (INA) con la coordinación de la autoridad nacional de aplicación de la presente ley.

Se dará intervención al Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto cuando se trate de zonas fronterizas pendientes de demarcación del límite internacional previo al registro del inventario.

Art. 7° – El Inventario Nacional de Acuíferos deberá contener la información de los acuíferos existentes en el territorio nacional, su ubicación, superficie y áreas de recarga directa, indirecta y de descarga de las aguas. Este inventario deberá actualizarse con una periodicidad no mayor de cinco (5) años, verificando los cambios en los caudales y calidad del agua, mediante análisis físicos, químicos y biológicos, y otros métodos apropiados que aseguren parámetros de calidad.

Art. 8° – En las zonas donde se encuentren las aglomeraciones de aguas quedan prohibidas las actividades que puedan afectar su condición natural o las funciones propias e intrínsecas, las que conlleven su contaminación, o afectación negativa. En particular quedan prohibidas:

- a) Las actividades que prevean la extracción, convencional o no, de cualquier tipo de hidrocarburos;
- b) Las actividades comerciales, industriales, o turísticas que puedan afectar significativamente los sistemas acuíferos;
- c) La exploración y explotación minera;
- d) El vertido de efluentes industriales y asimilables a los mismos, a los cuerpos de agua subterráneas;
- e) La captación de agua para ser utilizada en actividades hidrocarbúrficas, bajo cualquier modalidad de explotación.

Art. 9° – Será autoridad de aplicación el organismo que la Nación, las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires determinen para actuar en el ámbito de cada jurisdicción, a los efectos del cumplimiento de la presente ley y las leyes provinciales en la materia.

Art. 10. – Será autoridad de aplicación en jurisdicción nacional la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación o el organismo de mayor jerarquía con competencia ambiental que en el futuro la reemplace. Será obligación de la autoridad de aplicación dar a conocer a la Comisión de Ambiente y Desarrollo Sustentable del Senado de la Nación, al menos una vez por año, los resultados de los monitoreos del control de aguas.

Art. 11. – Las actividades industriales u obras proyectadas en las zonas que provean servicios hidrológicos que puedan afectar significativamente la calidad o cantidad de agua infiltrada a los acuíferos se encontrarán sujetas a un estudio de impacto ambiental que

deberá ser otorgado de forma previa a su autorización y ejecución, conforme a los artículos 11, 12 y 13 de la Ley General del Ambiente.

Art. 12. – El Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) a los fines de la presente ley, y en cumplimiento con el Pacto Federal Ambiental actuará como organismo de coordinación interjurisdiccional, en procura de cooperar con el cumplimiento de los objetivos de la presente ley.

Art. 13. – El organismo de coordinación tendrá los siguientes objetivos:

1. Formular una política ambiental integral en base a los diagnósticos establecidos, teniendo en consideración las escalas nacionales, provinciales y locales.
2. Coordinar estrategias y programas de monitoreo y control de los acuíferos interjurisdiccionales.
3. Propiciar programas y acciones de educación ambiental, tanto en el sistema educativo formal como en el informal, con el objeto de propiciar el uso racional de los recursos hídricos.

Art. 14. – Las sanciones al incumplimiento de la presente ley y de las reglamentaciones que en su consecuencia se dicten, sin perjuicio de las demás responsabilidades que pudieran corresponder, serán las que se fijen en cada una de las jurisdicciones conforme el poder de policía que les corresponde, las que no podrán ser inferiores a las aquí establecidas.

Las jurisdicciones que no cuenten con un régimen de sanciones aplicarán supletoriamente las siguientes sanciones que corresponden a la jurisdicción nacional:

- a) Apercibimiento;
- b) Multa de cien (100) a doscientos mil (200.000) sueldos básicos de la categoría inicial de la administración pública nacional;
- c) Suspensión o revocación de las autorizaciones. La suspensión de la actividad podrá ser de sesenta (60) días hasta un (1) año, según corresponda y atendiendo a las circunstancias del caso;
- d) Cese definitivo de la actividad.

Estas sanciones serán aplicables previo sumario sustanciado en la jurisdicción en donde se realizó la infracción y se regirán por las normas de procedimiento administrativo que corresponda, asegurándose el debido proceso legal, y se graduarán de acuerdo a la naturaleza de la infracción.

Art. 15. – En caso de reincidencia, los mínimos y máximos de las sanciones previstas en los incisos b) y c) del artículo anterior podrán triplicarse. Se considerará reincidente al que, dentro del término de cinco (5) años anteriores a la fecha de comisión de la infracción, haya sido sancionado por otra infracción de la presente ley.

Art. 16. – Cuando el infractor fuere una persona jurídica, los que tengan a su cargo la dirección, administración o gerencia serán solidariamente responsables de las sanciones establecidas en la presente ley.

Art. 17. – Toda persona física o jurídica, pública o privada, que haya sido infractora de los regímenes legales de preservación de los acuíferos, nacionales o provinciales, en la medida que no cumpla con las sanciones interpuestas, no podrá solicitar autorización para la instalación de nuevos emprendimientos productivos.

Art. 18. – Los importes percibidos por las autoridades competentes en concepto de infracciones serán utilizados para la protección y recomposición ambiental del ecosistema perjudicado y programas de educación ambiental.

Cuando las infracciones se realizaran por incumplimientos de la presente ley o leyes provinciales sobre ecosistemas interjurisdiccionales, el Consejo Federal de Medio Ambiente acordará la distribución de los importes percibidos entre las distintas jurisdicciones afectadas.

Art. 19. – Ante la producción de un daño sobre el ecosistema tutelado, tendrán legitimación para solicitar la recomposición del ambiente el afectado, el Defensor del Pueblo y las asociaciones cuyo objeto sea la defensa del medio ambiente, y el Estado nacional, provincial o municipal; asimismo, quedará legitimada para la acción de recomposición o de indemnización pertinente, la persona directamente damnificada por el hecho dañoso acaecido en su jurisdicción, conforme al artículo 30 de la ley 25.675.

Art. 20. – En un plazo máximo de sesenta (60) días a partir de la sanción de la presente ley, el Instituto Nacional del Agua presentará a la autoridad nacional de aplicación un cronograma para la ejecución del inventario, el cual deberá comenzar de manera primaria en aquellas zonas en las que, por la existencia de actividades contempladas en el artículo 5°, se consideren prioritarias. En estas zonas se deberá realizar el inventario definido en el artículo 3° en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días.

Al efecto, las autoridades competentes deberán proveerle toda la información pertinente que el citado instituto le requiera.

Las actividades descritas en el artículo 8°, en ejecución al momento de la sanción de la presente ley, deberán, en un plazo máximo de ciento ochenta (180) días de promulgada la presente, someterse a una auditoría ambiental en la que se identifiquen y cuantifiquen los impactos ambientales potenciales y generados. En caso de verificarse impacto significativo sobre acuíferos y sus áreas de carga y descarga, contemplados en el artículo 3° las autoridades dispondrán las medidas pertinentes para que se cumpla la presente ley, pudiendo ordenar el cese o traslado de la actividad y las medidas de protección, limpieza y restauración que correspondan.

Art. 21. – Será obligación de la autoridad de aplicación nacional la reglamentación de la presente ley en el plazo de noventa (90) días a partir de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 22. – Comuníquese al Poder Ejecutivo.

Sala de las comisiones, 21 de octubre de 2014.

Elisa M. Carrió.

INFORME

Honorable Cámara:

Introducción

El Poder Ejecutivo envía un proyecto de ley por el cual se pretende modificar parcialmente la ley 17.319, de hidrocarburos, sancionada hace más de 40 años durante el gobierno de facto de Juan Carlos Onganía. Debemos tener en cuenta que, en primer lugar, la reforma de la Constitución Nacional del año 1994 incluyó el artículo 124, que pone en cabeza de las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio, otorgando en consecuencia los derechos sobre los hidrocarburos que posean, cambiando de raíz las potestades y competencias del gobierno federal y los gobiernos locales y, de esta manera, quedando desvirtuada la ley que se pretende reformar.

Adicionalmente, en estos años los actores con capacidad decisoria de los distintos niveles de gobierno dictaron decenas de disposiciones y regulaciones (decretos del Poder Ejecutivo, tratados interprovinciales, resoluciones de la Secretaría de Energía) que complejizaron el marco regulatorio en materia de explotación de hidrocarburos. Este se encuentra fragmentado, la ley troncal fue modificada o complementada por 249 normas y recepta distintos regímenes que se contradicen entre sí, situación que atenta contra la transparencia y aumenta los costos de transacción en el sector.

Asimismo, surgieron nuevas técnicas de explotación de hidrocarburos, existe una dinámica totalmente distinta del precio del petróleo y su importancia estratégica para cualquier país, e inclusive vivimos un paradigma diferente en relación al cuidado de los recursos naturales y la relación costo-beneficio para la ciudadanía.

Por lo tanto, no cabe duda sobre la necesidad de debatir y reformar el marco regulatorio en el que se desarrolla la actividad hidrocarburífera en nuestro país, para lo que hubiese sido ideal trabajar sobre una nueva ley, y no remendar una ley realizada sobre bases legales hoy inexistentes y alejada de los estándares mundiales actuales.

Por otra parte, la modernización y el ordenamiento de dicho universo de normas se tornan imprescindibles ante la oportunidad que representa para nuestro país el potencial energético de Vaca Muerta. Este yacimiento de hidrocarburos no convencional es el tercer reservorio energético del mundo por lo que –de ser exitosa– su explotación permitiría que la Argentina logre, de mini-

ma, el autoabastecimiento energético.¹ Ello teniendo en cuenta que aun el 81,6 % de la matriz global de energía primaria proviene de los hidrocarburos (petróleo, gas natural y carbón mineral),² y que en nuestro país esta participación alcanza el 88,2 % de la oferta total. Según la Energy Information Administration de los Estados Unidos, las reservas estimadas de *shale* gas para nuestro país alcanzan 21.659 MMm³ eqp, equivalentes a 69 veces las reservas actuales. Y las de shale oil se estiman en 4.285 Mm³, 11 veces el stock actual.

La energía es un bien estratégico en cualquier país del mundo. De la disponibilidad de energía depende no sólo la posibilidad de que los ciudadanos puedan cocinar, moverse en transporte de un lugar al otro o calefaccionarse en invierno. Sin energía tampoco habría industrias que generan empleo y fabriquen bienes; tampoco sería posible realizar las labores agropecuarias en gran escala, lo que redundaría de forma negativa en el crecimiento económico. Por lo tanto, la disponibilidad de energía puede condicionar el crecimiento económico de manera directa. Estudios en la materia indican que existe una relación positiva entre el consumo energético, el desarrollo humano y el crecimiento económico. En este marco, lograr el autoabastecimiento es estratégico ya que le brindaría a la Argentina seguridad energética y, además, la posibilidad de tener ventajas de costos de producción.

Los cálculos más conservadores estiman que el potencial de Vaca Muerta equivale a 7 veces el valor del PBI argentino. Ello quiere decir que estamos hablando de un recurso que puede cambiar la calidad de vida de las generaciones que vienen. Pero tan importante como la disponibilidad de energía es saber administrarla con rigurosidad, y en este sentido, los resultados de la política energética de los últimos diez años no es nada alentadora. Esta ha sido desastrosa, a punto tal que pasamos de ser exportadores a importadores netos crecientes.

Los problemas energéticos comenzaron luego de 2006, año en que la producción de gas natural tuvo su pico histórico de 43 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep). A partir de ese año, la producción se redujo al -2,6 % anual. La caída en la producción tuvo su impacto en materia fiscal, ya que el Estado debió importar combustibles para abastecer a la red. Sólo en 2013 el gobierno realizó compras por intermedio de Cammesa y ENARSA por u\$s 8.152 millones y el

balance comercial energético pasó de un superávit de casi u\$s 6.000 millones en 2006 a un déficit de u\$s 6.200 millones en el año 2013.

Dado este panorama, debemos poner nuestros esfuerzos en pensar y consensuar un verdadero marco de largo plazo capaz de brindarles a los gobernantes actuales y futuros las herramientas adecuadas para atraer capitales que inviertan en la exploración y explotación de hidrocarburos, defendiendo al mismo tiempo el interés soberano. Para ello, el marco institucional debe contemplar –entre otras cuestiones– reglas para la explotación no convencional y el *offshore*, mecanismos para explotación inteligente de las reservas hidrocarburíferas (en términos de sus costos), principios orientadores para la administración de una potencial renta extraordinaria y para su reparto entre las provincias, la Nación y el sector privado, local e internacional, principios que transparenten los procesos licitatorios y que clarifiquen el rol que tendrá YPF en tanto empresa con participación estatal mayoritaria.

No obstante ello, como prerequisite esencial, todo esto en sí carecería de sentido si no se establecen los presupuestos básicos en materia ambiental a fin de resguardar el resto de los recursos naturales que se encuentran en potencial riesgo en este tipo de actividades.

Sin embargo, de la redacción del mensaje enviado por la presidente y convertido en media sanción por el Senado de la Nación con sus modificaciones, parece buscar paliar problemas financieros de corto plazo del gobierno nacional y consolidar un sistema de extracción compulsiva de nuestros recursos en ausencia de una política energética seria.

Esta iniciativa resulta a nuestro entender en una continuación de las desastrosas políticas en materia de energía, y en particular, la referente a los hidrocarburos. Luego de años de desmanejos, falta de controles y hasta connivencia del gobierno nacional y las administraciones provinciales con los principales actores del sector energético, en 2011 se consolidó un grave déficit de la balanza energética que repercutió severamente en la balanza de pagos de la Nación, elemento desencadenante del cepo cambiario actual.

En dicho momento, el gobierno nacional anunció la expropiación del 51 % de las acciones de YPF culpando del desabastecimiento energético del país al Grupo Repsol, quien pasó de ser aliado estratégico del sector a enemigo público, pero a quien mediante la ley 26.932 se terminó pagando por sus acciones mucho más de lo que realmente valían.

El relato oficial obvió las responsabilidades de los funcionarios públicos, cómplices en el vaciamiento de la empresa llevada adelante por Respol y su socio argentino, el Grupo Petersen de la familia Eskenazi, quienes giraron utilidades extraordinarias durante años sin la menor oposición.

No obstante ello, el traspaso del control de la principal empresa petrolera estatal en manos del Estado, como era de esperarse, no solucionó mágicamente el

1 Vaca Muerta (VM) abarca un área de 30.000 km² (YPF posee 12.000 km²). Al año 2012, en la Argentina las reservas probadas de gas natural eran de 315,5 MMm³ equivalentes de petróleo (eqp). Las reservas de petróleo alcanzan los 374 Mm³. Según un informe de 2013 de la EIA (Energy Information Administration), nuestro país posee una gran cantidad de reservas de hidrocarburos no convencionales. Las reservas estimadas por la EIA de shale gas para nuestro país alcanzan 21.659 MMm³ eqp, equivalentes a 69 veces las reservas actuales. Y las de shale oil se estiman en 4.285 Mm³, 11 veces el stock actual.

2 International Energy Agency (en 2011, IEA).

déficit energético, a lo cual se suman los problemas macroeconómicos autoprovocados por este gobierno a partir de una serie de desaciertos en decisiones tomadas desde la intervención del INDEC hasta el día de la fecha.

Actualmente, el gobierno se ve atrapado en un contexto económico delicado producto de una inflación galopante que supera el 40 % anual, con retracción de la actividad económica, baja del precio de los *commodities*, urgido de aumentar su nivel de reservas internacionales y un acceso vedado al crédito internacional al no poder solucionar el pago de la deuda pública.

Consecuentemente, este nuevo proyecto representa un instrumento desesperado en la búsqueda de divisas sin importar el costo que ello implique para las futuras generaciones, consolidando beneficios a statu quo empresarial existente para que inviertan en un país donde hoy nadie se anima a invertir sin garantías absolutas.

Se trata de la entrega de nuestros recursos naturales –no sólo los hidrocarburos, sino potencialmente el agua–, otorgándose a corporaciones privadas una renta extraordinaria durante años.

En síntesis, el contenido y la forma de tratamiento de este proyecto de ley distan de estar a la altura de las circunstancias. El proyecto no constituye una ley rectora para la actividad hidrocarburífera, sino que es una “capa geológica” más que se superpone con el resto de la legislación vigente. Omite abordar cuestiones fundamentales como el establecimiento de un régimen de protección ambiental que regule la extracción convencional y sobre todo no convencional de recursos, la captación de la renta y la determinación de la autoridad de aplicación, más que tender al establecimiento de un marco de largo plazo, parece estar orientada a paliar, en el corto plazo, la falta de atractivo de la Argentina como plaza de inversión con el otorgamiento de concesiones favorables a los inversores. Además mantiene los desequilibrios entre las provincias de la OFEPHI y el resto de las provincias argentinas. Estos puntos, entre otras falencias, serán abordadas a continuación:

1. Modificaciones a las pautas de las concesiones de exploración y explotación

El proyecto presentado por el Poder Ejecutivo manifiesta permanentemente en sus fundamentos la necesidad de reformular el otorgamiento de concesiones de exploración y explotación de hidrocarburos en razón del reciente surgimiento de las técnicas no convencionales de explotación, que cambia las potencialidades de nuestros recursos conforme fuera reseñado en la introducción.

En dicho contexto, dada la pérdida del autoabastecimiento hidrocarburífero, el elevado grado de madurez de las principales áreas con la consiguiente reducción del nivel de reservas, y el creciente gasto en importación de energéticos, observamos que el proyecto en cuestión trata de crear condiciones que resulten atractivas para el sector privado y de crear las condiciones que

atraigan las inversiones necesarias para el desarrollo de nuevos proyectos en el sector, con enfoque particular en las áreas con potencial para la exploración y explotación no convencional –fundamentalmente Vaca Muerta– y costa afuera.

La generosidad de las condiciones que el proyecto en tratamiento le ofrece al sector privado no sólo responde a la grave situación de la balanza energética descrita en el párrafo anterior, sino que constituye un intento de compensar la baja del precio internacional del petróleo, los costos de aprendizaje en materia de perforación en yacimientos no convencionales, y ciertas decisiones macroeconómicas que restringen la rentabilidad de las inversiones hidrocarburíferas en la Argentina como es el alto costo de financiamiento existente.

Al tratarse de proyectos de inversión de larga maduración, el costo de financiamiento se transforma en una variable crucial para determinar la viabilidad financiera de la explotación de un yacimiento como Vaca Muerta. Por caso, la TIR –tasa interna de retorno– promedio de los bonos argentinos en dólares, que en el 4T-2006 promediaba el 8,2 % anual, actualmente es del 15,8 %. Obviamente, con estos costos de financiamiento la viabilidad financiera de explotar Vaca Muerta se ve notablemente afectada.

Ahora bien, considerando que se trata de la modificación de una ley permanente, es necesario evaluar si las condiciones que se están ofreciendo son adecuadas pensando en el desarrollo de una política energética a mediano y largo plazo. En dicha perspectiva, consideramos que la media sanción en consideración adolece de ciertas inconsistencias propias de un país imbuido en el corto plazo, conforme lo veremos.

Concesiones de exploración

El proyecto reduce en todos los casos los plazos de las concesiones de exploración y diferencia entre los convencionales, no convencionales y los de plataforma continental y mar territorial, lo cual en principio podría verse como una reforma positiva tendiente a evitar la existencia de áreas de explotaciones ociosas o utilizadas para la especulación inmobiliaria. Sin embargo, no resuelve los problemas de fondo que incentivan dicha especulación, como la falta de control sobre las inversiones comprometidas por los concesionarios y una política activa de reversión de las áreas en estos casos.

Además, afectando la competencia en el sector permite al permisionario mantener el 100 % del área otorgada para explorar al vencimiento de los subperíodos en que se divide la concesión, “siempre que se haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso”. La regulación actual vigente establece que al cabo del plazo básico de exploración, el permisionario debía restituir el 50 % del área sin excepciones, que se volvía a concesionar. De esta manera, las provincias y la Nación como concedentes ganarían en teoría en su arbitrariedad –que tanto utilizan gobiernos populistas–, pero estarían perdiendo la

posibilidad de volver a concesionar mediante nuevas licitaciones competitivas aquellas áreas no exploradas y reintegradas.

Finalmente, el proyecto elimina la restricción de que los permisionarios no pueden ser titulares de más de cinco permisos. Cabe resaltar que dicha prohibición se encontraba totalmente desvirtuada si tenemos en cuenta que por ejemplo al 31 de diciembre de 2013 YPF ostentaba 142 permisos, 52 de exploración y 90 de explotación.

Más allá de ello, si bien las condiciones actuales pueden hacer pensar que una limitación tan estricta—de hecho incumplida— debe ser revisada, no parece aconsejable directamente omitir cualquier tipo de parámetro alternativo que garantice que existan mecanismos para que el Estado pueda intervenir en su rol de defensor de la competencia, indispensable para garantizar el ingreso genuino de inversiones a largo plazo.

Concesiones de explotación

En estos casos también se plantea la diferenciación de los plazos de concesión en relación al tipo de explotación, elevándose para el caso de la explotación de hidrocarburos no convencionales de 25 a 35 años de permiso básico, más sus potenciales prórrogas.

En principio los expertos en la materia no advierten razones técnicas que justifiquen una extensión de los plazos para el caso de explotación de hidrocarburos no convencionales. De hecho, las recientes experiencias vistas en los Estados Unidos demuestran que este tipo de explotaciones requieren al inicio de la explotación grandes inversiones, que redundan en una producción de gran magnitud al comienzo, pero que declinan rápidamente para estabilizarse en bajos valores durante el resto de la explotación. En consecuencia, tanto los costos como los ingresos se dan al principio del permiso en un corto período de tiempo.

No obstante ello, la extensión de los plazos no resulta indiferente, ya que se está concediendo un derecho económico sobre un recurso natural potencial que tiene una valuación de mercado, y por lo tanto esta potencialidad puede ser aprovechada por el concesionario y su renta, lamentablemente, desperdiciada por el dueño del recurso originario. La especulación inmobiliaria sigue sin ser abordada.

Reconversión de las áreas “convencionales” en “no convencionales”

Sin lugar a dudas las disposiciones más polémicas del proyecto en cuestión se relacionan con la posibilidad del concesionario de solicitar la reconversión de las áreas hoy concesionadas para explotación convencional en no convencional, significando el otorgamiento de una nueva concesión, esta vez de hidrocarburos no convencionales, por un período de 35 años más prórrogas, siempre que se comprometa a las inversiones necesarias mediante la presentación de un plan piloto.

Adicionalmente, se podrá seguir con la explotación convencional.

Esta disposición en conjunción con la posibilidad de otorgarse prórrogas indefinidas de las concesiones existentes atentan contra la competencia de los oferentes de inversiones en la materia, consolidando el statu quo—que beneficia principalmente a los accionistas de YPF, tanto estatales como privados— otorgando permisos por períodos extremadamente largos que pueden llegar a sumar 69 años.

Si bien el objetivo de esta medida pareciera ser evitar que las empresas con concesiones por vencer dejen de invertir, ello podía superarse simplemente condicionando que en las nuevas licitaciones—competitivas— se permita mejorar la oferta a las concesionarias actuales, sin necesidad de proceder a la entrega de los recursos hoy en cabeza de los gobiernos provinciales.

Licitaciones competitivas

De una forma casi infantil, el artículo 11 del proyecto hace mención a la adjudicación de futuras concesiones a través de “licitaciones competitivas”—no necesariamente públicas—, lo cual es totalmente ridículo de establecerse un amplio margen de excepción a partir de la reconversión de las áreas de explotación convencional a no convencional.

No se incorporan principios de transparencia en el otorgamiento de concesiones.

El proyecto se aleja rotundamente de lo que el derecho comparado ampara para garantizar la mayor cantidad de inversiones en la materia: un cuadro de transparencia que ayuda e impulsa la competencia empresarial.

Las reformas impulsadas, por ejemplo, en países como Colombia, México y Brasil, están orientadas a generar más competencia en el sector y a darle mayor institucionalidad al uso y aplicación de la renta petrolera.

En México, por ejemplo, se ha realizado recientemente un reforma del régimen que regula la materia hidrocarburífera, se establece que los contratos podrán ser de licencia, de servicios y de utilidad o producción compartida, y serán asignados a través de licitaciones por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), uno de los dos órganos reguladores del sector. Vemos claramente que en este caso hay una única autoridad de aplicación que interviene y tiene sus competencias dispuestas de manera armónica.

Los partidarios de la reforma mexicana señalaron que uno de los mecanismos que garantizarían la transparencia de estos contratos sería que, cada mes, la CNH deberá publicar “el número de contratos para la exploración y extracción que se encuentren vigentes, así como sus términos y condiciones”, según la nueva ley de hidrocarburos mexicana. Esto no sólo no es regulado por el proyecto argentino, sino que está lejos de parecersele.

Lamentablemente, en nuestro país las disposiciones en cuanto a adjudicación de concesiones tal como están contempladas en el proyecto, podrían significar una menor transparencia en la distribución de los recursos, y por ello, poner barreras de entrada a otras empresas que hoy no están operando en el país pero que cuentan con financiamiento y tecnología.

Claramente, no existe intención del Poder Ejecutivo de lograr un procedimiento de transparencia que regule la materia y menos aún una competencia de mercado que implique atraer inversiones, y quizás, mejores oportunidades de auge del sector petrolero argentino.

¿Beneficios “facultativos” o asegurados?

Globalmente, existe un debate no del todo saldado respecto de la redacción de varios artículos del proyecto que otorgan este tipo de beneficios para el incentivo de inversiones por parte de las actuales empresas concesionarias en razón de que se establece que las mismas “podrán” solicitar estas reconversiones, prórrogas y reducciones de regalías en caso de cumplir con los mínimos requisitos exigidos sin posibilidad de la autoridad de aplicación de denegarlo.

En definitiva, a fin de compensar la situación debilidad energética que vive la Argentina, y las condiciones financieras desfavorables, el proyecto se excede en el otorgamiento de concesiones a los inversores privados. De esta forma, no sólo se está impidiendo la entrada de nuevos jugadores a través de procesos licitatorios competitivos, sino que se están prorrogando concesiones convencionales de forma encubierta.

Más allá de la extensión de los plazos, que en ocasiones pierde relevancia, resulta lamentable que este proyecto no establezca condiciones diferenciadas a las cesiones de derechos que se realizan, como por ejemplo un régimen de propiedad horizontal sobre la tierra como en Canadá o Colombia, diferenciando netamente las concesiones convencionales de las no convencionales, aprovechando al máximo sus potestades.

Sin duda el gobierno nacional –principalmente para favorecer a YPF– incorpora estos excesivos beneficios a fin de contrarrestar el costo que la inestabilidad macroeconómica actual significa en su proyección, lo cual resulta muy dudoso como atractivo a empresas que quieran instalarse realmente en nuestro país si no se mejoran variables como la inflación, el control de cambios y las restricciones a las importaciones.

2. Cerro Dragón y Loma La Lata. Oportunidad de solicitud de prórrogas

Es bueno aprender de nuestra historia para no repetir errores que se pagan caro. La propuesta enviada por el Poder Ejecutivo no establece parámetros que hagan más previsible y transparente el desenvolvimiento de las concesiones, y en este punto cobra especial relevancia el momento en que pueden prorrogarse las mismas.

La posibilidad de modificar la ley 17.319 resultaba una oportunidad inmejorable para limitar en el tiempo

el momento en el cual se hace factible para la autoridad concedente otorgar una prórroga de concesión de exploración o explotación de hidrocarburos, máxime si se introduce la posibilidad de infinitas prórrogas como se propone.

La historia reciente de nuestro país es un ejemplo contundente de cómo las necesidades inmediatas de los gobernantes en condiciones desfavorables pueden resultar en la entrega de los recursos naturales con que contamos, hipotecándose de esta manera a futuras generaciones.

Para ello nos permitimos hacer referencia a dos casos emblemáticos: Loma La Lata y Cerro Dragón, los principales yacimientos hidrocarburíferos y gasíferos de la Nación.

En el año 2000, en un contexto de recesión y de cuentas públicas en rojo, el gobierno del presidente De la Rúa decidió prorrogar por decreto a Repsol-YPF la concesión del yacimiento gasífero Loma La Lata por diez años, diecisiete años antes del vencimiento del mismo, extendiendo su vigencia hasta el año 2027. No sólo eso, sino que la reforma de la Constitución al modificar el titular del dominio sobre dichos recursos tornando inviable que sea el gobierno nacional quien intervenga en la prórroga de la concesión.

El yacimiento Loma La Lata se encuentra en la provincia del Neuquén y en aquel momento significaba el 25 % de la producción nacional de gas. En dicho momento el país se autoabastecía en materia energética e incluso durante años se exportó a precio vil este valioso recurso a Chile para ser vendido a un precio mucho más elevado, según fue denunciado incluso por el ministro de Planificación De Vido en su participación en el plenario de comisiones de tratamiento del proyecto. La prórroga en cuestión significó una entrega de recursos que hoy son esenciales teniendo en cuenta los problemas de abastecimiento de gas existentes.

Asimismo, debemos poner de resalto la experiencia de Cerro Dragón en la provincia del Chubut en materia de saqueo y negociado con nuestros recursos naturales. Allí, por el año 2006 se comenzaron a renegociar contratos petroleros y su principal actor fue el gobierno nacional a través de su ministro de Planificación, Julio De Vido, en conjunto con el gobernador de ese entonces, Mario Das Neves.

Dicho contrato lo comenzó a renegociar el gobierno nacional en agosto de 2006 –incluso en los borradores aparece De Vido como firmante del contrato–, pero no pudieron avanzar con su firma porque se hubiese violado el artículo 124 de la Constitución Nacional, por lo que no se daban las suficientes garantías a los concesionarios. En virtud de ello, se sanciona la ley 26.197 corta con tratamiento exprés y en enero de 2007 entra en vigencia. Es decir, que el relato acerca de que la ley buscaba devolver a las provincias el dominio originario que tienen sobre sus recursos naturales tuvo como motor la urgencia del gobierno nacional y

el gobernador de Chubut de negociar contratos por la explotación de Cerro Dragón.

Así, la ampliación del contrato de concesión del yacimiento Cerro Dragón hasta el 2047 (contratos que vencían en el año 2017 fueron prorrogados por 10 años hasta 2.027, prorrogables por 20 años), prácticamente hasta el agotamiento de los pozos, como ocurrió en el 2000 con la entrega de Loma La Lata, es uno de los hechos de corrupción más grandes de la historia argentina: el concedente fue el ex gobernador de Chubut Mario Das Neves; los beneficiados fueron los hermanos Carlos y Alejandro Bulgheroni, socios de Panamerican Energy.

Para entender la magnitud del acuerdo y su incidencia en el total de la producción hidrocarburífera del país, es necesario saber que Cerro Dragón es el mayor yacimiento argentino de petróleo crudo, con el 23 % de las reservas del país y el 13 % de la producción nacional de crudo. De acuerdo a las reservas comprobadas y probables de petróleo y gas natural, según los datos de la Secretaría de Energía de la Nación, se trata de 73,3 millones de metros cúbicos de reservas comprobadas de petróleo (461 millones de barriles) y 42 millones de metros cúbicos (264 millones de barriles) de reservas probables de petróleo. En cuanto al gas natural, las reservas comprobadas se cuentan por 23.515 millones de metros cúbicos y las probables por 12.510 millones de metros cúbicos, representando el 5 % de las reservas totales del país.

Teniendo en cuenta la magnitud del negocio y la citada concurrencia histórica que nos lleva a la actualidad, podemos considerar y evaluar los compromisos que asumiría PAE con la firma de los contratos. Hasta el 2017 invertiría 2.000 millones de dólares (200 millones por año). Como condicionante, PAE exige que el precio neto del crudo no sea menor al precio del primer trimestre del 2006 (u\$s 63,20 por barril), que las retenciones a las exportaciones no sean superiores al 45 % actual –con lo que cualquier política nacional al respecto habría que compensarla de alguna manera– y que las regalías no deben ser superiores a las actuales (12 %). A ello se suma que se le otorga la libre disponibilidad del petróleo, con lo que la empresa decide qué hacer con él. Pueden exportarlo todo si lo desean. De esta manera, se acepta la lógica de considerar al petróleo como un simple *commodity*, dejando en manos de una empresa extranjera la decisión de utilizarlo sin que el Estado pueda influir en la decisión para que se puedan establecer planes estratégicos de crecimiento.

Esto dio lugar a diversas investigaciones. La Comisión de Valores de Estados Unidos, en función de una autodenuncia que habría efectuado la compañía British Petroleum ante la SEC –Securities and Exchange Commission– está investigando si se pagaron sobornos por la mencionada concesión. Cabe recordar que British Petroleum es socia de la compañía Bidas –cuyo presidente es Carlos Bulgheroni y cuyo vicepresidente es

Alejandro Bulgheroni–, junto a la cual constituyeron un *joint venture* denominado Pan American Energy.

Por otra parte, la investigación también incluye el giro de fondos que se habrían hecho desde una financiera de Buenos Aires con destino a cuentas en el JP Morgan de Nueva York. En consecuencia, hay elementos suficientes para sospechar que ésa podría ser la ruta de un soborno, vinculado a las denuncias de la compañía británica British Petroleum en Estados Unidos.

Estos hechos han sido denunciados penalmente por mi persona para que se investigue el posible cohecho del ministro de Planificación Julio De Vido, el ex gobernador del Chubut Mario Das Neves y el empresario petrolero Carlos Bulgheroni. La causa ha quedado radicada una denuncia penal para. La denuncia recayó por sorteo en el juez federal Julián Ercolini³.

Si bien la investigación es secreta (en la SEC), el pago de coimas habría ocurrido con motivo de la realización de dos negocios en el área energética: el primero de ellos –que data del año 2007– está vinculado con la prórroga por 40 años del contrato de explotación del yacimiento Cerro Dragón como hemos mencionado en párrafos anteriores, a la compañía Pan American Energy. El está vinculado con la fusión de la petrolera argentina Pan American Energy con la firma china CNOOC. Es decir, Pan American Energy, según la investigación iniciada, habría pagado coimas a funcionarios argentinos con la finalidad de poder concretar en nuestro país los dos negocios energéticos anteriormente mencionados.

3. Regalías

Una vez más, con el objetivo de darle previsibilidad fiscal a largo plazo a las empresas, el proyecto de ley estandariza y fija un tope a las regalías que pueden percibir las provincias: se mantiene la alícuota actual del 12 % tanto para petróleo como para gas natural, pudiéndose establecer hasta un 3 % adicional como bono de cada prórroga de concesión o por la reconversión de las áreas, hasta un máximo acumulativo del 18 %.

Todo parece indicar que estos “bonos” son fijados en contrapartida para las provincias por la fijación de topes máximos de regalías. Efectivamente, los topes máximos resultan una gran limitación de los gobiernos provinciales con implicancias muy importantes: se deja en manos de las empresas la apropiación futura de la eventual renta extraordinaria del negocio.

Estas falencias son la consecuencia de asociar a las regalías con la renta (como sucedía en el pasado), cuando se trata de conceptos claramente diferentes. Las regalías representan la “compensación” que las empresas deben realizar a las provincias por sacrificar un recurso no renovable, mientras que la renta es la diferencia entre los ingresos recibidos por el recurso

³ “De Vido y otros s/ cohecho y asociación ilícita” Juzgado Criminal y Correccional Federal N° 10, doctor Julián Ercolini, Secretaría N°19.

extraído y el costo de extracción. Precisamente en este sentido han evolucionado todas las legislaciones modernas en materia de hidrocarburos.

Obviamente, la renta depende de la evolución de los precios internacionales y de la productividad en materia de extracción. Así, fijar un tope a las regalías implica dejar en manos de las empresas todos los aumentos potenciales de renta que se produzcan a futuro.

De hecho, como ha sido manifestado previamente, la extensión de concesiones de explotación y el permiso para operar muchas áreas de forma simultánea que contempla esta ley es un beneficio excesivo con nombre y apellido: YPF.

Ahora bien, los beneficios concedidos a futuro a YPF plantean dos problemas relevantes.

El primero es que favorecemos al 51 % de participación estatal, pero simultáneamente favorecemos al 49 % de participación accionaria privada.

El segundo es que la ley no contempla ningún tipo de limitación para el uso eventual que se le dará a los fondos que eventualmente reciba vía distribución de dividendos el 49 % de participación estatal en YPF. Se debería establecer taxativamente que dichos fondos no se pueden usar discrecionalmente para cualquier destino, pudiéndose destinar tanto a la conformación de un fondo anticíclico (del estilo que posee Noruega), a inversión con parámetros similares a los establecidos para las reservas del Banco Central, o bien para recapitalizar YPF si es que así lo deciden los accionistas.

Pues bien, el proyecto de ley no fija ninguna posición al respecto.

4. Regímenes promocionales

Más allá de la inmensa cantidad de beneficios desarrollados en los acápite anteriores, la irracionalidad en que vivimos impide generar condiciones suficientes para que las empresas privadas decidan invertir en nuestro país, en cualquier rubro productivo, donde debemos incluir a los hidrocarburos.

Es por ello que el gobierno ha decidido bajar los requisitos para que las empresas puedan acogerse a un régimen de beneficios establecidos originalmente en el decreto 929/13, hecho a medida de Chevron y por el cual comprometió inversiones en Vaca Muerta en un contrato secreto que ha generado una controversia aún no resuelta, al punto que la Legislatura del Neuquén lo ha aprobado sin que sus representantes puedan tener acceso al mismo.

Concretamente, se ofrecen condiciones esperables en cualquier país competitivo a quienes inviertan una suma mayor de u\$s 250 millones –el decreto establecía una suma superior a mil millones de dólares–. A los valientes inversores se les permite, entre otras cosas, exportar libremente hasta el 20 % de su producción anual, exenta de derechos de exportación y con libre disponibilidad de divisas.

Al respecto, y como ejemplo de que el proyecto no busca dar un salto de calidad en materia energética,

es dable destacar la modificación realizada al artículo 19 respecto de la explotación *offshore* del proyecto de ley enviado por el Poder Ejecutivo, introducida a espaldas de los miembros del cuerpo y con el solo fin de beneficiar a un grupo empresario.

Así, el texto original del artículo mencionado establecía, para acceder a los incentivos que prevé el régimen de promoción, que los pozos en el mar tendrían que tener al menos 90 metros de profundidad entre el lecho marino y la superficie; ahora bien, con la modificación se ha cambiado la definición de concesión *offshore* definiéndola como “...entiéndese por explotación costa afuera a aquellos proyectos en los cuales la explotación sea realizada en locaciones ubicadas mar adentro a partir de la línea de costa”.

¿Qué significa dicha enmienda? Que a partir de la sanción del proyecto se favorecería la perforación de pozos exploratorios frente a las costas de Comodoro Rivadavia a fin de evaluar la continuidad en el mar de Cerro Dragón, el mayor yacimiento petrolífero del país en manos de Panamerican Energy. De esta manera, se permite a PAE colocar pozos someros –de poca profundidad– en el agua para explorar la productividad del área *offshore* la cuenca del golfo San Jorge, pudiendo girar el 60 % de las utilidades al exterior a partir del tercer año. “Es un viejo anhelo de la empresa controlada por los Bulgheroni”.

Luego, y al advertir la maniobra del sector empresario junto con algunos dirigentes de la provincia del Chubut y el escándalo de la misma, el Senado se ha vuelto sobre sus pasos quedando redactado el último párrafo del artículo 19: “Quedarán comprendidos dentro del inciso c) precedente, aquellos proyectos de explotación costa afuera 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. Todo otro proyecto de explotación costa afuera que no reúna dichos requisitos, quedará enmarcado dentro de los incisos a) o b) según corresponda”.

Un ejemplo más de la irracionalidad del Poder Ejecutivo que a costa de percibir recursos de inmediato, iba a entregar las costas del Chubut al sector privado.

5. Acuerdo fiscal para el autoabastecimiento de los hidrocarburos

El presente proyecto viene acompañado por un acuerdo federal para el autoabastecimiento de los hidrocarburos entre el gobierno nacional y los gobernadores integrantes de la OFEPHI.

El acuerdo fiscal mencionado limita la posibilidad de las provincias y sus municipios de aumentar la alícuota en el impuesto a los ingresos brutos por arriba del 3 % y prohíbe gravar con nuevos tributos o aumentar los existentes para actividades relacionadas con la explotación de los hidrocarburos, con mención particular respecto al impuesto de sellos.

Asimismo, dicho acuerdo se complementa con diversas disposiciones del proyecto de ley en el cual se establecen limitaciones a las potestades de las provincias en la materia, como por ejemplo el establecimiento de topes máximos y mínimos a la alícuota de las regalías a cobrar, e incluso en su artículo 16, modificatorio del artículo 59 de la ley 17.319, establece que “las alícuotas serán el único mecanismo sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de hidrocarburos en su carácter de concedentes”.

Las disposiciones mencionadas significan un avance sobre las competencias que la Constitución otorga a las provincias siendo que, conforme fuera mencionado anteriormente, tienen la jurisdicción sobre los recursos en virtud de que son titulares de su dominio originario.

Con respecto al acuerdo fiscal, consideramos que el mismo carece de vigencia en cada jurisdicción provincial en tanto no sea ratificado por las Legislaturas locales, que son las que tienen la potestad de establecer tributos provinciales. La facultad impositiva de las provincias, surge del artículo 75, inciso 2, de la Constitución Nacional y los tributos que éstas pueden establecer surgen de la ley 23.548, de coparticipación, que en su artículo 9° dispone límites a las provincias y municipios respecto de que no pueden gravar lo que ya grava la Nación, y por otro lado se establecen facultades de imposición de los estados provinciales.

En dicho contexto, son las legislaturas provinciales quienes tienen la potestad de establecer tributos provinciales, ya que el artículo 5° de la Constitución de la Nación establece que en las mismas regirá el sistema representativo republicano, lo cual implica la existencia de la división de poderes. Por lo tanto, todo tributo –como la limitación de su aplicación– debe ser regulado por una ley, en estos casos provincial.

En cuanto a las limitaciones que surgen del proyecto de ley existen mayores dudas aún. En efecto, esta ley alcanzaría a todas las provincias, y no sólo a las firmantes del proyecto, ya que estamos en presencia de una ley federal que regula la materia hidrocarburífera a aplicarse en toda la Nación.

Sin embargo, no se establece un mecanismo de adhesión que permita subsanar en última instancia la deficiencia marcada en razón del avance de las competencias provinciales. Por lo tanto, las previsiones que limitan las facultades de concesionar tendrían una aplicación plena para las zonas que correspondan al dominio público de la Nación, pero podrían encontrar obstáculos constitucionales en cuanto a su aplicación a nivel provincial.

Cabe resaltar que la ley 26.741 de estatización de YPF creó el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integraría con la participación de:

a) El Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el Ministerio de Trabajo, Empleo y

Seguridad Social y el Ministerio de Industria, a través de sus respectivos titulares.

b) Las provincias y la Ciudad de Buenos Aires, a través de representantes que cada una de ellas designen.

A este consejo se le asignaron las siguientes funciones:

a) Promover la actuación coordinada del Estado nacional y los estados provinciales, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la ley 26.741.

b) Expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de dicha ley y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo nacional someta a su consideración.

Sin embargo, el consejo que se encargaría de coordinar la actuación entre el Estado nacional y los estados provinciales, nunca fue creado.

Por otra parte, cabe resaltar que esta limitación de las potestades tributarias se limita solamente a los gobiernos provinciales, omitiendo mencionar al gobierno nacional, que hoy mediante la aplicación de retenciones determina la ecuación económico-financiera de la explotación.

6. Problemas de inequidad entre los estados provinciales

El andamiaje legal –confuso y contradictorio– mencionado en la introducción constituye un antecedente sobre el cual se basa la ley 26.741 de 2012 de estatización de YPF. Esta norma establece en el artículo 8° que “las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF Sociedad Anónima y Repsol YPF GAS S.A. quedarán distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51 %) pertenecerá al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49 %) restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos” quedando excluidas las restantes provincias del país en la intervención directa en materia de hidrocarburos.

Sin embargo, es importante destacar que cuando se produjo la estatización de YPF en mayo de 2012, trajo consigo la obligación del Estado nacional de indemnizar como consecuencia de la expropiación que se dispuso en dicha ley. Fue así que se llegó a la ley 26.932, promulgada por el Poder Ejecutivo nacional el 28 de abril de 2014.

En definitiva, resulta sumamente injusto que las consecuencias del impacto negativo de esta actividad las soporte todo el país, pero las consecuencias positivas de explotar la región sólo las comparten las provincias que tienen el dominio de los recursos, y que son integrantes de la OFEPHI.

El país entero paga la estatización de YPF, el país entero soporta el egreso de recursos del erario público para el subsidio de la energía, pero cuando viene la etapa de los beneficios, sólo se aprovechan de ellos las provincias productoras.

En este sentido recordamos las palabras del secretario legal y técnico de la Nación, Carlos Zannini, durante su exposición en el Senado con motivo de la presentación del proyecto por el cual se dispuso el pago de los 5 mil millones a Repsol S.A., en cuanto las provincias que posean acciones en YPF deberán hacerse cargo y abonar, por su cuenta, el porcentaje que posean. Entonces, si estas provincias pueden pagar para obtener derechos que significan representación en la empresa, ¿por qué no pueden hacerlo las demás provincias de la Nación, así como la Ciudad de Buenos Aires? Creemos que esto acentúa la disparidad entre provincias.

7. Falta de presupuestos mínimos ambientales

Como hemos mencionado anteriormente, el proyecto de ley propuesto por el Poder Ejecutivo no establece un marco normativo integral que aborde todos los aspectos de la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, no convencionales y *offshore*. En particular, el proyecto de ley no establece presupuestos mínimos de protección ambiental para el desarrollo de esta actividad, sino que se limita a afirmar que “el Estado nacional y los estados provinciales propenderán al establecimiento de legislación ambiental uniforme”.

La falta de presupuestos mínimos de protección ambiental es particularmente grave si se tienen en cuenta los impactos ambientales de la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos. En este sentido, el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente ha señalado que la explotación y exploración de hidrocarburos pueden generar una variedad de impactos en el medio ambiente, que incluyen los siguientes:

a) Impactos atmosféricos como consecuencia de las emisiones de dióxido de carbono, monóxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno, y compuestos orgánicos volátiles;

b) Impactos en los ecosistemas acuáticos como consecuencia del uso intensivo del agua, el vertido de efluentes, el tratamiento defectuoso de los residuos, y la posibilidad de que ocurran derrames y pérdidas de hidrocarburos.

c) Impactos en el suelo producto de construcción, de filtraciones y derrames de hidrocarburos, y de la disposición inadecuada de residuos sólidos; que pueden asimismo repercutir en la flora y fauna nativa.

d) Impactos en los ecosistemas como consecuencia de las variaciones en la calidad de aire, agua y suelo; así como también por el nivel de ruido y luz; y por los cambios en la cobertura vegetal. Estos cambios pueden tener impactos determinantes en los hábitats, la posibilidad de conseguir alimentos y nutrientes, las rutas migratorias, la vulnerabilidad frente a predadores y los patrones de alimentación.

Asimismo, la explotación de hidrocarburos no convencionales y *offshore* presentan impactos particulares como consecuencia de los procedimientos técnicos utilizados, que se agregan a los antes enumerados y

que no han sido contemplados en el marco regulatorio propuesto.

La extracción de petróleo y gas no convencionales utiliza grandes cantidades de agua mezcladas con productos químicos y arena. Un marco normativo debe establecer, entre otras normas, técnicas adecuadas para la protección de los acuíferos y los cursos de agua superficiales y subterráneas, el reporte y prevención de accidentes, la asignación de derechos de uso del agua. En este sentido, resulta indispensable que las empresas sean obligadas a dar a conocer los componentes químicos que se utilizan durante el proceso de producción para asegurar un adecuado control de sus impactos a mediano y largo plazo.

La extracción de petróleo y gas *offshore* tampoco está exenta de riesgos que deberían ser abordados por la ley. En particular, la descarga de efluentes, incluyendo los fluidos utilizados durante la perforación, los problemas que genera la instalación de las plataformas, y la necesidad de planes de contingencia para hacer frente a potenciales derrames son algunas de las problemáticas que deberían atenderse dentro del marco regulatorio.

Estos impactos son particularmente preocupantes si se tiene en cuenta que: (i) no existe una ley de presupuestos mínimos de calidad de aire; (ii) no existe una ley de presupuestos mínimos para la evaluación de impacto ambiental; (iii) la ley de presupuestos mínimos para la preservación de las aguas lleva más de diez años esperando ser reglamentada, cuando el plazo establecido para hacerlo era de 180 días; (iv) la ley de presupuestos mínimos para la preservación de los glaciares y del ambiente periglacial lleva casi cuatro años esperando ser reglamentada. Estas falencias del marco regulatorio ambiental hacen que no exista a nivel nacional una red de contención que actúe ante la falta de un marco regulatorio específico para la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos. La falta de esta red de contención es especialmente preocupante en el caso de la exploración *offshore* que sólo estaría alcanzada por dicho marco normativo.

Un marco regulatorio integral para la actividad debería, asimismo, asegurar un adecuado tratamiento de los efluentes producidos por los procesos de exploración y producción de hidrocarburos convencionales, no convencionales y *offshore*. Estos procesos utilizan sustancias químicas tóxicas que requieren un manejo adecuado para evitar la contaminación de los acuíferos y cursos de agua. Asimismo, debería incluir disposiciones para frente a las potenciales emergencias que pueden poner en riesgo a las poblaciones cercanas, el ambiente, o la propiedad, incluyendo: (i) derrames de petróleo, sustancias químicas o materiales peligrosos; (ii) explosiones; (iii) fallas en los sistemas de control de presión (*blowouts*); (iv) incendios; y (v) otros desastres naturales.

Actualmente, a nivel nacional sólo contamos con algunas resoluciones de la Secretaría de Energía, que son en muchos casos anteriores a la reforma de la Cons-

titución de 1994. De más está decir que estas normas no contemplan siquiera la extracción de recursos no convencionales ni la extracción *offshore*.

La falta de un régimen de presupuestos mínimos ambientales para la actividad, sumado a las deficiencias del marco regulatorio existente y a la falta de coordinación de las políticas ambientales provinciales repercutirá sin dudas en la calidad de los ecosistemas compartidos por dos o más provincias y podría redundar en un aumento de los conflictos ambientales interjurisdiccionales, de difícil solución.

Más allá de la protección del medio ambiente, la falta de normas de presupuestos mínimos ambientales impactará en el desarrollo de la actividad, al obligar a las empresas a cumplir con marcos normativos provinciales disímiles. En este sentido, es dable destacar que si el objetivo de la norma es atraer inversiones de largo plazo para la exploración y explotación de los hidrocarburos, es fundamental otorgar a los inversores un marco regulatorio uniforme y consensuado que provea estabilidad y previsibilidad para el desarrollo de la actividad.

Finalmente, es dable destacar que el proyecto presentado por el Poder Ejecutivo no es claro en cuanto a los medios que utilizará para lograr el establecimiento de la legislación ambiental uniforme a la que se refiere el artículo 23 del proyecto. En este sentido, parecería que el proyecto del Ejecutivo olvida las competencias que todas las provincias tienen para establecer normas complementarias que eleven los requisitos establecidos por la ley de presupuestos mínimos nacional o complementen dicho régimen en cuestiones no abordadas por el marco sancionado por el Congreso. No queda claro si se busca lograr tal uniformidad a través de un acuerdo interjurisdiccional, pero de ser así es dable recordar que de tal acuerdo deberían participar no sólo las provincias miembros de la OFEPHI sino todas aquellas que comparten con ellas recursos ambientales interjurisdiccionales.

8. Ausencia de una estrategia geopolítica y energética hacia el futuro. Necesidad de garantizar la protección de los acuíferos

Más allá de lo expuesto en el acápite anterior sobre la ausencia de presupuestos mínimos ambientales en el proyecto de ley en discusión, resulta necesario que nuestro país formule un planteo geopolítico estratégico de acá a treinta años centrado principalmente en la cuestión geopolítica con miras a los recursos naturales en general. En tal sentido dicho plan debe tener por finalidad no sólo lograr el autoabastecimiento energético sino también —y sobre todo— garantizar la protección de los recursos naturales más valiosos e imprescindibles con que contamos para las generaciones futuras, como lo son los reservorios de aguas dulces.

En tal sentido, consideramos que la ley de hidrocarburos debe ser pensada en el marco de un planteo geopolítico estratégico y no como una simple herra-

mienta para intentar solucionar cuestiones coyunturales de la actualidad —en este caso, financieras—.

Ello así, pues la explotación de *shale gas* y *shale oil* por parte de los Estados Unidos ha cambiado el contexto internacional no sólo en materia energética, sino también en cuanto al contexto estratégico mundial.

La Administración de Información Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos hace años que viene estudiando las potencialidades mundiales. En el año 2013 publicó un informe en el que amplió y actualizó los datos mundiales en relación a los recursos hidrocarbúricos no convencionales. En dicho informe, en el que se revieron los reservorios mundiales de *shale oil* y *shale gas*, se determinó la preponderancia de la Argentina en la región como uno de los principales actores en el negocio energético mundial junto con China, Estados Unidos y Rusia. En concreto, la Argentina es el segundo país con mayor potencial en el ámbito del *shale gas* y el cuarto en materia de *shale oil*.

En términos de *shale gas*, las nuevas estimaciones del organismo norteamericano indican que la Argentina alberga recursos que sólo son superados por China. En tanto, en lo relativo a *shale oil*, el país se ubica en cuarto lugar con 27.000 millones de barriles, sólo por debajo de Rusia, Estados y China.

Cabe recordar que en nuestro país se han desarrollado actividades extractivas que requieren grandes cantidades de aguas en sus procesos, que en muchos casos han generado contaminaciones de gran escala afectando significativamente los ecosistemas existentes.

Por ello, dichos informes se complementan con estudios de los acuíferos presentes en áreas adyacentes, los cuales demuestran el interés de las principales potencias mundiales en nuestros recursos. Por ello, consideramos de suma importancia establecer presupuestos mínimos de protección de los acuíferos naturales presentes en el territorio nacional, declarando de interés nacional su protección ambiental y uso racional.

Debemos recordar que sólo el 2,59 % del agua total que existe en la Tierra es agua dulce, apta para el consumo humano. Un cuarto de este porcentaje se encuentra almacenada en los acuíferos naturales.

Cabe destacar que el agua en el mundo constituye un recurso limitado, vital y esencial para la existencia de la vida, la dignidad y la salud de los pueblos, a la vez que es uno de los recursos naturales más preciados del planeta. Más de mil millones de personas hoy no cuentan con un libre acceso al agua potable, lo que provoca que cada año mueran alrededor de tres millones y medio de personas a causa de enfermedades relacionadas con la escasez o mala salubridad del agua. Por ello, la distribución equitativa y la explotación sustentable de este recurso se presentan como uno de los principales desafíos de esta era.

Distintos instrumentos internacionales se han manifestado en procura de proteger el agua. En este sentido, la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo ha manifestado que “es necesario adoptar

medidas para reducir considerablemente la contaminación de las aguas y aumentar la calidad del agua, mejorar notablemente el tratamiento de las aguas residuales y el aprovechamiento eficiente de los recursos hídricos”; por otro lado, la convención sobre el derecho de los usos de los cursos de agua internacionales para fines distintos de la navegación establece que “los Estados del curso de agua utilizarán y aprovecharán un curso de agua internacional con el propósito de lograr la utilización óptima y sostenible y el disfrute máximo compatibles con la protección adecuada del curso de agua”.

Por otra parte, nuestra Constitución, luego de su reforma en el año 1994, ha consagrado el derecho de todos los habitantes de la Nación a un ambiente sano, con el correlativo deber de cuidado, el uso racional de los recursos naturales, la recomposición del daño ambiental, la educación ambiental y el acceso a la información ambiental.

En la Argentina se encuentran cuatro grandes acuíferos: el Guaraní, con una superficie total de 225.000 km², el sistema acuífero Toba con 220.000 km², el acuífero Puelche con una superficie total de 230.000 km² y el acuífero de Zapala (sin estimaciones ciertas de su superficie). Por lo tanto, es de suma importancia para el presente y el futuro de nuestras generaciones la preservación de estos recursos hidrográficos estratégicos que el mundo necesitara para su subsistencia.

En suma, nos encontramos frente a un potencial saqueo de nuestros recursos naturales no renovables,

comprometiendo nuestra soberanía respecto del manejo de aquéllos en un contexto de corrupción y degradación institucional creciente que permite la devastación ambiental.

En consecuencia, las preguntas que uno debe hacer son las siguientes: ¿cuál es la estrategia a nivel mundial para dentro de 20 o 30 años? ¿Cuál va a ser el bien escaso en el futuro, el petróleo o el agua? ¿Cuál es el recurso más valioso desde el punto de vista estratégico a partir del desarrollo del *shale oil* y *shale gas* y su dependencia de agua para funcionar? ¿Resulta preferible recibir regalías extraordinarias a costa de quedarnos sin agua, sin preservar los acuíferos?

Respondiendo dichos interrogantes, resulta necesario que nuestro país realice un planteo en materia energética teniendo en mira a las próximas generaciones, tomando conciencia que el bien más escaso en el futuro va a ser el agua, razón por la cual deviene imprescindible garantizar su protección y cuidado.

En conclusión, es necesario modificar la ley de hidrocarburos a fin de lograr el autoabastecimiento energético, y para ello sin duda nos debemos un debate más amplio en el seno del Congreso. Ahora bien, previo a dicha modificación debe sancionarse una ley como la propuesta en el presente dictamen que garantice la protección de los recursos naturales, en particular, los acuíferos con que cuenta la Nación.

Elisa M. Carrió.

suplemento 1

suplemento 2