

# ANALISIS DE LA LEY 27007, LLAMADA DE HIDROCARBUROS, Y DE LA POLITICA HIDROCARBURIFERA DEL PERIODO 2003 A 2014

(A Carlos Enrique Suarez que “resucitó” en 1977 a Fundación Bariloche)

Víctor Bravo  
vbravo@fundacionbariloche.org.ar

Documento de Trabajo

Departamento de Economía Energética

Documento de Trabajo | Enero 2015

Este trabajo es fruto de investigaciones internas realizadas por el (los) autor(es). Las opiniones vertidas en este trabajo son, sin embargo, responsabilidad exclusiva del (de los) autor(es) y de ningún modo pretenden reflejar las de la Institución.

Copyright © (2015) Fundación Bariloche. Todos los derechos reservados. Pequeñas secciones de este trabajo, que no excedan de dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización previa de Fundación Bariloche, siempre y cuando se cite a plenitud la fuente, incluido el símbolo ©.

[www.fundacionbariloche.org.ar](http://www.fundacionbariloche.org.ar)

Av. Bustillo 9500 - (R8402AGP) S.C. de Bariloche - Río Negro - Argentina - Tel. / Fax: (54-294) 446-2500  
Piedras 482 - Piso 2º H - (C1070AAJ) - Ciudad Autónoma de Buenos Aires - Argentina - Tel. / Fax: (54-11) 4331-2021/23

## Resumen

El presente documento, más allá de representar sólo las opiniones del autor sobre el tema y no comprometer a Fundación Bariloche, tiene como objetivo analizar las políticas hidrocarburíferas aplicadas en Argentina en el período 2003- 2014 y en particular la ley 27007.

Para ello, primero se hace una incursión, muy breve, sobre los períodos históricos anteriores, ya que buena parte de lo que sucede en el presente está influido por el pasado, al cual mejora o empeora y casi nunca deja como estaba.

Después se analiza la normativa que dio sustento a la política de los años 2003-2014, para detenerse en aspectos esenciales de esta política; seguir con el análisis de la ley 27007 de Hidrocarburos del 2014 que reforma la ley madre 17319 de 1967.

A continuación se hace una crítica, creemos constructiva, de esta ley 27007. Para no quedar en la crítica, se presentan algunas ideas referidas a contenidos de una nueva Política Energética, quizá vieja, porque recoge los aciertos de una generación de argentinos pasando por Mosconi, Huergo, Scalabrini Ortiz, Illia, Silenzi de Stagni, Juan Sábato y otros que nos mostraron y recorrieron un camino, quizá, para que lo continuemos.

## INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>2. EL PORQUÉ DE LA ELABORACIÓN DE LA LLAMADA LEY DE HIDROCARBUROS</b> .....	<b>3</b>
<b>3. ALGUNOS ANTECEDENTES LEGALES Y OTROS PREVIOS A LA PRIVATIZACIÓN TOTAL DE YPF</b> .....	<b>4</b>
3.1. Desde los “orígenes” hasta el “menemismo” .....	4
3.2. El período “Menemista” .....	5
<b>4. LA PRIVATIZACIÓN DE YPF</b> .....	<b>6</b>
<b>5. EL PERÍODO 2003 A 2014</b> .....	<b>9</b>
5.1. Los Fondos Fiduciarios .....	9
5.2. Los Derechos de Exportación .....	10
5.3. ENARSA .....	12
5.4. El Papel de las Provincias .....	14
5.5. Los planes de ENERGIA TOTAL .....	15
5.6. Los programas de Petróleo Plus, Refinación Plus y Gas Plus .....	16
5.7. La Soberanía Hidrocarburífera .....	21
5.7.1. Los Instrumentos .....	21
5.7.2. Análisis crítico de la expropiación de REPSOL-YPF .....	22
5.7.3. Decretos Complementarios de la ley de Soberanía Hidrocarburífera .....	36
5.7.4. El contrato Chevron-YPF SA .....	37
5.8. Otras leyes y complementarios de la ley 26741 .....	39
5.9. Regulación del mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP) .....	40
5.10. Las fuentes renovables de energía .....	41
5.11. Programas de uso racional de la Energía .....	44
<b>6. LA LEY DE HIDROCARBUROS 27007</b> .....	<b>46</b>
6.1. Análisis Particular .....	46
6.2. Análisis General y Conclusiones .....	55
<b>7. CONCLUSIONES SOBRE LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA DEL PERÍODO 2003 A 2014</b> .....	<b>56</b>
<b>8. QUÉ ES LO QUE HABRÍA QUE HACER</b> .....	<b>61</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>66</b>
<b>9.1. LIBROS, DOCUMENTOS Y ARTICULOS DE REVISTAS</b> .....	<b>66</b>
<b>9.2. LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES</b> .....	<b>66</b>
<b>ANEXO: TEXTO DE LA LEY 27007 DEL 30 DE OCTUBRE 2014</b> .....	<b>70</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos de este trabajo es analizar la recientemente promulgada Ley 27007 llamada de Hidrocarburos. El otro es analizar en especial la Política hidrocarburífera de los gobiernos kirchneristas.

Antes de este análisis de la Ley, en particular y en general, mencionaremos las que, a nuestro juicio, son las razones que llevaron a elaborarla.

Sin ser exhaustivos nos referiremos a algunos de los antecedentes (leyes y decretos) que la antecedieron, esencialmente a la ley 17319 de 1967, que esta nueva ley reforma, para lo cual habrá que remontarse un poco lejos en el tiempo.

Pero primero un poco de “política”.

Desde principios del siglo XX, luego del descubrimiento comercial del petróleo en Argentina ha habido dos temas que han fundamentado, para bien o para mal, las leyes y decretos que han regulado la actividad hidrocarburífera en Argentina:

- el Rol del Estado y el Rol del Sector Privado
- la propiedad Nacional o Provincial de los Recursos hidrocarburíferos existentes en el subsuelo

Por supuesto que todo subordinado a un tema mayor; **la apropiación de la renta y de las ganancias** que esta actividad genera.

El Valor Económico de las Reservas de Petróleo y Gas Natural, al año 2013, a precios internacionales de diciembre 2014, alcanzaba 214000 millones de dólares, sin incluir los recursos No Convencionales que aún no están comprobados.

No vamos a hacer una descripción crítica de la Industria del Petróleo en Argentina. Para los que quieran informarse sobre el tema me remito a dos textos que contienen mi pensamiento, pues los hay de otros autores que presentan concepciones distintas.

- *“Legislación de los Hidrocarburos en Argentina”*: Víctor Bravo, *Publicación de Fundación Bariloche, año 1971.*
- *“La Política de Desregulación Petrolera Argentina, Antecedentes e Impactos”*: Roberto Kozulj- Víctor Bravo – *con la colaboración de Nicolás Di Sbroiavacca-Bibliotecas Universitarias Centro Editor de América Latina 1993.*

En nuestra América Latina, a partir de los antecedentes del Derecho de Indias, los recursos minerales del subsuelo pertenecen al Estado y no a los superficiarios (a diferencia de lo que ocurre en Estados Unidos de América). La Propiedad del Estado de estos recursos nunca ha sido cuestionada, al menos en derecho y no en los hechos.

Si ha habido diferencias en cuanto a la titularidad de los mismos por parte del Estado Nacional o de los Estados Provinciales, siendo Argentina, al menos constitucionalmente, una República Federal.

Recorriendo la historia nos encontramos con que primero rigió la Propiedad Provincial, luego la Propiedad Nacional y actualmente nuevamente la propiedad Provincial (corresponde al Estado provincial en el cual se localicen los recursos y al Estado Nacional (en la Plataforma Continental).

Ambas concepciones tienen su pro y su contra.

La historia Argentina siempre ha mostrado una tendencia a la centralización y las Provincias se han sentido perjudicadas.

Primero la ley 24145 de 1992, luego el artículo 124 de la Constitución Nacional de 1994 y después la ley 24197 de diciembre 2006 atribuirían a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio. Manuel Rebas, en un artículo publicado en el diario Página 12 del 1 de Junio de 2014, distingue entre dominio y propiedad, considerando que **la propiedad corresponde al Estado Nacional** y el dominio a las Provincias haciendo prevalecer los artículos 41 y 75 de la Constitución Nacional que autorizarían a la Nación a establecer la política general para los hidrocarburos y la reglamentación de los recursos naturales.

En mi opinión, y más allá de lo que puedan decir las leyes, debería prevalecer la concepción que otorga al Estado Nacional la propiedad de los recursos de hidrocarburos existentes en el subsuelo del continente y de la Plataforma.

Pero esto no quiere decir que Nación se apropie de todas las ganancias que genere la explotación del recurso. De estos beneficios deben participar las provincias en cuyo territorio se encuentren esos recursos. Esto más allá del querer compensarlas sólo con las regalías.

Nación debe, vía el Congreso donde están representadas todas las provincias sean o no productoras de hidrocarburos, elaborar una ley de Hidrocarburos en serio, no un parche como es la que estamos considerando (parche además muy influido por la coyuntura, cuando una ley debe ir más allá del corto plazo) o un Código de Energía, como existe el Código Minero, para lo cual es el Congreso el lugar idóneo.

El Congreso, es decir Nación y Provincias, debe establecer las normas de funcionamiento del sector, uniformes para todo el país, fijando el rol esencial del Estado a través de una empresa Pública (en este caso YPF Estatal y no Sociedad Anónima como es ahora y que le permite regida por el capítulo II, Sección V de la ley 19.550, entre otras cosas, no ser alcanzada por el régimen de acceso a la información pública) y además recrear Gas de Estado.

El Rol del Estado quedaría entonces también definido.

Estas empresas serían las encargadas de ejecutar la política de hidrocarburos y seguramente de esta manera se aseguraría la internalización de los beneficios de la actividad, dejando para el Sector Privado la importante tarea de proveer los equipos y materiales que la industria requiera (es decir, las inversiones de estas empresas públicas serían la fuente que alimente la actividad del Sector Privado). Para ello dispondrían del poder de compra de las empresas estatales energéticas que puede oscilar entre los 15000 y 20000 millones de dólares año (esto surgiría de los Planes Energéticos que se elaboren).

Se recurriría al Sector Privado Extranjero para adquirir conocimiento y tecnología que el país no esté en condiciones de aportar.

Las provincias además de participar en la elaboración de los instrumentos legales, formarían parte de los directorios de la Empresas del Estado y decidirían y controlarían las acciones que estas empresas ejecuten.

La Provincias, por ser titulares del dominio y no de la propiedad de los hidrocarburos, recibirían una parte proporcional de los beneficios que las empresas obtuvieran (hoy los reciben los socios privados de por ejemplo la YPF SA, pues son dueños del 49% de las

acciones), un bono de ingreso a las áreas de la empresa estatal, y por supuesto el porcentaje de Regalías que correspondiera a las características de los yacimientos.

De esta manera no se convertiría a las provincias en entes rentistas sino en socios.

Es que hoy, con los contratos que las provincias formalizan con las empresas privadas, vía concesiones (que en la nueva ley o Código, que proponemos, debería desaparecer como figura contractual), suelen buscar, casi como únicos objetivos, los montos que implica el derecho a ingresar a las áreas, las regalías y otros impuestos, y a eso supeditan muchas veces los recaudos ambientales, el hábitat de los superficiarios (por lo general pueblos originarios) y otras facilidades para que las ofertas de unas Provincias resulten más atractivas que las de otras, malsana competencia que va en detrimento del conjunto del país

Desgraciadamente la historia reciente muestra ejemplos de este tipo de comportamientos.

## 2. EL PORQUÉ DE LA ELABORACIÓN DE LA LLAMADA LEY DE HIDROCARBUROS

Las principales razones aducidas por los propulsores de la ley son las siguientes:

- *La ley 17319 que rige actualmente la actividad es muy vieja, data del año 1967, y no refleja la actual situación. Es cierto.*
- *El País está importando (las estimaciones son para el año 2014) casi 12000 millones de dólares por año de combustibles, lo cual representa casi el 16% de las exportaciones totales del país, El déficit de la Balanza de combustibles, es de casi 7000 millones de dólares que afecta el superávit comercial total que es de 9000 millones de dólares. Es decir, importaciones de combustibles altas en un país con gran escasez de dólares. Es cierto, pero esas consecuencias hay que buscarlas en las causas, esencialmente, la privatización de YPF. Durante la década del 90 se exprimieron al máximo las reservas de los yacimientos, casi todos descubiertos por YPF, aplicando una política exportadora irracional, sin pensar en el futuro abastecimiento del país y adicionalmente casi se dejó de explorar.*
- *La presencia según lo estiman organismos internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (en un informe del mes de junio del 2013) de cuantiosos recursos (no de reservas) de hidrocarburos en el subsuelo nacional, en formaciones no convencionales de shale y de Tight, que podrían de ser ciertas multiplicar por 11 las de petróleo y por 67 las de Gas natural. Ver observaciones a esta estimación en dos trabajos de Fundación Bariloche:*

*"Shale oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y Prospectiva" Nicolás Di Sbroiavacca, Documentos de Trabajo FB 2013;*

*"Una Opinión sobre el fracking" Víctor Bravo: Documentos de Trabajo FB, 2013.*

*En ellos se indica que las Reservas, es decir, lo recuperable realmente de esos recursos, podría en el caso de Vaca Muerta alcanzar a sólo el 3% de las reservas actuales de petróleo y al 0,2% de las Gas Natural. Cuidado entonces. A fines del 2014 la producción de petróleo del área Vaca Muerta representaba cerca del 2% de la producción total del país.*
- *El interés despertado en empresas petroleras internacionales para invertir en el país para poner esos recursos en valor. Para ello se cuenta con una empresa YPF SA con la cual se están asociando o quieren asociarse. Este es el camino de insistir en tener un*

*País rentista, donde este ponen los recursos naturales, y el extranjero aporta capitales, a veces tecnología y se lleva gran parte de los beneficios.*

- Como las inversiones que requiere esa puesta en valor de estos yacimientos no convencionales son cuantiosas, se habla de cientos de miles de dólares, el país no está en condiciones de aportarlos por sí sólo y el peso de las importaciones de combustibles es creciente, hay que generar instrumentos legales estables y atractivos para que esas empresas internacionales vengan e inviertan en el país. *Esto puede llevar a descuidar la exploración y extracción de hidrocarburos convencionales que es más barata que la de los no convencionales, cuando entre los años 1993 y 2012 casi no se exploró en Argentina.*
- El Contrato de YPF SA con Chevron para explorar y explotar Vaca Muerta ya formalizado debe generalizarse y servir de ejemplo a otro tipo de contratos similares y esto requiere una ley marco. *Ver observaciones a este contrato en un trabajo de Fundación Bariloche “Una Opinión sobre el fracking” Víctor Bravo: Documentos de Trabajo FB, 2013 y en el punto 5.7.4 de este documento.*

### **3. ALGUNOS ANTECEDENTES LEGALES Y OTROS PREVIOS A LA PRIVATIZACIÓN TOTAL DE YPF**

#### **3.1. Desde los “orígenes” hasta el “menemismo”**

No haremos una descripción minuciosa de estos instrumentos legales sino una presentación sintética de los que consideramos más importantes a los fines de este trabajo:

- El marco jurídico para la industria de los hidrocarburos en Argentina, comienza con el *Código de Minería* (data de 1886 y ha sufrido desde entonces varias modificaciones). En él se consideraba que los recursos del subsuelo eran propiedad de la Nación o de las Provincias según el territorio en que se encontraran.
- *Ley 12161* de 1935, modificaba el Código Minero (en 1922 se había creado YPF Sociedad del Estado) y establecía un régimen ecléctico que permitía la concurrencia del Estado, la participación privada mediante concesiones, la constitución de sociedades mixtas y confirmaba la propiedad provincial de los recursos del subsuelo.
- *Constitución Nacional de 1949*, que en su artículo 40 establecía que los yacimientos de hidrocarburos eran bienes imprescindibles e inalienables de la Nación frente a la postura “provincialista” de la ley 12161 de 1935. Esta constitución fue derogada por el Golpe de Estado de 1955, retornando la prescripción de la ley de 1935.
- En 1958 durante el gobierno de Arturo Frondizi se aprobaba una nueva ley de Hidrocarburos, *la 14773, llamada de nacionalización* y que establecía el dominio nacional de estos combustibles y delegaba la responsabilidad de las actividades petrolera y de gas en YPF y Gas del Estado, respectivamente. Fue la época de los llamados Contratos Petroleros, anulados posteriormente por el gobierno de Arturo Illia.
- El gobierno de facto, surgido del golpe de 1966, daba un giro de 180 grados en la política petrolera de Illia y promulgaba en 1967 una nueva *ley de hidrocarburos la 17319*, que con varias modificaciones aún tiene vigencia a la fecha de elaboración de este documento. Esta ley permite el funcionamiento de las empresas estatales conviviendo con las empresas privadas en toda la gama de figuras contractuales: concesión, asociación, servicios. En general se evidencia claramente en varios de los artículos las dos concepciones que pendularmente han sustentado las políticas petroleras en

Argentina: una que tiende a acentuar el predominio de los intereses de las empresas privadas y la otra que trata de preservar los intereses del país vía empresas estatales. En los hechos durante el período de facto prevalecieron los intereses de las empresas privadas. Estos intereses acentuarían su predominio durante todo el período de la dictadura 1976 a 1983. En cuanto a la titularidad de la propiedad de los recursos del subsuelo continuaba vigente lo dispuesto en la ley 14773 sustituida por la 17319, es decir la propiedad del Estado Nacional.

- La Democracia instaurada partir de 1983 no modificaba fundamentalmente los instrumentos legales heredados. Como ejemplo, *el Decreto 1445 del 5 de Agosto de 1985* que establecía el Contrato Tipo para las asociaciones de empresas privadas con YPF. También *los Decretos 1443/85 y 623 /87*, (ante el fracaso de los Contratos de Riesgo al amparo de la ley 21778/78, lanzaba el Plan Houston y luego los Planes Huergo y Olivos 1 (*Decreto 1812/87*). Con Terragno como Ministro se ponía en marcha *el Petroplan* que sería el precedente de la desregulación petrolera de la época de Menem. Estos instrumentos no serían exitosos para modificar apreciablemente el funcionamiento de YPF y para aumentar realmente la producción pese a que el objetivo era favorecer a las empresas estatales e internalizar más la renta petrolera generada.

### 3.2. El período “Menemista”

Vamos a analizar aquí los instrumentos legales esenciales y nos detendremos especialmente en la Privatización de YPF:

- El gobierno de Carlos Menem, que comenzaba en julio del año 1989, iba a provocar la mayor entrega del patrimonio energético argentino en toda la historia. Iba a usar la ley 17319 que le permitiría hacerlo dada su amplitud “ideológica”. La política del menemismo consideraba anacrónico que los hidrocarburos fueran un bien estratégico. Decía que el mercado petrolero internacional era abierto y que si sobraban hidrocarburos había que exportarlos y que si faltaban había que importarlos. Lo significativo era el Valor Económico y no el Valor Estratégico. Así se dejaba de lado la concepción que en general había prevalecido en el país, en este tema, que estaba ligada a una política de producción conservacionista que implicaba extraer sólo el crudo y el gas requeridos para satisfacer las necesidades del mercado interno y preservar del desabastecimiento y del peso de las importaciones a las generaciones futuras, partiendo de la base de que Argentina “era un país con petróleo pero no era un país petrolero”. No vamos a describir aquí las consecuencias que provocaron para el país y sus habitantes los efectos de estas políticas (pérdida de reserva de petróleo y Gas Natural, importaciones masivas de ambos hidrocarburos e impacto muy desfavorable sobre la Balanza comercial y de Pagos y desaparición de las Empresas Energéticas Estatales en su casi totalidad). Ningún gobierno se había atrevido a tanto (Estos efectos están minuciosamente analizados en el Libro; *“La política de Desregulación Petrolera Argentina y sus Impactos” de Roberto Kozulj y Victor Bravo con la colaboración de Nicolás Di Sbroiavacca del año 1993, del Centro Editor de América Latina*).
- Los principales instrumentos legales para instaurar la política “de los años 90”, fueron de dos tipos: uno que llamaremos General (Leyes y Decretos que implicaron la Reforma del Estado: *Leyes 23696 y 23697 de 1989 y 23928 de 1991 Y Decretos 1224; 1225 de 1989 y Decretos 1757 de 1990 y 2408 de 1991*) y específicos del sector petrolero (*Decreto 1055; 1212 y 1589 del año 1989 y 2278 del año 1990*).
- Nos vamos a referir con un poco más de detenimiento los llamados “Tres Decretos”, *pues una parte de los mismos seguirían vigentes luego de aprobada la ley 27007 del año 2014 que estamos considerando*.



- *El Decreto 1055/89*, que se refería esencialmente a las actividades exploración y Explotación: licitaba bajo la figura de concesión las mal llamadas, Áreas Marginales; licitaba bajo la forma de asociación con YPF las Áreas Centrales; establecía la Libre disponibilidad del crudo, regulaba aspectos de Comercio Exterior, establecía el papel de las provincias productoras e indicaba que YPF debía devolver áreas que tenía en su poder para explorar.
- *El Decreto 1212/89* cuyo principal objetivo fue reemplazar al Estado por las “reglas del mercado” como mecanismo para la fijación de precios, márgenes y tarifas. Para ello YPF debía renegociar contratos con empresas privadas a las cuales liberaba de pago de derechos la importación de crudo y establecía la libertad de precios para el mercado interno.
- *Decreto 1589/89*: Principalmente permitía que los ingresos para el crudo y derivados volcados al mercado interno tuvieran igual ingreso que si se hubieran exportado y el Gas natural tendría un precio equivalente a un porcentaje del precio del crudo de Arabia Saudita liviano; el 70% de las exportaciones serían de libre disponibilidad de divisas y si se vendieran en el mercado interno gozarían de igual prerrogativa que si se hubieran exportado.
- *Decreto 2778 de 1990* Transformaba a YPF de Sociedad del Estado en Sociedad Anónima, disminuyendo el valor contable de sus activos; quitando atribuciones a la nueva YPF y preparando el camino primero para su venta fraccionada y luego para su privatización total.

#### 4. LA PRIVATIZACIÓN DE YPF

Hay que recordar el contexto económico, que no vamos a describir aquí, solo mencionar que en abril de 1991 llegaba Domingo Cavallo a la cartera de Economía e instauraba el plan de Convertibilidad mediante el cual el "peso" iba a tener una paridad de "uno a uno" con el dólar, y esa paridad estaría garantizada por el Estado. Esta paridad duraría once años. Se prometía estabilidad, crecimiento y especialmente privatizaciones de todas las empresas estatales donde fuera posible hacerlo.

- Las razones aducidas para la Privatización de YPF (*ver Víctor Bravo “Por qué Privatizar YPF?” Revista Realidad Económica N° 110 del 30 de septiembre 1992*).

En el artículo citado se mencionan cinco razones que son refutadas por mí una por una y a él me remito.

- Crónico desequilibrio presupuestario.
- Ineficiencia empresaria.
- Necesidad imperiosa del Estado Nacional de obtener fondos para equilibrar el presupuesto.
- Temor de la Empresa Estatal a la competencia por parte de las empresas privadas.
- La Falta de necesidad de que el Estado tenga una empresa petrolera.

La privatización se realizó en varias etapas y habría comenzado con el PETROPLAN durante la gestión de Terragno en marzo de 1988.

La estrategia de eliminación de YPF siguió a partir del año 1992, en etapas. En la primera se redujo el tamaño de YPF mediante la venta de activos (Privatización de nuevas áreas centrales y marginales; venta de destilerías; venta de oleoductos,

terminales portuarias y plantas de almacenamiento; concesión de la comercialización mayorista de combustibles; venta de equipos de perforación; Venta del Departamento de Activos Tecnológicos de Florencio Varela que resulto postergada y que posteriormente implicaría su cierre). En la segunda se Privatizó lo que quedaba de YPF.

- *Ley 24145 de 1992, llamada de Federalización de los Hidrocarburos y de Privatización de YPF.* Esta ley transfirió el dominio de los yacimientos a las provincias que se concretaría a partir del vencimiento de los plazos legales de los entonces vigentes contratos de concesión y asociación. Es decir más una manera de atraer los votos provinciales para la privatización de YPF que una real federalización de los hidrocarburos. Es que la ley vigente 17319 contemplaba el dominio nacional El Proceso de venta de YPF no fue muy claro (*ver al respecto lo indicado en páginas 228 a 230 del Libro citado "La Política de Desregulación Petrolera..."*).
- *El Estatuto de YPF S.A. figuraba en la ley 24145. Un Decreto el 1108/93 regulaban de tal manera la adquisición de acciones por el Estado Nacional que hacía prácticamente imposible que el mismo alcanzara el control de la sociedad.*
- *En el año 1994 se promulgaba la nueva Constitución Argentina que en su artículo 124 establecía que correspondía a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio y que daba visos de legalidad constitucional a la ley 24145 de Federalización de los Hidrocarburos.*
- *La ley 24474 del 11 de abril de 1995 modificaba la ley de Federalización de los Hidrocarburos para que el capital social de YPF Sociedad Anónima estuviera representado por cuatro tipo de acciones. Las A, pertenecientes al Estado Nacional; las B, que podrían adquirir las provincias, hasta un 39% del capital social; las C, que podría adquirir el personal de la empresa, hasta un 10% y las D, acciones que el Estado nacional y las provincias pudieran vender al capital privado. El Estado asumiría todas las deudas de YPF sociedad del Estado y de YPF S.A., a diciembre del año 1990 y diciembre del año 91, pero como los balances de esos años habían resultado positivos la enajenación se realizaba libre de todo pasivo. Las provincias accederían a las acciones mediante la acreditación de las deudas por regalías de hidrocarburos. El personal de la empresa no iba a poder acceder con sus propios recursos al porcentaje indicado.*
- *En julio de 1993 se lanzaba a la venta otro paquete de acciones, para cancelar deudas el sistema de previsión. Las acciones fueron "vendidas" a los jubilados en trueque por sus Bocones.*
- *Luego de la primera etapa de venta de YPF, el paquete accionario quedaba constituido de la siguiente forma:*
  - Estado nacional: 20%
  - Provincias: 12%
  - Jubilados: 12%
  - Personal: 10%
  - Inversores Privados: 46%
- *La ley 24474 del 22 de marzo de 1995 daba inicio a la segunda etapa de la privatización de YPF S.A. Modificaba el artículo 8 de la Ley 24145 de 1992 de Federalización de los hidrocarburos e incluía precisiones sobre las características de acciones A, B, C y D. Si las provincias y el personal no adquirían las acciones que les correspondían estas pasaban a ser del Estado Nacional.*

El Estado nacional mientras tuviera una acción clase A, debería ser consultado por los accionistas. Por ejemplo: si se quisiera vender a terceros el 51% de las acciones, o cesar en las tareas de exploración, o disolver la empresa.

De manera que a febrero de 1996 el paquete accionario de YPF S. A. se distribuía de la siguiente forma:

<i>Privados:</i>	65%
<i>Estado Nacional:</i>	20,3%
<i>Provincias:</i>	4,7%
<i>Personal (en custodia por Estado nacional):</i>	10%

- En 1996 la llamada Segunda reforma del Estado proponía vender las acciones tipo A de YPF: en manos del Estado Nacional.
- En 1997, mediante el *Decreto 628 de julio de 1997*, se comenzaba con la venta del 10% (acciones clase C) en manos del personal de YPF, como consecuencia del Programa de Propiedad Participada. El 85% se vendería a tenedores del exterior del país y el 15% quedaría en el mercado interno.
- Restaba vender el 20,3% en manos del Estado Nacional. Para facilitararlo, se promulgaría el *Decreto 857 de julio 1998* que devolvería al Estado Nacional el derecho al cobro de dividendos de las acciones clase A. Algunos integrantes del gobierno propiciaban una venta atomizada de estas acciones para evitar una concentración del poder en pocas manos. Pero aparecería REPSOL ofreciendo mejores precios que otros potenciales interesados. Además, el Estatuto de YPF S.A., no le permitía al Estado desprenderse de más del 15% de las acciones en su poder. Pero los pequeños accionista si lo aceptarían y se conseguiría obtener el 66% los votos necesarios para cambiar el Estatuto. De todas maneras se vendería sólo el 14,99% de las acciones del Estado Nacional y para ello se seleccionaría a 15 Empresas, entre ellas REPSOL. Debía apurarse el procedimiento pues en octubre de 1999 se produciría el cambio de gobierno y la Alianza, principal candidato a ganar las elecciones, no se mostraba muy de acuerdo con estas ventas. En realidad la venta la realizaría el Gobierno de Menem, no para el Desarrollo Regional como prometía, sino para cubrir los baches fiscales. El 20 de Enero de 1999 REPSOL compraba el 14,99 de la Empresa aportando 2010 millones de dólares. Pero REPSOL iba a querer el control de la empresa para lo cual aspiraba a detentar el 51%. El Estado nacional aún contaba con el 5,3% y para facilitar la venta en Julio 1999 se lo autorizaría a desprenderse de ese porcentaje mediante el *Decreto 666*. Entonces REPSOL presentaría una oferta hostil para quedarse con la totalidad de Y.P.F. S.A., incluidas las acciones de las provincias de Santa Cruz; Chubut y Mendoza. El Estado nacional quedaría con una acción de oro y con un director que le permitiría opinar y oponerse a una venta hostil de REPSOL-YPF a terceros. **En el mes de julio de 1999 REPSOL pagaría 13150 millones de dólares por la totalidad de las acciones y se quedaría con Y.P.F. S A.** Lo haría mediante un préstamo que obtendría de dos Bancos Españoles (que formaban parte de REPSOL) y 4 financieras y Bancos internacionales. La mayor parte del dinero que los accionistas privados obtendrían por la venta se invertiría en el exterior del país.
- El Gobierno de la Alianza, en su corto mandato (desde el 10 de diciembre de 1999 hasta el 10 de diciembre del 2001) no produjo cambios respecto de la política energética de Menem.

## 5. EL PERÍODO 2003 A 2014

El contexto económico y social de los dos años posteriores a la caída del gobierno de la Alianza serían muy difíciles y estarían fuertemente marcados por dos hechos: la devaluación del peso que de una paridad respecto del dólar, uno a uno, pasaría a otra de tres a uno; y por la declaración del país de la imposibilidad de cumplir con los pagos de la Deuda Externa (Default).

Se sucedían, desde la caída del gobierno de la Alianza, cuatro presidentes (uno de ellos Duhalde cambiaría la paridad peso dólar).

En el 2003 asumía Ernesto Kirchner, sucediéndolo su mujer Cristian Fernández desde el 2007 y con un segundo mandato a partir del 2012 y hasta el año 2015.

Como veremos, los hitos principales, en materia de política para los hidrocarburos serían: la creación de Fondos Fiduciarios; el establecimiento de derechos de exportación al petróleo crudo, sus derivados y el Gas Natural; la creación de ENARSA; el otorgamiento de más “derechos a las provincias petroleras; los Planes de Energía Total; los programas de Petróleo Plus, Refinación Plus y Gas Plus y la implementación de llamada Soberanía Hidrocarburífera.

Colateralmente se tomaban algunas medidas respecto del Gas Licuado de Petróleo; las Fuentes Renovables de Energía, especialmente las vinculadas con la generación de electricidad y con el Uso Racional de la Energía.

Recién en el año 2012 se comenzaría a intentar una modificación importante, aunque no esencial, de la política hidrocarburífera de la época de Menem con la expropiación de las acciones de REPSOL en YPF y el control del 51% de las mismas por parte del Estado; la explotación de los recursos hidrocarburíferos no convencionales y la posibilidad del ingreso masivo de empresas extranjeras, facilitado por la Ley 27007 en Octubre del 2014, llamada de Hidrocarburos, que estamos analizando.

Al asumir Néstor Kirchner en 2003, el país era neto exportador, principalmente de petróleo crudo, y de gas natural. Las reservas de ambos hidrocarburos, venían cayendo pero todavía no eran preocupantes para el nuevo gobierno. REPSOL había, prácticamente, dejado de explorar, (de los casi 120-150 pozos/año que perforaba YPF Estatal, REPSOL había bajado a un promedio de 29 en el período 2001-2004) su preocupación era producir para recuperar lo antes posible, mediante los saldos exportables, los 15000 millones de dólares gastados en la compra de YPF. Pero la producción de petróleo disminuía y con ello los saldos exportables.

Es decir, no se evidenciaba un “problema energético”, la crisis económica y social y los Efectos de la cesación de pagos de la deuda externa eran los verdaderos problemas.

### 5.1. Los Fondos Fiduciarios

Este tema daría por sí sólo para escribir un Documento así que aquí solo nos referiremos a los conceptos generales.

Basándose en el *artículo 75 de la Ley 25565* de Presupuesto de la Nación se creaba el Fondo Fiduciario para subsidiar los consumos Residenciales de Gas para la Región Patagónica, Departamento Malargüe y la Puna. Lo percibían las distribuidoras zonales de

Gas natural y GLP. El Fondo se constituía con un recargo al metro cúbico de Gas natural a todo tipo de usuario del Resto del Territorio Nacional.

Este tipo de subsidio venía de larga data en el país.

*Posteriormente y para esta finalidad misma finalidad se promulgaban otras leyes (como la 26337), Decretos (como el 786 de 2002; 180 del 2004) y Resoluciones (como la 5 del 2010 y 209 del 2014).*

Pero fue esencialmente la *ley 26095 del 26 de Abril del 2006* la que creó cargos específicos para el desarrollo de la Infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad que pasaron a conformar Fondos Fiduciarios para el uso de los recursos creados.

Este tipo de mecanismo se fue generalizando y el gobierno supuso que con los mismos podría sustituir el rol que antes de las privatizaciones de los años 90 cumplían las empresas energéticas estatales. A esto, y en forma contradictoria, se añadieron los congelamientos de tarifas del Gas natural y de la electricidad que afectaron la forma más genuina que tienen las empresas para financiar buena parte de las inversiones. Salvo en transmisión de electricidad, los resultados de esta política paralizaron o disminuyeron drásticamente las inversiones en infraestructura eléctrica y de Gas Natural y fueron responsables de los problemas de desabastecimiento de estos energéticos que se manifestaron en buena parte del período 2003 a 2014.

## **5.2. Los Derechos de Exportación**

En los primeros años de la década del 2000 las exportaciones Petróleo y Gas Natural eran importantes. Así en el año 2002 la producción de petróleo alcanzaba a los casi 44 millones de m<sup>3</sup> y las exportaciones a 15,28 millones (el pico se había alcanzado en 1998 con 19,2 millones). Es decir se exportaba casi el 35% de lo que se producía. Con el Gas Natural ocurría algo parecido. Se producían 15,5 miles de millones de m<sup>3</sup> y se exportaban 5,85 (el pico se había alcanzado en el año 2004 con 7,35 miles de millones) eso equivalía a casi el 13% de la producción.

Estas exportaciones conjuntas habían representado en el año 2001 casi 2600 millones de dólares.

En consecuencia, parecía oportuno y necesario que el Estado Nacional, empobrecido decidiera aplicar Derechos de Exportación a los hidrocarburos.

*El Decreto 310 de febrero del 2002* establecería los primeros Derechos de Exportación del período, los fijaba en el 20%, basándose en *el artículo 6 de la ley 25561 de Emergencia Económica* y en *el Decreto 806 de Mayo 2004* de Duhalde. Las distintas normativas se basarían, esencialmente, en fijar valores de corte y de referencia para el crudo y establecer alícuotas de las cuales se deduciría el importe de los Derechos.

Una serie de Resoluciones posteriores (*la 809 del 13 de mayo de 2002; la 645 del 26 de mayo de 2004; la 526 del 22 de octubre de 2002; las 335; 336 y 337 del 11 de mayo de 2004*), iba ratificando la vigencia de estos Derechos.

En agosto del 2004 la Resolución 532 mantenía el derecho de exportación del veinticinco por ciento. En caso que el precio del crudo WTI fuera igual o mayor a un determinado monto en dólares estadounidenses se aplicarían alícuotas adicionales. Se partía de un precio 32 U\$S /bl y se terminaba con otro de 45. Los adicionales podían resultar en un derecho de

Exportación del 45% si el precio resultaba igual o mayor a 45 U\$S el barril (en agosto del año 2004 el crudo WTI se cotizaba 44,84 U\$S de ese año).

Seguidamente una serie de Leyes y decretos hacían subsistir esta modalidad de determinación de los Derechos de Exportación. Por ejemplo, la Ley 26217 del 15 de enero del 2007.

La Resolución 394 del 15 noviembre del 2007 era generada por el entonces Secretario de Comercio Interior Moreno y conducía a que los exportadores recibieran 42 U\$S por barril exportado, (siempre y cuando el precio internacional superara los U\$S 60,9). Pero el precio del crudo WTI se acercaba a los 100 U\$S. Esto no era muy bien visto por Pan American la principal exportadora Argentina. La Resolución 1 del año 2013 del Ministerio de Economía actualizaba los valores de corte y de referencia para la exportación de petróleo y esto mejoraba algo los ingresos de los exportadores.

Pero a partir del mes de Octubre del 2014 comenzaban a caer los precios del crudo WTI y esto llevaba al Ministerio de Economía a generar la Resolución 803 el 22 de Octubre del 2014 que establecía una relación entre el precio internacional y las alícuota más adecuada a lo que mostraban, a Octubre del 2014, esos precios internacionales. Así:

Cuando el precio internacional fuera menor a 80 U\$S, la alícuota a aplicar sería del 13%, cuando fuera menor de 75 del 11,5% y si resultaba menor de 70, de 10%.

Entre Octubre y principios de diciembre del 2014 los precios del WTI oscilaron, en dólares corrientes, entre 90 y 55, con tendencia a la baja.

Antes de esta resolución, los exportadores que antes recibían 42 U\$S por barril exportado, en el 2014 recibirán cerca de 70.

Los precios en el mercado interno del crudo Escalante (es el que exporta Pan American), entre julio y agosto de 2014, estaban cerca de los en 68,7 dólares y el Medanito cerca de los 84.

En síntesis, cuando las exportaciones de petróleo eran muy altas, (entre los años 1996 y 2002) los Derechos de Exportación no existían.

Hoy, que las exportaciones de crudo no llegan a los 2 millones de m<sup>3</sup> (año 2013), frente a los 19 millones del año 1998, los Derechos de Exportación han pasado a ser "una reliquia del pasado". Es que ahora el problema no son las exportaciones de hidrocarburos sino las importaciones, especialmente de Gas Natural con casi 12 miles de millones de m<sup>3</sup> en el año 2013 (casi el 25% del consumo).

Lo más grave es que se exportó el crudo a menos de 22U\$ de 1999 el barril y se importará a no menos de 60-70 U\$S del año 2014.

Entonces se invertiría la cosa y se establecerían cupos de importación (esencialmente Gas oil y Motonaftas) que no pagarían impuestos a los combustibles ni similares (*Resolución 99 del año 2013*).

Argentina estaba importando (las estimaciones son para el año 2014) casi 10000 millones de dólares por año de combustibles, lo cual representaba casi el 14% de las exportaciones totales del país.

La caída en los precios del petróleo de noviembre 2014 habría mejorado algo la cuenta en importaciones, pero el precio interno de los crudos argentinos (unos 84,70 U\$S el barril en el caso del Medanito y 68,5 para el Escalante) se colocaba por encima del precio internacional

del WTI que en la última semana de noviembre 2014 estaba ligeramente por debajo de los 65 U\$S. En consecuencia los Derechos de Exportación estarían en el 10% y con tendencia a desaparecer.

A fines de Diciembre 2014 el crudo WTI se ubicaba ligeramente por debajo de los 55 U\$S el barril y el gobierno decidía tomar algunas medidas que podrían ser las siguientes:

- Reducir el Precio interno del crudo en unos 7 U\$S /bl
- Estimular a los productores de petróleo otorgándoles una bonificación de 3 U\$S/ bl si aumentaban la producción
- También un subsidio de 3 U\$S/bl si incrementaban las exportaciones

Estas dos medidas beneficiarían esencialmente a YPFSA y a Pan American Energy:

- Se establecerían, como lo hacía la Resolución 803 de Octubre 2014, las retenciones móviles a las exportaciones de petróleo en función de la variación de los precios internacionales. (En Diciembre 2014 lo hacían a unos 55 U\$S/bl con un 10% de retenciones).
- Se rebajaría el precio de las motonaftas y el Gas Oil en aproximadamente un 5%.

Para cumplir facilitar el accionar de las empresas petroleras a fines del año 2014 se promulgaban la *Resolución 1077 del 29 de diciembre del 2014* y el *Decreto 2579 del 30 de diciembre del 2014*.

La *Resolución 1077* derogaba la 394 del 2007 y establecía un nuevo tipo de crudo de referencia el Brent, con precio algo mayor que el WTI al que reemplazaba para establecer las alícuotas de los derechos de exportación del crudo y derivados. El valor de corte era de 71 U\$S/Bl y en los hechos el derecho de exportación pasaba a tener un valor casi simbólico cercano al 1%, mientras los valores del Brent no se incrementaran mucho sobre ese valor de corte.

El *Decreto 2579* disminuía en un 10 % los valores del impuesto a las Motonaftas y al Gas oil, y en un 20 % la Tasa hídrica.

### 5.3. ENARSA

Desde la privatización de YPF Argentina se había quedado sin una empresa petrolera estatal, cosa que no ocurría en ninguno de los países latinoamericanos productores de petróleo.

Los prometidos beneficios que iba a recibir el país como resultado de la mencionada privatización no se habían producido y por el contrario, disminuía la producción de petróleo y se vislumbraba algo parecido para la Gas Natural, lo cual provocaba una caída de las exportaciones de estos hidrocarburos, especialmente las de Petróleo.

El gobierno de Kirchner no quiso, no consideró necesario o no pudo nacionalizar YPF en manos de REPSOL.

Pero había que hacer algo y promulgó la *Ley 25943 el 20 de octubre del 2004*, mediante la cual creó la Empresa Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA).

Esta empresa iba a actuar en todas las actividades energéticas, no sólo en las relacionadas con los hidrocarburos.

Como prácticamente todas áreas hidrocarburíferas existentes en el continente argentino o estaban en manos privadas o en manos de las provincias, se le cedió a ENARSA la Plataforma Continental, para que mediante permisos de exploración y concesiones de explotación activara el potencial en hidrocarburos que pudiera existir en ellas.

Otra responsabilidad de la nueva empresa sería evitar posiciones dominantes en el negocio por parte, se supone del sector privado.

Pero quizá lo más destacado, por sus consecuencias posteriores, fue el otorgarle el manejo de la Base de Datos hidrocarburíferos del país, que, en los hechos, estaba en manos del Instituto Argentino del Petróleo y Gas, que vendía la información recopilada. Es decir, esta no era de libre disponibilidad como lo había sido tradicionalmente, antes de la época Menemista, cuando era centralizada por la Secretaría de Energía. A estos efectos ENARSA llamaba a concurso de empresas para hacerse cargo de la tarea. La adjudicación a una empresa, aparentemente ligada a Cristóbal López, que a su vez incursiona en negocios petroleros, ha dado lugar a cuestionamientos y denuncias.

*“El propósito explícito de la iniciativa era dotar al Estado de un mapa exhaustivo de la riqueza en petróleo y gas. Ese gran archivo digital tendría grados de confidencialidad. La Argentina imitaría así a muchos países que cuentan con información geológica sistematizada para facilitar a las petroleras la exploración y explotación del subsuelo. Pero lo que ocurrió fue muy distinto. Antes de que los recibiera el sector público, los registros digitales estuvieron en poder de Cristóbal López” (Fuente: La Nación jueves 27 de noviembre 2014, lo cual le otorgaba información privilegiada).*

Debo rendir mi homenaje al Ingeniero Hector Piegari, que sin medios informáticos, que no los había en su época, como Director de Estadística de la Secretaría de Energía había convertido a Argentina en el país más avanzado en este tema y publicaba los Anuarios de Combustibles y Electricidad que hacían accesibles, a todos, los datos de toda las cadenas energéticas.

ENARSA salió como Sociedad Anónima con el 53% de las acciones en manos del Estado nacional, el 13% en manos de las Provincias y el 35% operable en Bolsa.

A 10 años de la creación de ENARSA, podemos afirmar, que no cumplió con los objetivos que motivaron su creación.

No fue una empresa con actividades “productivas”; no contaba a esos efectos ni con personal ni con instalaciones para hacerlo. En realidad se la puede definir como una “Unidad de Negocios”, que se asociaba con terceros privados que eran los operadores y ENARSA era un socio.

Intentó establecer asociaciones con algunas empresas para explorar la Plataforma Continental pero estas asociaciones no concluyeron en resultados positivos y se diluyeron. Hoy la ley 27007 del 2014 sacó de ENARSA la titularidad de la Plataforma.

Se le confirió, cuando resultó necesario importar Gas Natural Licuado, el manejo de dichas importaciones. En el año 2014, aparentemente por un manejo poco claro del tema, la responsabilidad pasó a YPF S. A.

Creemos que con la creación de YPF SA, es totalmente innecesaria la subsistencia de ENARSA y probablemente nunca lo haya sido.



#### 5.4. El Papel de las Provincias

Ya se mencionó que en Argentina la propiedad o el dominio de los hidrocarburos existentes en el subsuelo ha oscilado entre una posición "nacionalista" (es decir el predominio del Estado Nacional) a una Federalista o Provincialista (donde la Provincias gozan del dominio de los hidrocarburos contenidos en su subsuelo y Nación de los existentes en la Plataforma Continental más allá de las 12 millas). A partir de la sanción de la *ley 24145 de octubre 1992* y más firmemente a partir del *artículo 124 de la Constitución Nacional del año 2004*, la balanza parecería haberse inclinado hacia la postura provincialista.

Pero una cosa son las leyes, es decir el derecho, y otra son los hechos.

Vamos entonces a describir sucintamente la trayectoria.

*El Decreto 1955 del 4 de noviembre de 1994* definía las áreas de exploración que se transferían a las provincias.

Recién en *el año 2003 el Decreto 546 del 6 de Agosto* reconocía a las Provincias el Derecho de administrar sus recursos energéticos y de otorgar Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación.

*La ley 26154 del 27 de octubre del 2006* creaba un Régimen Promocional para la exploración y Explotación. Los beneficios durarían 12 años en las áreas existentes en el Continente que no estuvieran en producción; 10 años si estuvieran en producción y 15 años si se encontraran en la Plataforma (En este caso la Autoridad de Aplicación resultaría ENARSA). En todos los casos los nuevos permisionarios y concesionarios privados, surgidos de los contratos que otorgaran las provincias, estaban obligados a asociarse a ENARSA si quería gozar de los beneficios de la ley. La ley fijaba distintos plazos para acogerse a los beneficios. Estos beneficios tenían cupos asignados para no afectar en demasía al Tesoro Nacional y se refería a tratamientos especiales respecto del IVA; Impuesto a las ganancias; Ganancia mínima presunta; derechos de importación de equipos y maquinarias.

Pera recibir los beneficios los socios privados debían cumplir con los planes de inversión comprometidos.

*La ley 26197 del enero del 2007* reafirmaba la tesis provincialista y lo dispuesto en la ley 24145 de 1992, derogando lo establecido, en sentido contrario, por la ley 17319 de 1967. De esta manera parecía que las provincias adquirirían en forma definitiva el dominio de los hidrocarburos existentes en el subsuelo de sus territorios. Adicionalmente se establecía un convenio de transferencia de información sobre los hidrocarburos entre nación y Provincias.

*La ley 26360 del 8 de abril del 2008* creaba un Régimen transitorio para el tratamiento de las fuentes de financiamiento de las compras de bienes de capital destinados a la actividad hidrocarburífera a realizarse entre octubre del 2007 y septiembre del 2010. Este régimen establecía tratamiento diferencial a los conocidos conceptos de Impuesto a las Ganancias; amortización acelerada; devolución anticipada del IVA y fijaba un cupo fiscal, a estos efectos de 1000 millones de pesos.

Pero todas estas acciones conducentes a otorgar un mayor protagonismo a la Provincias en el manejo de la política para los hidrocarburos, no dieron el resultado esperado, tanto en lo referente a un aporte importante de capitales, como para lograr detener la caída en la producción de Petróleo y Gas natural, que eran los objetivos buscados. Así la producción de petróleo descendía desde los 43,95 millones de m<sup>3</sup> en el año 2002 a 36,6 en el año 2008 y

la de Gas Natural desde los 52,4 de millones de m<sup>3</sup> en el 2004 a 50, 5 en el año 2008, mientras decrecían las exportaciones de ambos energéticos.

Nuevamente se verificaba que la titularidad del dominio entre Nación y Provincias no era el problema a resolver, como se verá más adelante.

Nuevamente iba confirmándose el error garrafal de privatizar las empresas estatales y lo ineficaz del parche ENARSA para querer suplantarlas.

## **5.5. Los planes de ENERGIA TOTAL**

*La Resolución 459 del 12 de julio del año 2007 creaba el Programa de Energía Total, en el ámbito del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el cual iba a tener como objetivo incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la Autogeneración eléctrica.*

Es que, como ya se dijo, el Gas Natural representaba, en los años 2007, casi el 51% de la Oferta Interna Bruta de Energía; el casi 63% de la energía utilizada para generar electricidad; casi el 46% del consumo energético del sector Industrial y casi el 63% del consumo energético Residencial.

Es decir el Gas Natural era la fuente energética más consumida, cuando por otro lado la Producción local venía disminuyendo y bajan las exportaciones y el nivel de Reservas Comprobadas. Se avisaba entonces que de continuar el nivel de consumo de Gas Natural iba a ser necesario importarlo para satisfacer la demanda interna.

A los efectos del cumplimiento de los objetivos previstos en la Resolución 459 se destinaban 930 millones de pesos para compensar, por los mayores costos en que incurrieran las empresas que realizaran las sustituciones de Gas Natural o electricidad.

Este Programa absurdamente tenía una duración de 90 días (digo absurdamente porque la sustitución de un energético por otro no puede efectivizarse en el corto plazo).

Quizá por esto salía la *Resolución 121 del 3 de marzo del 2008* que extendía la vigencia del Plan hasta el 21 de diciembre de 2008.

Por *Decreto 2067 del 27 de Noviembre del 2008* se creaba un Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella otra necesaria para complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales. El Fondo Fiduciario iba a estar integrado, entre otros conceptos por cargos en las tarifas que afectarían a determinados usuarios de Gas natural y Electricidad.

*La Resolución 1451 del 12 de diciembre del 2008* reglamentaría el Uso del Fondo Fiduciario mencionado en el párrafo anterior. El Ente Fiduciante sería ENARSA y el Fiduciario un banco autorizado por el Banco Central.

*La Disposición 287 del 19 de diciembre del 2008* reglamentaba el Plan Energía Total, lo extendía hasta el 31 de diciembre del 2009 y generaba una serie de planes secundarios como los siguientes: Provisión de Gas Natural Licuado y su regasificación; Provisión de gas propano para las redes de gas indiluido; provisión de Gas Natural importado (seguramente desde Bolivia); para asegurar el abastecimiento de la demanda de combustibles líquidos como el GLP; las Motonaftas, el Gas oil y el Fuel oil; para la sustitución del consumo de Gas

natural o energía eléctrica por otros energéticos. Estas tareas se encomendaban a ENARSA.

Estos distintos planes secundarios tuvieron vigencia en la medida en que ENARSA no fue apartada de ellos como sucedió con el relativo al GNL que pasó a YPF.

Creemos que este Plan, con sus distintas prórrogas no cumplió con el principal objetivo que era la sustitución del consumo de Gas Natural ya que de representar en el año 2007 el 51% de la Oferta Total de Energía pasó en el año 2012 al 54%.

Por otra parte se continuó con la proliferación de Planes y Fideicomisos que en nada contribuyeron a implementar una Política Energética coherente y efectiva para solucionar los problemas del Sector.

## **5.6. Los programas de Petróleo Plus, Refinación Plus y Gas Plus**

El objetivo de estos planes, según se deducía de las respectivas resoluciones, era incrementar la producción de Petróleo de las cuencas argentinas, especialmente de las actualmente productivas, y aumentar la capacidad de procesamiento de las Refinerías.

**Un brevísimo diagnóstico** de la situación del mercado petrolero en Argentina en el 2008 llevaba a puntualizar los siguientes problemas:

- La pronunciada caída en el nivel de Reservas Comprobadas y en la Producción.
- La disminución en las inversiones en Exploración reflejada en la caída del número de pozos exploratorios.
- La concentración de las Reservas y Producción en manos de unas pocas empresas, donde sobresalían REPSOL y Pan American Energía.
- La caída de los saldos exportables de crudo que incidía sobre los recursos del Ministerio de Economía producto de la consecuente caída de los ingresos por retenciones, antes por cantidad y ahora también por precio, y esto a su vez afectaba el superávit presupuestario y la posible conversión de Argentina en importador neto de petróleo en muy breve plazo.

Pero debía tenerse en cuenta que si bien en el año 1998 se exportaban 19,2 millones de m<sup>3</sup>, como los precios eran muy bajos, los ingresos por exportaciones totales de hidrocarburos fueron de 2161 millones de dólares. En el año 2007 se exportaban 3,3 millones de m<sup>3</sup> de petróleo pero los ingresos totales por exportaciones de hidrocarburos llegaban a 3141 millones de dólares, como consecuencia de precios del petróleo 4 veces mayores en dólares del 2007.

- El papel de ENARSA convertida en una unidad gestora de negocios, con pérdidas, más que en una empresa energética o petrolera.
- La aparición en el negocio petrolero de nuevos actores de capitales argentinos que parecía recrear lo ocurrido con Bidas y Pérez Companc.
- La irrupción de las Provincias en el manejo de la exploración de petróleo, sin una política que unificara las condiciones que cada una propusiera a los posibles permisionarios y concesionarios.

- Las prórrogas concedidas por varias provincias (Chubut, Santa Cruz y Neuquén) a sus concesionarias de producción de petróleo a pesar de que en algunas de ellas, como en el caso de Neuquén, no se habían efectuado las inversiones comprometidas.

El contrato de prórroga de la Pan American (PAE) en Chubut, que ponía como una de las condiciones, para efectivizar sus compromisos de inversión, que el precio neto del petróleo crudo en boca de pozo efectivamente percibido por PAE no fuera inferior al precio promedio percibido por PAE en la provincia durante el primer trimestre del año 2006, cuando en esa época el precio del WTI fue de 63,20 US\$/barril, ( a ese precio estaba ligado el de Cerro Dragón), cuando después el precio del WTI estaría por debajo de los 45 U\$S el barril .

- La falta de inversiones desde hacía más de 10 años en nueva capacidad de refinación primaria y en unidades de conversión en parte, explicaba los déficits de gas oil y fuel oil para el mercado interno.
- Las importaciones crecientes de Gas Oil y de Fuel oil.
- La concentración de la Refinación en manos de cuatro empresas.
- La concentración de las ventas en el mercado interno de derivados y en la exportación.
- La situación de cautividad de los Expendedores respecto de las compañías petroleras.
- La política de precios de los derivados para el mercado interno artificialmente "congelados" hasta fines del año 2007
- Las retenciones a las exportaciones de petróleo crudo y de derivados resultante de la Resolución 394 de noviembre 2007 que permitirían durante el año 2008, al menos hasta el mes de septiembre, obtener un importante ingreso al fisco, que en buena medida contribuiría a mantener el superávit fiscal y serviría para alimentar la enorme cadena de subsidios al sector energético y de transportes.

Mientras el precio internacional del crudo WTI (Pi) estuvo por encima de los valores de referencia (60,9 U\$S /bl) las retenciones resultaban altas (por ejemplo para un Pi=104,78, promedio de septiembre 2008, el Estado se quedaba con 62,78 y las exportadoras con 42, Valor de Corte del Decreto).

Pero para el promedio de Pi de noviembre 2008(57,30), como este resultó inferior al Valor de Referencia del Decreto (60,9), al aplicarse una alícuota fija del 45% para obtener los respectivos ingresos, al Estado le hubieran correspondido 25,78 y a los exportadores 31,52.

Este último valor estaba por debajo de los 42 U\$S el barril como precio entre las productoras y refinadoras en el mercado interno.

Pero si los valores del Pi se situaran por debajo de los 45 U\$S, como pasaría en algunos días de diciembre 2008, el Estado dispondría de 90 días para aplicar los nuevos porcentajes de retención a aplicar.

De todas maneras, los ingresos por estas retenciones a las exportaciones resultarían muy bajos y casi desapareció el efecto ingreso antes mencionado.

Como las diferencias de calidad entre los crudos nacionales eran grandes el Ministerio de Economía fijaba un precio, a percibir por las compañías petroleras, de 42 U\$S/bl para los crudos pesados y de 47 para los crudos livianos.

Para agravar la situación era muy probable que Argentina en un futuro no muy lejano se convirtiera en importador de petróleo crudo.

Buena parte de estos problemas tenían su causa en la venta y privatización de YPF, que quitó al Estado la herramienta esencial para concretar sus políticas en el área petrolera, con la consecuente pérdida de la renta que en otras épocas servía para financiar la expansión de las obras hidroeléctricas, nucleoeeléctricas y de gas.

La desafortunada historia del comportamiento del mercado petrolero argentino desde los 90 hasta la actualidad exime de mayores comentarios.

Siempre, dependiendo de las inversiones del sector privado, los gobiernos instrumentaron distintas medidas tendientes a dar facilidades a estas empresas para que exploraran. Por ejemplo, el denominado Plan Argentina de los 90 y la ley 26154 de fines del 2006, denominada de Incentivos a la Exploración. Ambas otorgaban distintas facilidades como: la devolución anticipada del IVA, la amortización acelerada, la exención del impuesto a la ganancia mínima presunta, la libre importación de maquinarias y equipos. Pero ninguna de las dos dio resultados positivos.

Estos incentivos no eran muy diferentes a los que la ley 17319 de 1967, vigente, otorgaba en su sección Sexta: Régimen Fiscal Especial y que tampoco motivaron al sector privado.

Es que la única empresa que exploró seriamente en Argentina fue la estatal YPF y las privadas como REPSOL y PETROBRAS se concentraron en la extracción de petróleo para recuperar lo antes posible los desembolsos efectuados para la "compra" de las áreas de YPF y de Pérez Companc, desatendiéndose de asegurar el abastecimiento interno con crudo nacional para el futuro.

Por su parte las provincias, con la aprobación de la ley 26197 en diciembre del 2006, hasta fines del 2008 habían licitado 101 áreas (algunas en cuencas entonces no productivas) con compromisos de inversión por cerca de 1400 millones dólares entre 3 y cinco años. Los resultados no se verían si se daban antes del año 2012.

ENARSA y el gobierno Nacional habían suscripto compromisos de inversión, de modesta magnitud, con PETROBRAS, REPSOL; PAE y SIPETROL, para explorar la cuenca marina continental y deberían pasar no menos de 5 años para tener algunas ideas sobre el potencial hidrocarburífero de la misma (Esto trae a colación que en 1973 YPF había desarrollado un plan para capacitar gente e investigar las áreas marinas, adquiriendo incluso una moderna plataforma. El plan se frustró con el golpe del 76 y la plataforma se alquiló a terceros).

En el año 2008 ya se evidenciaba el fracaso de ENARSA, creada en el 2004, para incrementar las producciones de petróleo y Gas Natural, recuperar Reservas y evitar las inevitables importaciones futuras. Entre los años 2004 y 2008 los mencionados conceptos evolucionaban del modo siguiente:

Concepto	Unidad	2004	2008
Reservas Comprobadas de Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	394	400
Reservas Comprobadas de Gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	541	398
Producción de Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	40,6	36,6
Producción de gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	52,4	50,5
Exportaciones de Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10,1	3,3
Exportaciones GN	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	7,4	1,0

Fuente Secretaría de Energía.

En consecuencia el Gobierno implementaría para conseguir esos objetivos los Programas Petróleo Plus; Refinación Plus y Gas Plus.

Es que adicionalmente las capacidades y estructura de las refinerías permanecían inalteradas desde hacía muchos años.

La conducción de las políticas la tomaba el Ministerio de Planificación y la Secretaría de Energía quedaba relegada a un papel muy secundario. Esta característica subsistiría durante todo el período Kirchnerista.

Los Programa Petróleo Plus y Refinación Plus eran creados *por el Decreto 2014 el 25 de noviembre del año 2008* destinados a la exploración y explotación de petróleo a efectos de incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo y la producción de combustibles, respectivamente. A los que suscribieran los proyectos surgidos de los Programas se les iba a otorgar una serie de beneficios fiscales considerándolos como Obras de infraestructura básica para poder aplicarles las disposiciones de la ley 26360 del año 2008 que creaba un Régimen de estímulo a estas inversiones.

El Decreto 2014 era reglamentado por la *Resolución 1312 del 1 de Diciembre del 2008*, que creaba una Comisión de Seguimiento para otorgar los beneficios que esencialmente eran Créditos Fiscales. Para el Petróleo Plus iba a ser condición incrementar la producción sobre una base correspondiente a los años 2003-2007. La Producción adicional a esa base recibiría los beneficios. Los Certificados de Crédito Fiscal se otorgarían por la diferencia entre el precio local y el precio de la exportación neto de derechos de exportación y serían utilizados para el pago de derechos de exportación de mercaderías A las empresas que superaran un cierto índice de Reposición de Reservas se les otorgarían adicionalmente, Certificados de Crédito Fiscal por el DOCE POR CIENTO (12%) de la diferencia entre el precio local y el valor del Precio Internacional aplicable a dicha exportación.

El Programa Refinación Plus estaba destinado a proyectos de nuevas refinerías y/o ampliación de las mismas. En una primera etapa procuraba incrementar la producción de gasoil y de naftas, También se contemplaba el caso de las pequeñas refinerías (aquellas con una capacidad inferior a los 30000 m<sup>3</sup>7 mes Cumplidas ciertas condiciones los beneficios iban a consistir en el otorgamiento de los mencionados créditos fiscales aplicables a los derechos de exportación.

Estos Programas se suspendería en el año 2012 dejándolos sin efecto para las grandes compañías, como consecuencia de la expropiación parcial de YPF-REPSOL Las compañías afectadas fueron Pan American Energy; Occidental; Total; Sipetrol; YPF; Petrobras. En Refinación Plus lo fueron ESSO; Petrobras e YPF y esencialmente las pequeñas refinerías ubicadas en Neuquén como RENASA y Petrolera Argentina.

Estos Programas se habían creado con un precio interno del petróleo de 35 U\$S /bl y en el 2012 estaba en 70.

Según la versión oficial durante este período el Estado habría otorgado beneficios fiscales por alrededor de 10 mil millones de pesos. Estos programas habrían permitido incorporar reservas por 130 millones de barriles, adicionales a la reposición de la producción anual de cada compañía. Asimismo, la producción de petróleo de los beneficiarios del programa habría experimentado un aumento acumulado entre 2008 y 2011 de 17 millones de barriles, además de los importantes descubrimientos de Shale Oil (petróleo no convencional), que también habrán sido posibles por la vigencia de este programa.

En el caso de Refino Plus, "se realizaron 14 proyectos con inversiones por 2 mil millones de dólares, a partir de los cuales hacia el 2015 habremos ampliado la capacidad de refinación en casi 2 millones de metros cúbico/años para el gasoil, es decir un 16%, y en 2,47 millones de metros cúbicos para la nafta, lo que equivale a un 37%".

Pero los fríos números a nivel país reflejaban otra realidad y ponían de manifiesto el fracaso de los mencionados Planes.

Concepto	Unidad	2008	2012
Reservas Comprobadas de Petróleo	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	400	374
Reservas Comprobadas de Gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	398	315
Producción de Petróleo	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	36,6	33,15
Producción de gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	50,5	44,1

Fuente Secretaría de Energía.

En cuanto a los resultados del Refino Plus prácticamente no habría variado la capacidad de refinación, no se habría construido ninguna nueva refinería y se habrían producido algunas modificaciones en Plantas de las Refinerías de La Plata, Lujan de Cuyo y Campana.

Parecería que superada la expropiación parcial de YPF-REPSOL se reactivarían los programas Petróleo Plus y Refino Plus., que fueron creados en 2008.

Petróleo Plus ofrecía beneficios impositivos a la exportación al crudo “nuevo” que se agregara a la producción. Estos incentivos suponían un costo fiscal de hasta 2.000 Millones de pesos anuales.

*El 6 de marzo del 2008 mediante la Resolución 24 se creaba el Gas Plus con el objetivo de incrementar las reservas y producción de gas natural., como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presupongan mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionaren a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos.*

El gas natural producido bajo el programa GAS PLUS no sería considerado como parte de los Volúmenes del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011, y cuyo valor de comercialización no estaría sujeto a las condiciones de precio previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011. Es decir los precios se convendría entre el productor y el comprador.

Se suponía que con esta Programa los que se incorporaran a proyectos surgidos de este Plan podrían obtener precios superiores a los 2,5 dólares el millón de BTU, que regía en el mercado, y acercarse a los 4 y no superar los 7,5. Es que la importación de gas desde Bolivia estaba en unos 12U\$S y la de GNL en unos 15 U\$S, de manera que el resultado sería beneficioso para el país.

El Plan Gas Plus, al menos hasta noviembre del 2014 no habría incrementado la producción de gas natural, que salvo por los esfuerzos de la YPFS.A., sigue disminuyendo y poniendo en riesgo, pese a la caída de los precios internacionales, las cuentas externas del país.

Nuevamente se confirma, a nuestro juicio, que la única salida para garantizar el autoabastecimiento futuro es la recreación de la YPF con del 100% de las acciones en manos del Estado Nacional y los Estados provinciales y la conversión de todos los contratos de concesión vigentes en contratos de asociación con la YPF Sociedad del Estado.

## 5.7. La Soberanía Hidrocarburífera

### 5.7.1. Los Instrumentos

Así llegamos al año 2012.

Todas las medidas, Leyes, Decretos, Resoluciones generadas por el gobierno kirchnerista no habían logrado incrementar las producciones de petróleo y gas natural y mejorar la situación de la balanza comercial energética. Las producciones de hidrocarburos bajaban, las importaciones de Gas natural crecían y esto en un contexto de altos precios internacionales de esos energéticos.

Algo había que hacer.

El gobierno se decidía en mayo del 2012 a hacer algo más drástico y ponía su mirada en la YPF en manos de REPSOL.

REPSOL tenía prácticamente el 100% de las acciones (pese a que nominalmente el grupo Petersen, con dinero de REPSOL, había “adquirido” el 20%).

Primero describiremos los instrumentos y luego haremos los comentarios correspondientes.

El gobierno Promulgaba, entonces, *el 4 de mayo del 2012 la ley 26741*, llamada de Soberanía Hidrocarburífera.

Esta ley consideraba de Interés Público Nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, Creaba el Consejo Federal de Hidrocarburos y Declaraba de Utilidad Pública y sujeto a expropiación el 51 por ciento del patrimonio de YPF SA y Repsol YPF Gas SA.

a) Fijaba los siguientes principios de política hidrocarburífera:

- La promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones;
- La conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas;
- La integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- La maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo;
- 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 tecnológico en la República Argentina con ese objeto;
- La promoción de la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos con alto valor agregado;
- La protección de los intereses de los consumidores relacionados con el precio, calidad y disponibilidad de los derivados de hidrocarburos;



- La obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos y la sustentabilidad de su explotación para el aprovechamiento de las generaciones futuras

b) Creaba el Consejo Federal de Hidrocarburos y definía sus funciones

Lo integraban 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; las provincias la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Debía promover La Actuación conjunta del Estado Nacional y Las Provincias, expedirse sobre el cumplimiento de los objetivos y fijar la política hidrocarburífera Argentina surgida del Poder Ejecutivo Nacional.

c) Decidía Expropiar YPF en manos de REPSOL

A estos fines declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el cincuenta y un por ciento (51%) del patrimonio de YPF Sociedad Anónima y de REPSOL YPF Gas S.A

Las acciones expropiadas quedaban distribuidas del siguiente modo: el cincuenta y un por ciento (51%) al Estado nacional y el cuarenta y nueve por ciento (49%) restante a distribuir entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, (es decir las provincias productoras de hidrocarburos), teniendo en cuenta los niveles de producción y de reservas comprobadas de cada una de ellas.

Consideraba, a la nueva sociedad como YPF Sociedad Anónima y los directores se efectuarían en proporción a las tenencias del Estado nacional, de los Estados provinciales y uno en representación de los trabajadores de la empresa.

El Congreso Nacional sería el único autorizado, por los dos tercios de sus miembros, a transferir las acciones expropiadas.

El precio de la expropiación sería tasado por el Tribunal de Tasaciones de la nación.

Por último para cumplir con los fines establecidos en la ley YPF S. A. podría acudir a fuentes externas de financiamiento externas e internas y a la concertación de asociaciones estratégicas, *joint ventures*, uniones transitorias de empresas y todo tipo de acuerdos de asociación y colaboración con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.

## 5.7.2. Análisis crítico de la expropiación de REPSOL-YPF

### A. El análisis

- Se declaraba de **interés público** el lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos así como a prácticamente todas las actividades que conformaban la cadena productiva de los hidrocarburos.

Como se verá más adelante esta manifestación de interés público daba el sustento legal a la expropiación.

Adicionalmente se había fundamentado la caducidad de las áreas concesionadas en el no cumplimiento de disposiciones de la Ley de Hidrocarburos 17319 de 1967.

La del artículo 6 dice que los concesionarios podrán disponer de los hidrocarburos siempre que operen sobre” bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos” (como se demostrará más adelante REPSOL no estimuló la exploración y bajó la producción de petróleo y Gas natural comprometiendo el mercado interno).

Según el artículo 31” todo concesionario de explotación está obligado a efectuar, dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas”.

(REPSOL no realizó las inversiones requeridas)

La del artículo 32 que obliga a la concesionario a solicitar la aprobación de la Autoridad de Aplicación (en este caso la Secretaría de Energía) de los programas de desarrollo y compromisos de inversión en forma periódica (En este caso la Secretaría de Energía está en deuda si aprobó programas de desarrollo de las actividades de REPSOL e inversiones que posteriormente consideraría insuficientes como se mostrará más adelante y surge, la insuficiencia, de los datos que incluye la fundamentación del proyecto de ley de expropiación en análisis).

El artículo 80 señala las causales de la caducidad de las concesiones. Así el apartado c) indica claramente como una de ellas “el incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones estipuladas en materia de productividad, conservación, inversiones, trabajos o ventajas especiales comprometidas”, en este caso, por REPSOL (Empresa que no cumplió con lo referente a productividad e inversiones, como ya se mencionó).

El Artículo 37 indica que la caducidad, que implica la reversión de las áreas de concesión al Estado, “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”. Según este artículo no habría que haber pagado monto alguno por las instalaciones expropiadas, habida cuenta de la existencia de causales de caducidad.

**Es decir efectuar la Expropiación, sobre la base de la declaración de interés público, de las Acciones de REPSOL en YPF y caducidad de las concesiones otorgadas en las áreas, sin costo alguno en este último caso.**

Sobre este último punto se suscitarían algunas dudas y quizá problemas.

Si las empresas concesionarias de los yacimientos presentaban sus planes de trabajo y el monto de las inversiones y las aprobaba la Secretaría de Energía y luego no controlaba los cumplimientos, se cae la causal de caducidad y me temo que esto haya ocurrido. Entonces sólo queda la expropiación basada en el interés público.

Por otra parte ¿por qué sólo se expropió el 51% de las acciones de REPSOL y no se tocaron las de los demás accionistas (Grupo Petersen y Fondos privados) recuperando así el 100 por ciento de la empresa?

Quizá porque controlando el 51% de las acciones, en este caso expropiadas sólo a REPSOL, se controlaba a la empresa y se evitaban litigios con otros accionistas.

El temor es que revertida YPF al Estado, como Sociedad Anónima, se conceda a otros operadores la operación de áreas y destilerías a cambio de una participación minoritaria del Estado en Sociedades Mixtas y con el señuelo de aportes iniciales en efectivo por parte de los socios privados, de la manera que ocurrió con las ampliaciones en el tiempo de las concesiones en varias Provincias, por ejemplo con la Pan American en Chubut.

- **El Estado Nacional** conduciría el proceso con la colaboración de los Estados provinciales y del capital público y privado nacional e internacional.

En consecuencia las Provincias estarían subordinadas y esto en principio recuperaría la capacidad de decisión por parte de la Nación que en los hechos (*Ley 24145/1992, llamada de Provincialización de Hidrocarburos, Artículo 124 de la Constitución Nacional y Ley 26197, llamada Ley Corta*) se había trasladado a las provincias. Concuero con esta modificación.

Pero resulta preocupante la posibilidad del concurso del capital privado nacional e internacional que, a mi juicio, en la forma en que se ha dado, ha sido una de las causales de los serios problemas que aquejan al sector energético argentino.

- Se enunciaban los siguientes principios de **Política Hidrocarburífica**:

#### Promover el empleo de Hidrocarburos

En realidad un paso previo a definir una Política para los Hidrocarburos, sería definir una Política Energética, dentro de la cual tuvieran asignado un papel los Hidrocarburos. Dado que la matriz energética Argentina era excesivamente dependiente de estos energéticos (en conjunto aportaban el 87% de los requerimientos totales de energía y contribuían con casi el 58% de la generación de electricidad) (1). Dada la baja duración de las Reservas comprobadas de Petróleo (apenas 11,4 años) y de Gas Natural (apenas 7,1 años) (2) era imprescindible sustituirlos y usarlos racionalmente.

Sustituirlos, por ejemplo por la hidroelectricidad, la energía nuclear y la energía eólica y razonablemente por el etanol y el biodiesel.

Usarlos racionalmente, implicaría el ahorro de energía, es decir satisfacer las mismas necesidades del sistema social y productivo con menos energía (un ejemplo es el reemplazo de las lámparas comunes por las de bajo consumo).

Estas medidas estaban ausentes de los objetivos mencionados en la Ley pero se sostenían en el Decreto 140 del año 2007 que creaba el Programa de Uso Eficiente de la Energía.

#### Incorporar mas Reservas de Petróleo y de Gas Natural

De acuerdo

#### Integrar capitales públicos y Privados, nacionales y extranjeros en las tareas del llamado upstream (exploración y producción)

Esto era preocupante pues podría implicar el reemplazo del papel de REPSOL por otra empresa semejante que volviera a ejercer el rol protagónico en la actividad. La política aplicada, en ese sentido, por el actual gobierno confirmaba

las dudas. Especialmente cuando, como se verá, se propiciaban uniones transitorias de empresas y sociedades mixtas entre esta nueva YPF y los capitales mencionados. Si lo que se pretendía era incorporar capitales para el financiamiento de las actividades, asegurando el control operativo de la sociedad habría que haberlo explicitado

#### Invertir para alcanzar el autoabastecimiento en el corto, mediano y largo plazo

Sin recaudos adicionales imprescindibles podía ser muy peligroso cumplir con este objetivo en el corto plazo. Era cierto que la Producción y Reservas de hidrocarburos había descendido dramáticamente y estaban comprometiendo el Balance Comercial por las crecientes importaciones de Gas Natural, y Derivados de Petróleo, pero si se quisiera acelerar la extracción de hidrocarburos de las escasas reservas actuales (técnicamente podría hacerse) sería a costa de una explotación irracional de los yacimientos que llevaría inevitablemente a acortar aún más la vida útil de las Reservas actuales y esto comprometería más gravemente a la presente generación en el mediano plazo. Es que las necesarias e imprescindibles acciones para incrementar la exploración y aplicar técnicas de recuperación terciaria, no darán sus frutos antes de los 3 o 5 próximos años. Incluso si se acudiera a los recursos llamados no convencionales, que iba a explotar YPF en sociedad con Chevron y que deben pasar de Recursos a Reservas, analizar la declinación en el tiempo y contemplar los impactos ambientales.

Las medidas para revertir esta situación debieron haberse tomado hace por lo menos 10 años, cuando ya se evidenciaba la disminución de las Reservas y la Producción y se observaba una recuperación de la actividad económica que iba a demandar más energía. Por el contrario se continuó dejando el manejo de la actividad en manos de empresas privadas, que se preocuparon más por exportar que por explorar, agotaron los recursos y se llevaron a sus casas matrices los beneficios económicos. El Estado se comportó como un socio rentista, no controló, auspició el ingreso de "amigos" al negocio, creyó que la creación de ENARSA, unidad de negocios más que empresa, serían suficientes. No lo fueron y no puede dejar de mencionarse la responsabilidad de los que condujeron la "política energética", por decirlo de algún modo, porque en realidad se trató de una no política

#### Incorporar nuevas Tecnologías y mejorar la gestión

De acuerdo

#### Promover la industrialización y comercialización de Hidrocarburos con alto valor agregado

De acuerdo pues esto implicaría, por ejemplo, agregar valor a las materias primas por ejemplo con la petroquímica y si hubiera saldos exportables no exportar petróleo crudo, ni Gasolinas o naftas vírgenes, como ocurre actualmente, sino otros Derivados de Petróleo como Motonaftas de alto octanaje y lubricantes.

#### Proteger los intereses del Consumidor en cuanto a precios, calidad y cantidad de los Derivados de Petróleo

Para hacer efectivas estas medidas, habría que construir lo antes posible una Destilería de la capacidad de la de La Plata que equivale al 50% de las que

tiene YPF y al 30% de la del País (2). Esto si la decisión se hubiera tomado en ese año 2012, recién podría estar operando en el 2017 o 2018. Pero esta nueva destilería tendría que ser integrada, es decir contar con unidades de conversión como el craqueo Catalítico o el hidrocrqueo y el reformados Catalítico, capaces de producir las cantidades y calidades de Nafta y Gas oil que requieren los consumidores, Es que no se estaba abasteciendo de estos productos en los volúmenes requeridos y debían importarse y lo cual provocaba desabastecimiento que se había vuelto común en muchos lugares del país. Lamentablemente los responsables gubernamentales del área tampoco vieron esta situación anunciada desde hace no menos de 5 años, pues hace casi 10 que no se construyen destilerías importantes en el país. El otro aspecto era volver a tener precios uniformes para los derivados de petróleo en todo el país como sucedía anteriormente, cosa que técnica y económicamente es posible. Los precios deberían fijarse en función de los costos internos, incluida parte de la financiación de las inversiones. Los precios de venta de los derivados de petróleo al consumidor final tendrían niveles suficientes, actualmente, para permitir a las empresas integradas (es decir que producen y procesan el petróleo y venden sus derivados) alcanzar un adecuado nivel de autofinanciamiento de sus inversiones en las etapas de producción y refinación, siempre y cuando las Empresas estuvieran en manos del Estado. Las ventas totales de derivados de Petróleo llegaban en el año 2010 a cerca de 21000 millones de dólares anuales (8). Las ganancias obtenidas no deberían, siendo las empresas estatales, distribuir beneficios entre los accionistas. Para la etapa de exploración, destinada a incorporar reserva de petróleo y Gas, podría ser conveniente formalizar contratos con empresas privadas, donde el riesgo minero lo corriera el inversor y si se descubrieran hidrocarburos la empresa privada debería asociarse con la Empresa Estatal, que en todos los casos debería tener más del 50% de la sociedad, y no se autorizaría la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos, En cuanto a las tarifas del Gas Natural tanto a nivel de boca de pozo como al consumidor final estaban demasiado bajas. Para el Gas natural deberían establecerse tarifas basadas en subsidios cruzados donde los consumidores residenciales más pobres (en general los que menos consumen) tuvieran tarifas unitarias más bajas que los que consumen más y los sectores comerciales, las tuvieran también unitariamente más altas que los industriales. Lo importante sería que la tarifa media cubriera los costos de la Empresa Estatal ya que no habría distribución de beneficios.

- **Creación del Consejo Federal de Hidrocarburos**, constituido por los titulares de los Ministerios de Economía, de Planificación, de Trabajo y de Industria, con la participación de las Provincias y la Ciudad Autónoma de Bs. As.

En esta constitución no aparecían el Congreso Nacional ni representantes de la oposición, ni de los Trabajadores lo cual no facilitará un diálogo operativo.

- **Las Funciones del Consejo** serían: la coordinación de la actuación del Estado Nacional y las Provincias; el cumplimiento de los objetivos de la ley y la fijación y consideración de la Política hidrocarburífera que emanare del Ejecutivo Nacional.

Esto reafirma lo comentado antes en cuanto el Estado Nacional parecería recuperar el papel protagónico en la de determinación de la Política hidrocarburífera y su implementación y no cada jurisdicción provincial por su cuenta, al menos en lo referente a exploración y producción.

Posiblemente se tendría que haber propiciado la elaboración de un Código Energético, una nueva ley de Hidrocarburos en reemplazo del vigente 17319 de 1967 y la derogación total y no parcial de los tres decretos desregulatorios de 1989 (1055; 1212; 1589) que prácticamente transfirieron el libre usufructo de los hidrocarburos a los concesionarios privados y que fueron los instrumentos legales que facilitaron la pérdida de Reservas. Nuevamente la actual Secretaría de Energía aparecía casi totalmente ignorada.

#### - La EXPROPIACIÓN

- Como ya se indicó la expropiación del 51% de las acciones de REPSOL-YPF, al ser declarada de **interés público** permitía aplicar el artículo 17 de la Constitución Nacional y el artículo 2511 del Código Civil, que en ambos casos requerirían una justa indemnización. Es decir que el interés público era condición necesaria para expropiar y los considerandos del Proyecto de ley lo demuestran ampliamente al considerar al accionista mayoritario de REPSOL-YPF responsable: de las insuficientes inversiones realizadas en prácticamente todos los eslabones de las cadenas productivas, de la falta de trabajos de exploración y de la no ampliación de la capacidad de las destilerías en tiempo. Todo esto había conducido a la paulatina caída del nivel de Reservas de Hidrocarburos, al descenso acelerado de la producción de petróleo y gas natural, al desabastecimiento de derivados de petróleo y de gas natural, con el consiguiente incremento de las importaciones de hidrocarburos poniendo en riesgo el Balance Comercial positivo, mientras la Empresa remitía al exterior dividendos que llegaron a representar, en algunos años, casi el total de las ganancias netas obtenidas. De esta situación, lo repito, serían corresponsables también por inacción las actuales autoridades nacionales, en especial el representante del Estado en el directorio de REPSOL-YPF, que salvo en el último año, siempre aceptó las decisiones de la Empresa.
- La composición accionaria de REPSOL-YPF. al momento de la expropiación era la siguiente:

REPSOL.....	57,4%
Grupo Petersen.....	25,4%
Fondos de Inversión y ahorristas...	17,2%

- La propiedad de YPF quedaría así inmediatamente después de la expropiación:

Estado Nacional.....	26,0%
Estados Provinciales.....	25,0%
REPSOL.....	6,4%
Grupo Petersen.....	25,4%
Fondos de Inversión y ahorristas ..	17,2%

Pero hasta tanto no se definiera la forma de distribución de las acciones entre las Provincias el Poder Ejecutivo nacional ejercería el control de la totalidad de las acciones expropiadas.

Esto debería decidirse lo antes posible para evitar discrecionalidades por parte de este poder.

- Por su parte la Empresa REPSOL tenía una composición accionaria donde los grupos españoles Sacyr (10,1%) y la Caixa (12,8%) no eran mayoritarios ya que reunían el 22,9% de las acciones, quedando en la empresa Petrolera PEMEX el 9,4%, en Inversionistas de USA el 42% y en Fondos de otro Origen el 25 7%. Pero el Estado

Español sí contaba con una acción de oro que le permitiría tener un papel decisivo en lo referente a la posible enajenación hostil del REPSOL.

Posteriormente REPSOL y el grupo Petersen se desprendería de sus acciones y la propiedad quedaba así:

Estado Nacional.....	26,0%
Estados Provinciales.....	25,0%
Inbuisa.....	5,69%
Mson Capital Management.....	4,0%
Lazard.....	3,99%
Soros.....	3,39%
Loebs.....	3,4%
Perry.....	1,2%
Third Point.....	1,0%
Kyle.....	0,9%
Otros.....	17,44%

- La Distribución de las acciones entre las provincias contemplaba solamente a las productoras de hidrocarburos en función de su producción y Reservas de Petróleo y Gas Natural.
- Esto plantearía un problema. Si se distribuyeran las acciones en función de las Reservas y Producción de Petróleo y Gas natural del Total del país, entrarían en el reparto las 10 provincias siguientes; Neuquén; Chubut; Mendoza; Santa Cruz; Río Negro; La Pampa; Tierra del Fuego; Salta; Formosa y Jujuy.
- Pero si consideraran, (ya que se trata de la Expropiación de YPF) solamente las Reservas y Producción de Petróleo y Gas Natural de esa empresa, sólo deberían considerarse a Mendoza; Neuquén; Chubut; Santa Cruz y Río Negro pues REPSOL-YPF no aparece, al menos como operador, en Tierra del Fuego; La Pampa, Formosa; Salta, Jujuy (3)
- El otro tema conflictivo era el no acceso a las acciones de las Provincias no productoras, a la fecha de la expropiación, de Petróleo y Gas natural, pero que cuentan con Destilerías y Plantas de Almacenamiento y que concentran buena parte de los consumos de Derivados de Petróleo y de Gas Natural, pese a que formarían parte del mencionado Concejo Federal de Hidrocarburos.
- El proyecto privilegiaría el disponer de Reservas de hidrocarburos pero no tendría en cuenta los otros componentes de la cadena productiva (Destilerías, Plantas de Almacenamiento, por ejemplo) como a mi juicio debería ser.
- **Los Directores** de la parte de las acciones de la YPF expropiada (Sociedad Anónima) se efectuaría en proporción a la tenencia de las mismas y se incorporaría un representante de los trabajadores.

Es decir que el Estado nacional, para imponer sus decisiones, debería contar indefectiblemente con el apoyo de los directores de todas las provincias.

El grupo Petersen fué un caso aparte. El dinero se lo “prestó” la propia REPSOL, suponiendo que el Grupo los pagaría con los dividendos que generara la propia YPF-REPSOL. Parece que esta fue una de las razones que motivaron que casi la totalidad de las utilidades de la Empresa, se volcaran a dividendos.

Siempre existieron dudas de que el Grupo Petersen pudiera pagar los montos adeudados

- **Para transferir las acciones** expropiadas (el 51%) se necesitaría el voto afirmativo de las dos terceras partes del Congreso Nacional

Parece correcto y con ello se dificultaría lo ocurrido cuando se aprobó la privatización de YPF Sociedad del Estado (YPF SE), ya que para que las provincias dieran su apoyo se les entregó parte de las acciones que luego cada una vendió en el momento que consideró adecuado, como también lo hicieron los Jubilados y los ex –empleados de YPF S.E.

- Según lo establecido por *la Ley de expropiación 21499 de 1977 el Ejecutivo Nacional sería el organismo expropiador.*

Parece lógico, quizá debió incluirse el acompañamiento del Congreso Nacional.

- El Precio de los bienes expropiados se determinaría según las previsiones de la ley 21499 y **la Tasación** la efectuaría el Tribunal de Tasaciones de la Nación

La mencionada ley indicaba que la indemnización no tendría en cuenta ganancias hipotéticas, ni el lucro cesante, en consecuencia parecería que se debió cuantificar el valor de los activos de la empresa, deduciéndoles :las amortizaciones que correspondieren, según la vida útil de esos activos; restando los pasivos financieros y los daños ambientales así como los daños generados por el incumplimiento de los contratos de concesiones restituidos a los gobiernos provinciales y las ganancias exorbitantes

En definitiva el costo de la expropiación incluyendo intereses de pagos posteriores se acercó a los 6500 millones de dólares

En cuanto a las ventas al mercado entre el 2003 y el 2011, habían totalizado 81927 millones de dólares corrientes o una media anual de 9103. (4)

Las utilidades entre 1997 y 2011 habían llegado a 17456 millones de dólares corriente o una media anual de 1246 millones de dólares por año (4)

Los dividendos distribuidos en el período 1997 a 2010 habrían sido de 14200 millones de dólares corrientes con una media anual de 1014 millones. (4) Lo cual daba un porcentaje altísimo, el 83,5% respecto de las utilidades, cuando la mayoría de las empresas petroleras internacionales no superan el 30% y destinan una parte importante de las utilidades a inversión. En el caso de REPSOL de haber destinado el 70% de las utilidades a más inversiones hubiera invertido 8960 millones de dólares más entre 1997 y 2010 que hubieran representado cerca de 160 pozos de exploración por año, suponiendo un costo de 4,3 millones de dólares por pozo de exploración.

Lo lamentable es que el Estado Nacional contaba con un director en el Consejo de RESOL-YPF y nunca cuestionó la falta de inversiones, ni el préstamo al Grupo Petersen, ni la altísima distribución de dividendos.

**La continuidad operativa de la Empresa**, debía ser asegurada hasta que se concretara la elección de los nuevos directores,

Lamentablemente se nombraba interventor en YPF a la misma persona responsable de la situación de descontrol y de las acciones erráticas de la fallida “política” energética aplicada por el País desde el año 2003 y que condujeron a la situación que hoy se quiere remediar. Lo mismo cabe decir del nombrado interventor en la regional YPF de la Provincia de Neuquén.



- Para asegurar la continuidad jurídica y la gestión de YPF, se la mantenía como **Sociedad Anónima** y se la **facultaba a acudir a fuentes de financiamiento internas y externas, a la concertación de asociaciones estratégicas, uniones transitorias de empresas y todo tipo de acuerdos con otras empresas públicas, privadas o mixtas, nacionales o extranjeras.**

No comparto en absoluto el mantenimiento de la Sociedad Anónima como figura jurídica y antes bien debió ser declarada Empresa del Estado.

Como Sociedad Anónima, quedaba obviada la intervención de la Auditoría General de la Nación, que está, por ley, en manos de la oposición al partido político de turno gobernante, y de la Sindicatura General de la Nación. Ambas están facultadas para informar sobre el comportamiento de las empresas de Estado, sobre sus directivos, sus operaciones y sus balances y esto asegura mucho más el adecuado control para evitar o hacer más difícil los malos manejos y las corrupciones que suelen ser “tentaciones” que en las Sociedades Anónimas controladas por el Estado.

La posibilidad de concertaciones empresarias con terceros, pareciera estar fundada en la creencia en la imposibilidad de alcanzar con recursos propios un adecuado nivel de autofinanciamiento de las inversiones requeridas para retomar el camino del autoabastecimiento hidrocarburífero.

En primer lugar, repito, la expropiación debió estar sustentada, no sólo en las causales del mal funcionamiento de REPSOL-YPF, sino, y quizá con mayor importancia, en un plan concreto y detallado de que hacer en el futuro con la empresa expropiada. Esto último no estaba explicitado.

Antes bien parecería que se partía de dos presupuestos que irían juntos: la carencia de montos para invertir y la falta de capacidad tecnológica para afrontar nuevos desafíos.

Nadie conoce claramente, porque no ha habido planificación energética, cuál es el monto anual a invertir en materia de hidrocarburos, para explorar, producir, destilar, transportar y comercializar el petróleo y el Gas natural en el país en los próximos, al menos, 10 años.

Entre los años 2005 y 2011, según datos de la Secretaría de Energía, se presupuestaron 25356 millones de dólares corrientes de inversión o sea un promedio de 3622 por año (1), de los cuales REPSOL, habría sido responsable de entre 1500 y 2000, por año (5).

Como a todas luces estos montos no habrían sido suficientes, pues cayeron las Reservas Comprobadas de Petróleo Totales del País (de 416,7 millones de m<sup>3</sup> en 1997 a 401,3 en el año 2010, cayeron las Reservas Comprobadas de Gas Natural Totales del País (de 683,8 miles de millones de m<sup>3</sup> en 1997 a 38,7 en el año 2010; no se perforaron las cantidades de pozos de exploración necesarios (YPF estatal perforaba entre 1970 y 1992 110 pozos por año y entre 1999 y el 2011 la Empresa privadas sólo perforaron 50; ni se ampliaron y modernizaron las destilerías (la capacidad de las destilerías se mantiene prácticamente en los 103.000m<sup>3</sup> / día desde hace 10 años(2); y se perdió el autoabastecimiento, (en 1995 se importaron 809 millones de dólares de combustibles y en el año 2011; 9397millones de dólares corrientes)(4) .

Hoy, se estima, que las inversiones anuales no deberían bajar de los 6000 a 7000 millones de dólares por año, sin incluir, en su totalidad, las tareas en la Plataforma continental ni la explotación y confirmación de las Reservas Comprobadas de los hidrocarburos no convencionales.

Por otra parte las utilidades netas de REPSOL en los últimos 15 años llegaron a los 17456 dólares corrientes o 1250 millones por año (4)

Las ventas en el mercado interno de derivados de petróleo oscilaban en los 21000 millones de dólares anuales (8).

Estos pocos números sugieren que el mercado interno de hidrocarburos estaría en condiciones de afrontar no menos del 70% de las inversiones anuales requeridas o sea entre 4000 y 5000 millones de dólares por año. Sin contar la explotación no convencional. Pero para esto habría que modificar la componente impositiva que hoy tienen los derivados de petróleo, acercándola a la existente en los años 1970. Incluso reponiendo el 10% de gravamen a la producción o destilación del crudo se podrían obtener 1420 millones de dólares adicionales anuales (6).

Para las tareas de exploración se podría pensar en formalizar contratos con empresas privadas, donde el riesgo de la exploración (riesgo minero) lo corriera el inversor privado y la empresa estatal se asociara, conservando la mayoría de las acciones, en la etapa de producción sin admitir la libre disponibilidad del crudo para el inversor privado.

Adicionalmente podrían obtenerse fondos: de Bancos, como el Nación y/o del Banco Nacional de Desarrollo, que debería recrearse; de proveedores de equipos y de los ahorristas en general mediante la emisión de Bonos.

Pero esta mecánica de obtención de fuentes de financiamiento, externas a la propia empresa, haría necesaria la existencia de YPF Sociedad del Estado y no de YPF Sociedad Anónima.

En cuanto a la capacidad tecnológica la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales requeriría la capacitación en el exterior de personal de YPF, aprovechando el conocimiento que se tiene de perforación de pozos horizontales y de fracturación hidráulica.

Donde las carencias tecnológicas son más graves es en lo referente al trabajo en la Plataforma Continental en aguas profundidad cercanas al Talud. Es que YPF dejó, en los años del proceso, la posibilidad de realizar esta capacitación cuando se enajenaron las Plataformas submarinas que había adquirido en el año 1974.

En cuanto a la conformación de Sociedades Mixtas se pone como ejemplo la figura societaria de PETROBRAS. Esta Empresa forma parte de un Holding denominado PEPSA donde PETROBRAS, junto con el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) de Brasil, posee cerca del 40% de las acciones (ordinarias y especiales), pero con la capacidad de fijar la política de la Empresa por parte del Estado Brasileño (7).

Pero lo más importante es que a diferencia de lo que sería la YPF Sociedad Anónima (esta sólo poseería el 21% de las Reservas comprobadas de Petróleo; el 18% de las de Gas natural; el 34% de la producción de Petróleo y el 23% de la producción de Gas natural)(2), producto de este proyecto de ley, y de ENARSA, (que no es una empresa sino una Unidad de Negocios), mientras PETROBRAS produce más del 90% del petróleo de Brasil, y suele ganar la mayor parte de las licitaciones que convoca la Agencia del Petróleo de Brasil, para explorar y explotar áreas, especialmente en Aguas marinas. Incluso las empresas privadas buscan asociarse con PETROBRAS para tener más chance de ganar las licitaciones.

Así mismo la exploración y explotación de las importantes reservas de petróleo, descubiertas por PETROBRAS, en el lecho marino, llamadas "Pre-Salt", dieron lugar la creación de una nueva empresa Estatal, donde, el operador sería PETROBRAS y el Estado Brasileño, con el objetivo de internalizar la mayor parte de las ganancias, tendría una mayoría que incluso podría llegar al 100% del paquete accionario.

El otro temor que me surge, y mucho más serio, es que REPSOL sea reemplazada por otra u otras empresas internacionales, que sean las operadoras de las áreas y que YPF S.A. se convierta en otra cuasi unidad de Negocios, como es hoy ENARSA.

Es que la "nueva YPF" tendría su fuerte en la destilación de petróleo y venta de derivados, donde tenía casi el 55% del mercado, con el agravante de ser compradora del crudo que refina. Mientras que en las etapas de Exploración y producción de petróleo y Gas natural sólo acaparaba entre el 18 y 34% del mercado. Es la principal empresa en cuanto a petróleo y la segunda, después de TOTAL, en cuanto a Gas natural.

Pero aún con esos valores podría, sino se volvieran a extender los contratos de concesión de áreas que vayan finalizando, ir recuperando terreno. Esto recordando que cuando se creó YPF en 1922 su producción era inferior a la de las empresas privadas, pero había una decidida política de llegar a controlar el negocio de los hidrocarburos en Argentina.

Otro problema es la lucha que se dará entre las provincias y Nación y entre las mismas provincias por no perder poder en la Empresa y apropiarse de la mayor parte de sus beneficios. Sin un Código de Energía sin una nueva Ley de Hidrocarburos, y sin la anulación de los tres contratos petroleros de la época del Gobierno de Menem, esto será muy difícil de evitar.

## **B. Síntesis y Conclusiones**

Conceptualmente coincido con toda acción que permita recuperar la YPF Estatal pero el proyecto de Expropiación me merece algunos desacuerdos y dudas que fueron fundamentadas en el análisis realizado en el punto A.

Se pretende asegurar, entre otras cosas, el autoabastecimiento hidrocarburífero del país pero la actual REPSOL-YPF, solo tenía el 21,4% de las reservas Comprobadas de Petróleo (con una duración de 11,3 años sobre la base de producciones decrecientes) y el 18,3% de las de gas natural (con una duración de 7,6 años); sólo producía el 34,3% del petróleo y el 23% del Gas natural ; Procesaba el 55% del crudo y vendía el 55% de los derivados de Petróleo del mercado interno y un número de otros activos importantes. Es decir que pese a ser la primera empresa petrolera del país y la segunda gasífera, estaba lejos de tener la totalidad de los mercados y esto implica, por parte del Estado un control y regulación del accionar de los restantes actores para conseguir los fines propuestos en el Proyecto de Expropiación.

Me parece adecuada la idea de que la actividad hidrocarburífera cuente con una conducción del Estado Nacional juntamente con el de todas las provincias y no sólo las productoras de petróleo y Gas natural para evitar el manejo independiente que cada distrito provincial ha estado haciendo de recursos naturales que pertenecen a todos los argentinos.

Hubiera sido necesaria la participación, en el creado Consejo Federal de Hidrocarburos, del Congreso Nacional con representantes de la mayoría y las minorías parlamentarias

Creo que un paso previo a la decisión de Expropiar debió haber sido la elaboración de una política energética, con la consecuente componente hidrocarburífera, y planificación de mediano y largo plazo, que dejara en claro qué se quiere hacer con la empresa. Y probablemente la creación por el Congreso Nacional, de un Código de Energía.

No acepto la figura de Sociedad Anónima para la YPF expropiada y me inclino por la de Sociedad del Estado que asegura un mayor control por parte organismos facultados para hacerlo, externos a la Empresa.

Probablemente hubiera sido preferible expropiar el 100% de la Empresa, considerada Sociedad del Estado, pues facilitaría, por un lado, la ejecución de la política hidrocarburífera y por otro no haría necesaria la distribución de dividendos entre los accionistas, destinando la totalidad de los mismos a la expansión de la Empresa.

Habría que ser muy cuidadosos con la posibilidad de incorporar a actores privados nacionales o extranjeros mediante figuras societarias como las asociaciones estratégicas, las uniones transitorias de empresas y las empresas mixtas. Estas figuras han sido utilizadas en el pasado, por ejemplo con ENARSA, y no han sido provechosas para asegurar el uso de los recursos energéticos para las generaciones actuales y futuras de argentinos. El aporte de capitales y tecnologías, que suele darse como fundamento para estas figuras societarias, debe conseguirse, en primer lugar, direccionando adecuadamente los ingresos que estos hidrocarburos generan en el mercado interno (cambiando la distribución de los impuestos a los combustibles) y acudiendo, por ejemplo a los capitales de riesgo privados, destinados a la exploración, con sociedades donde el Estado cuente con la mayoría accionaria y no se otorgue al socio minoritario privado la libre disponibilidad de los hidrocarburos. Por otra parte, en cuanto a la incorporación de nuevas tecnologías, el personal de YPF tiene la experiencia y la base de conocimientos suficiente (han sido pioneros en la perforación de pozos horizontales y están habituados a la fracturación hidráulica simple) como para incorporarlas prontamente, incluso capacitándose a esos efectos en el exterior, en especial en exploración y explotación en aguas marinas.

La incorporación de nuevos socios a YPF puede constituirse en los hechos en un cambio de actores, donde REPSOL sea sustituida por otra empresa similar y prime el hacerse de recursos monetarios frescos como condición para el ingreso, de igual manera que ha sucedido con la extensión temporal de las concesiones en territorios provinciales, por ejemplo con Pan American en Chubut.

No se conoce como manejará el importante endeudamiento que tiene REPSOL-YPF, de 8879 millones de dólares a diciembre del 2011, ni cómo actuará frente a la deuda del Grupo Petersen; (que tiene el 25,4% del paquete accionario) con la propia REPSOL y con Bancos que llega a casi 3380 millones de dólares.

De todas maneras es importante una actitud vigilante, en especial por parte de todos los que hemos apoyado en general la medida y muy especialmente la de los partidos políticos de oposición que han acordado con ella, para evitar la repetición de los errores que se cometieron en los 90 con la privatización y se busquen los medios para llegar a alcanzar el 100% de propiedad de YPF y convertirla en Sociedad del Estado.

#### NOTAS Y REFERENCIAS al punto 5.7.2

*La mayor parte de la información no monetaria proviene de la Secretaria de Energía de la Nación*

- (1) *La Matriz Energética y la Política Energética Argentina – Fundación Bariloche; Víctor Bravo; octubre del 2012*
- (2) *Hoja Web de la Secretaría de Energía de la Nación - Información de Mercado- Mercado de los Hidrocarburos*
- (3) *La distribución de las Reservas y Producción de petróleo y Gas Natural por Provincias*

**RESERVAS Y PRODUCCION POR PROVINCIAS**

<b>TOTAL EMPRESAS</b>				
	<b>Reservas Comprobadas de Petróleo</b>	<b>Reservas Comprobadas de Gas Natural</b>	<b>Producción de Petróleo</b>	<b>Producción de Gas Natural</b>
<b>Provincia</b>	(%)	(%)	(%)	(%)
	2010	2010	2010	2010
<b>Chubut</b>	43,62	9,14	28,08	7,72
<b>Formosa</b>	0,26	0,07	0,33	0,06
<b>Jujuy</b>	0,04	0,01	0,05	0,01
<b>La Pampa</b>	2,45	1,41	4,42	0,99
<b>Mendoza</b>	12,87	2,25	14,66	5,01
<b>Neuquén</b>	11,93	40,01	21,56	48,12
<b>Río Negro</b>	4,59	1,66	6,44	2,69
<b>Salta</b>	1,27	12,09	1,46	10,4
<b>Santa Cruz</b>	20,92	9,70	20,28	9,51
<b>Tierra del Fuego</b>	1,26	10,08	2,05	7,46
<b>Estado Nacional</b>	0,78	13,57	0,67	8,03
<b>Total País</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

Fuente: *Elaboración Propia en Base a Datos de la Secretaría de Energía.*

**RESERVAS Y PRODUCCION POR PROVINCIAS**

**REPSOL YPF como Operador**

	<b>Reservas Comprobadas de Petróleo</b>	<b>Reservas Comprobadas de Gas Natural</b>	<b>Producción de Petróleo</b>	<b>Producción de Gas Natural</b>
<b>Provincia</b>	(%)	(%)	(%)	(%)
	2010	2010	2010	2010
<b>Chubut</b>	15,16	1,33	16,8	1,6
<b>Mendoza</b>	33,26	10,39	30,2	21,4
<b>Neuquén</b>	14,52	80,57	19,3	69,3
<b>Río Negro</b>	8,12	0,27	2,2	0,3
<b>Santa Cruz</b>	28,94	7,44	31,5	7,4
<b>Total País</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Fuente *Elaboración Propia en Base a Datos de la Secretaría de Energía y del Instituto Argentino del Petróleo.*

- (4) *Proyecto de ley de Expropiación; La soberanía Hidrocarburífera de Argentina: Poder Ejecutivo Nacional, Abril de 2012.*
- (5) *Es falso que YPF no haya invertido lo suficiente en Argentina: Diario La Nación, solicitada de REPSOL del 24 de Abril del 2012.*
- (6) *En el año 2010 con una producción de 35,27, millones de m<sup>3</sup> de petróleo, a 65 U\$S el Barril y aplicando un 10% de Gravamen se obtendrán 1420 millones de dólares anuales adicionales.*
- (7) *Estructura accionaria de PEPSA. Petrobras.*

- (8) *Calculados para las ventas de derivados de petróleo en el Mercado interno en el año 2009, multiplicando las ventas de cada derivado por el precio medio de venta del mismo en la Provincia de Buenos Aires y afectando la suma por la tasa de cambio del dólar promedio del año 2009.*

### 5.7.3. Decretos Complementarios de la ley de Soberanía Hidrocarburífera

La ley de Expropiación sería Reglamentada por *el Decreto 1277 del 25 de julio del 2012*.

Esencialmente la Reglamentación incluía las figuras siguientes para alcanzar los objetivos propuestos en la ley:

- El Plan nacional de Inversiones en Hidrocarburos
- La Comisión de Planificación y coordinación estratégica del Plan

Creaba un Registro Nacional de Inversiones en Hidrocarburos y Derogaba parcialmente (es decir no los derogaba en su totalidad) los famosos tres decretos de la época menemista a los que ya hicimos referencia en el punto 3 de este Documento, es decir los números 1055; 1212 y 1589 del año 89, que esencialmente se referían a la libre disponibilidad del crudo y del 70% de las divisas por parte de las empresas concesionarias.

El Plan Nacional de Inversiones fijaba como ejes estratégicos el aumentar las inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

La Comisión de Planificación tendría como objetivos asegurar el cumplimiento del Plan. Estaba constituida por tres miembros en representación cada uno de las tres Secretarías siguientes: de Política Económica y Planificación del Ministerio de Economía; de Energía del Ministerio de Planificación Federal y de Comercio Interior del Ministerio de Economía y su misión esencial sería elaborar anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas a los fines de garantizar la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo

A estos fines creaba un Registro de Inversiones donde debían incluirse, obligatoriamente, las empresas que quisieren realizar actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

En cuanto al Autoabastecimiento y Recuperación de Reservas; a la Refinación y a la Comercialización y Transporte de hidrocarburos las empresas deberían presentar anualmente un Plan de Inversiones cuyo cumplimiento sería controlado por la Comisión de Planificación.

A los fines de asegurar precios comerciales razonables, la COMISION DE PLANIFICACION Y COORDINACION establecería los criterios que regirían las operaciones en el mercado interno y, publicaría precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberían cubrir los costos de producción y la obtención de un margen de ganancia razonable.

En caso de incumplimiento de sus obligaciones por parte de las empresas, la Comisión Da Planificación establecería multas y sanciones que podría llegar a la nulidad de las concesiones otorgadas.

- Como La Reglamentación de la ley de Soberanía Hidrocarburífera no mencionaba específicamente al Gas natural LA COMISION DE PLANIFICACION Y COORDINACION ESTRATEGICA DEL PLAN NACIONAL DE INVERSIONES HIDROCARBURIFERAS sacaba la *Resolución 1 del 18 de enero del 2013* y creaba el Programa de Estímulo a la Inyección Excedentaria de gas Natural .Es que el Gas natural era la principal fuente energética

consumida en el País, su producción caía año tras año, las importaciones crecían y con ellas el impacto sobre la Balanza comercial.

Para facilitar el proceso se prorrogaba hasta el mes de Octubre del 2013 el plazo para que los sujetos inscriptos en el mencionado Registro Nacional de Inversiones (Decreto 1277) interesados en participar del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural", pudieran presentar un "Proyecto de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural de acuerdo a las Bases establecidas en la Resolución.

Las empresas interesadas debían presentar sus Proyectos para el aumento de la inyección de gas natural a la Comisión y de ser aprobados iban a recibir mensualmente del Estado una compensación por la Producción excedente consistente en la diferencia entre el precio de esta producción y la de un precio base.

En algunos casos esta diferencia por el precio de la producción excedente podría llegar a los 7,5 U\$S el millón de BTU cuando las empresas habitualmente recibían 2,5 U\$S Es decir algo muy parecido al mencionad más atrás Gas PLUS.

Para hacerse acreedoras a este beneficio, las empresas deberían cumplir sus Planes de Inversión y por supuesto obtener realmente producción excedente. Todo lo decidiría la Comisión de Planificación.

El Programa duraría 5 años.

- El Programa de estímulo a la inyección de Gas Natural para empresas con inyección reducida se creaba por *la Resolución 60/13* que era reglamentada por *la Resolución 83/13*. El objetivo principal era aumentar la inyección de gas natural por parte de las empresas productoras que, por razones vinculadas, entre otras cuestiones, a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos sobre los que operan, presentaban una inyección reducida del hidrocarburo; de modo de continuar por un lado aumentando, en el corto plazo, la inyección de gas natural reduciendo de esta forma las importaciones y, por otro lado, estimulando la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitieran recuperar el horizonte de reservas; a los efectos de lograr el autoabastecimiento energético Las empresas para ser consideradas en esta categoría debería tener acreditada una producción de Gas natural menor a los 3000000 m<sup>3</sup>/ día y la producción excedentaria tendría un precio superior al que recibían y que podría llegar a los 7 U\$S el millón de BTU.

#### **5.7.4. El contrato Chevron-YPF SA**

Los términos de la negociación surgieron de tres documentos, redactados en inglés y categorizados "estrictamente confidenciales", que ambas petroleras firmaban a mediados de 2013 Se los identificaba como "Carta Acuerdo", "Garantía" y "Términos y Condiciones del Proyecto de Inversión para Exploración". Un cuarto documento, el más sensible y relevante de todos -"Acuerdo de Inversión para Proyecto" no era conocido.

Este Convenio al ser firmado por dos empresas y no siendo ninguna de ellas del Estado (un eufemismo pues si bien YPF era SA el Estado controlaba el 51% de las acciones) se presentaba como un acuerdo entre firmas privadas y sujeto a "secreto comercial y por lo tanto resultaba inconveniente la difusión pública de sus términos. Esto dio lugar a numerosas controversias.



El acuerdo de YPF SA con CHEVRON es sobre 380 kilómetros cuadrados de Vaca Muerta (tiene 30000) y el compromiso de inversión es 1240 millones de dólares.

Si este proyecto piloto da buenos resultados y solamente en ese caso se invertiría más

- **Falta de consulta seria y con la correspondiente información a los pueblos** que habitan en las zonas donde se realizarán las explotaciones, según lo que indica la Organización Internacional del Trabajo (Convenio N° 169) y la Ley Ambiental Argentina (N° 25675). Es que puede haber problemas ambientales durante la explotación.
- El hecho de que el **Convenio sea secreto** y no de conocimiento público, al menos de los legisladores, abre interrogantes respecto de que cláusulas no beneficiosas para el País puede contener. Dicen que es por el secreto comercial.
- **La asociación de empresas Estatales con Empresas privadas internacionales o nacionales es hoy práctica común** en casi todos los países (incluso Venezuela, Ecuador y Bolivia) todo depende de cómo se hacen esas asociaciones y como se resguarda el interés nacional Es que los objetivos de las empresas petroleras privadas (prima la ganancia, es la base del sistema capitalista) no son similares a los de las Empresas Estatales (donde debería primar el brindar el mejor servicio al menos costo pensando en las generaciones presentes y futuras)
- Las empresas se pueden quedar con el 20% (en este caso, después del quinto año de operación) es mejor que **lo que ocurría en los años 90 con el decreto 1589** de 1989 que permitía el giro al exterior del 70% de las divisas obtenidas y no respetaba la condición de que antes de exportar el país estuviera autoabastecido de PE.
- Si lo que se quiere es dejar de importar aumentando la producción hay que tener en cuenta que **hoy YPF no tiene la totalidad de los yacimientos del país** sino sólo produce el 35 por ciento del PE del País y el 23 por ciento del GN.
- Con este convenio suponiendo que el plan piloto sobre la superficie de 20 Kilómetros cuadrados satisfaga a las empresas, en el año 2048 se produciría una cantidad de PE (10000 metros cúbicos por día) que **no alcanzaría a compensar la caída normal de la producción de PE entre el año 2013 y el año 2048** que sería, (siendo muy conservadores) de 16000 o 20000 metros cúbicos día. Es decir lo que generaría esta inversión de casi 28000 millones de dólares entre 2013 y 2048 no alcanzaría siquiera para cubrir la declinación natural de los yacimientos de YPF actuales.
- Por otra parte en los yacimientos de PE "No convencional" "la producción disminuye año tras año (por ejemplo los pozos comienzan produciendo 350 barriles por día y a los 5 años producen 50 y en los de GN comienzan produciendo 255000 m<sup>3</sup> /día y a los 5 años producen 11300) y esto obliga, como ocurre en Norte América, a perforar anualmente muchos pozos y a gastar mucho dinero. En cambio los yacimientos "Convencionales" de PE comienzan produciendo 350 barriles por día y a los 5 años producen 205 y los de GN comienzan produciendo 255000 m<sup>3</sup> /día y a los 5 años producen 180000. Esto requiere gastar menos dinero y perforar menos pozos.

- **Las inversiones** son mucho mayores para explorar yacimientos “no convencionales” que para “convencionales” Un pozo exploratorio “convencional” puede oscilar entre los 2 y 4 millones de U\$. En cambio uno “no convencional” entre 7 y 12 millones de U\$.
- Este es un Acuerdo **fundamentalmente para producir PE** y adicionalmente algo de GN, cuando el combustible que más necesita el País es el GN y que representa, entre lo que se compra a Bolivia por gasoducto y lo que se trae licuado por barco, casi 7 de cada 10 dólares que se gastan en importar combustibles.
- **Los conocimientos** para realizar la explotación hoy no se tienen pero se pueden “comprar”, contratando y pagando especialistas extranjeros hasta que los nuestros la aprendan.
- **A mi juicio, dadas las características de este tipo de explotaciones, y esto va más allá del Convenio CHEVRON-YPF, los que realmente ganan son las empresas vendedoras de equipos y de servicios especializados, todas extranjeras.**

#### 5.8. Otras leyes y complementarios de la ley 26741

- *El Decreto 929 del 11 de julio del 2013*, siempre vinculado a la Soberanía Hidrocarburífera, creaba el Régimen de Promoción de Inversiones para la Explotación de Hidrocarburos

El Decreto fijaba los requisitos y condiciones para optar al Régimen

Por ejemplo las Empresas debían comprometerse a una inversión no inferior a los 1000 millones de dólares en los próximos cinco años

Esto les daba derecho a obtener una serie de beneficios a partir del quinto año de tareas, tales como:

A comercializar libremente en el mercado externo hasta el 20% de la producción de Petróleo y Gas Natural

A tener la libre disponibilidad de las divisas por el monto percibido por el 20% de la producción, tanto si la misma se exportaba como si se comercializaba en el mercado interno al no haberse alcanzado el autoabastecimiento.

El no pago de Derechos de Exportación

Dedicaba una serie de artículos especialmente a las Concesiones de Explotación no Convencional de Hidrocarburos, entendido por tales a 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. Los inscriptos en los respectivos Registros, tendrían derecho a obtener una Concesión No Convencional. Las provincias podrán subdividir áreas y considerar parte de ellas como no convencionales. El plazo de la nueva concesión sería de 25 años, más 10 años de prórroga adicionales. Si un área no convencional tiene continuidad geológica con una convencional contigua se puede extender la no

convencional a esa área contigua. En las áreas no convencionales también pueden realizarse tareas convencionales. La provincia sería las Autoridades de Aplicación, pero la Comisión sería la que evaluaría el comportamiento del concesionario.

El Decreto 1277 era reglamentado por *la Resolución 9 del 15 de Julio del 2013* y establecía los requisitos y condiciones para la presentación y posterior aprobación de los proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos. Estos proyectos debían ser evaluados, aprobados y controlados en su ejecución por la Comisión de Planificación.

Esencialmente establecía toda la información geológica y de ingeniería de reservorios que las empresas, incluidas en el Registro, debían presentar. Particularmente el compromiso de inversión por 1000 Millones de dólares durante los primeros 5 años (luego la ley 27007 del 30 de octubre del 2014 bajaría el monto a 250 millones) y la correspondiente curva de desembolso de las inversiones.

*El Decreto 927 del 8 de Julio del 2013*, se refería específicamente a los Bienes de Capital comprendido en posiciones arancelarias indicando que, dada la importancia para el país de las inversiones relacionadas con el Plan De Inversiones Hidrocarburíferas a ciertos bienes de capital se les aplicaría los derechos de importación extrazonales

### **5.9. Regulación del mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP)**

El GLP en garrafas es el combustible que consumen los sectores más pobres de la población (serían el 40% de las familias, o sea unas 4,5 millones) que no suelen tener acceso al Gas Natural.

Es que el precio de la caloría de GLP, que pagan los usuarios de las "garrafas sociales" (son aquellos que adquieren a 16 pesos el recipiente de 10 Kgr.) es 8 veces más cara que la caloría pagada por los usuarios residenciales de Gas Natural. Pero si no consiguen la "garrafa social" el precio sube a casi 40 \$ y esto es casi 20 veces superior al del Gas Natural. Verdaderamente una injusticia.

Esta situación intentó ser mejorada por decisiones del gobierno.

Así, *la ley 26020 del 7 de Abril del 2005* establecía el Régimen Regulatorio de la Industria y Comercialización del GLP (*La Resolución 792 del 28 de junio de 2005* fijaba precios de referencia regionales) y *el Decreto 1539 del 19 de septiembre del año 2008* la Reglamentaba, creando el Programa Nacional de Consumo Residencial de GLP envasado, cuyo objetivo era establecer las condiciones para que las garrafas pudieran ser adquiridas por los usuarios residenciales a un precio diferenciado (los valores fijados fueron para los envases de 10; 12 y 15 Kgr.) por ejemplo para los 10 Krg, se fijaba en 16 pesos, casi el 40% del precio de mercado. Pero se generaban dos problemas, que aún subsisten en el año 2014, El primero es que el precio se fijaba en el punto de venta y el comprador debía llevarlo hasta su domicilio (en general a pie o en bicicleta) y el segundo que los cupos asignados para estas "garrafas sociales" no alcanzaban a satisfacer los requerimientos de los consumidores, que muchas veces debía y deben adquirirlas al precio de mercado oscilante entre los 30 y 40 pesos.

*La Resolución 1083 del 1 de Octubre del 2008* aprobaba el Reglamento el Programa Nacional de Consumo Residencial de GLP envasado, que sufriría reiteradas prórrogas, al tiempo que las partes integrantes de la cadena del GLP concretaban un Acuerdo de Estabilidad de precios.

*La Resolución 532 del año del 22 de Mayo del 2014* prorrogaba los Acuerdos de precios hasta el 31 de Diciembre del 2014 y establecía cupos y subsidios a Distribuidores, Fraccionadores y Productores para intentar satisfacer los requerimientos de los consumidores de garrafas sociales con el Programa “Garrafas para Todos”.

Este Plan recibirá en el año 2015 unos 2400 millones de pesos para cubrir la diferencia entre costos de los oferentes y los precios subsidiados.

A Octubre del 2014 el productor recibía un subsidio de 450 \$ por Tonelada y los fraccionadores y distribuidores 1000 pesos cada uno, también por tonelada. El precio en el mercado oscila entre 1600 y 4000 pesos. Los que manejan la oferta dicen que el precio de 16 pesos de la garrafa social de 10 kgr apenas cubriría el 30% del costo.

Creemos que la solución pasaría por analizar detalladamente la cadena productiva de costos de los distintos eslabones. Establecer subsidios cruzados entre los consumidores de gas natural, que deberían pagar más el m<sup>3</sup> que consumen, terminar el gasoducto del NEA, incrementar la cobertura con Gas natural de los usuarios hoy no abastecidos, recurriendo cuando sea necesario a los “gasoductos virtuales”, y esencialmente incrementar la oferta local de Gas Natural mediante un impulso decidido a las tareas de una YPF Estatal.

### **5.10. Las fuentes renovables de energía**

Es sabido que la matriz Energética Argentina está distorsionada.

En cuanto a las Energía Primarias entre el Petróleo (33,2%) y el Gas Natural (52,2%) acaparan el 85% de la Oferta (y esto viene repitiéndose desde hace casi 20 años), mientras las Energías Renovables aportan casi el 10% (la Hidroeléctrica 4,2% y las Biomásas el 5,7%).

Si se observa la Generación de Electricidad, los hidrocarburos absorben el 70,3% (el Petróleo 17,4 y el Gas natural 52,9) mientras las Renovables apenas suministran el 15,8% (esencialmente por la hidroeléctrica con el 13%) En este Sector la situación de relegamiento de las Energía Renovables se ha ido acentuando con el tiempo.

La evolución de la Matriz Energética nos permite sacar las siguientes conclusiones:

- Siempre los Hidrocarburos líquidos y gaseosos han representado la parte substancial del Consumo energético.
- Es notable la participación del Gas Natural, que desde la época de las privatizaciones, se ha convertido en la principal fuente energética.
- El Gas Natural ha sustituido al Petróleo (considerado como sus derivados) en prácticamente todos los sectores de consumo. En el Residencial, en una primera época junto al GLP, desplazando al Queroseno; en el Transporte compitiendo con las Naftas; en la Industria reemplazando al Fuel Oil; en la Generación de Electricidad, no sólo al Fuel Oil y Gas Oil, sino convirtiéndose en el fundamento de las centrales térmicas en desmedro de la expansión de la hidráulica y nuclear.
- El carbón mineral, cuyas reservas son importantes, (durarían 640 años con los niveles de producción requeridos para la central térmica Río Turbio) aparece con una participación muy baja. El fracaso de la explotación del Yacimiento de Río Turbio y la disponibilidad de los hidrocarburos gaseosos y líquidos prácticamente excluyó a este energético de la matriz energética. Por otra parte nunca su aporte fue significativo pues a

diferencia de los países centrales Argentina pasó directamente de las biomásas (leña) a los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

- El carbón mineral, cuyas reservas son importantes, (durarían 640 años con los niveles de producción requeridos para la central térmica Río Turbio) aparece con una participación muy baja. El fracaso de la explotación del Yacimiento de Río Turbio y la disponibilidad de los hidrocarburos gaseosos y líquidos prácticamente excluyó a este energético de la matriz energética. Por otra parte nunca su aporte fue significativo pues a diferencia de los países centrales Argentina pasó directamente de las biomásas (leña) a los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- Otra particularidad de Argentina entre sus pares de América Latina es el poco peso relativo de las Biomasa (Leña y Residuos agroindustriales principalmente). Este desplazamiento del consumo de Leña, en especial a partir de los años 40 y 50 del siglo pasado tiene bastante que ver con la política que implementara Gas del Estado en cuanto a la difusión del GLP en garrafas que convirtió a Argentina en pionero en este aspecto y abrió el camino a la difusión del Gas Natural a partir del gasoducto del Sur de los años 1950.
- En la generación de EE, hasta principios de los años 2000, se produce el desplazamiento de los Derivados de Petróleo principalmente por GN, en parte por Hidroelectricidad y en menor medida por Combustibles nucleares. Esta estrategia se interrumpe a partir de los años 2000 y el GN, pese a cierta recuperación del petróleo, continúa con su alto peso relativo participación, debido fundamente al práctico abandono de la Hidroelectricidad y la Nuclear.
- Como se va detrás de la demanda de equipamiento Eléctrico se intensifica el aporte de los Ciclos Combinados, en general de menor costo de inversión y de menor tiempo de instalación, en desmedro de la Hidroelectricidad (viene perdiendo participación desde los años 1980) y la energía nuclear.
- En síntesis tanto a Nivel de la Matriz Energética) como de la Matriz de Generación Eléctrica el Gas Natural aparece acaparando más del 50% de los respectivos consumos y en el primer caso si se adiciona el Petróleo se puede afirmar que Argentina es un país hidrocarburo dependiente.

**Si se analiza la Disponibilidad de Energéticos Renovables y No Renovables, la conclusión es inmediata como se muestra a continuación**

<b>Energético No Renovables</b>	"Duración"
GN	7,8 años
Petróleo	11,0 años
Uranio	33 años
Carbón	640 años
<b>Energéticos Renovables</b>	
Hidroelectricidad	2, 5 veces la potencia instalada hidroeléctrica en 2011
Biocombustibles	10-15% de la demanda de Naftas y Gas Oil
Eólica	344 veces la potencia instala eólica. En 2011
Solar	La radiación solar incidente sobre el territorio nacional posibilitaría, teóricamente, satisfacer todas las necesidades de energía eléctrica, pero, entre otras cosas, a costos entre 3 y 5 veces los de otras fuentes de generación.

Este panorama debe tenerse presente como justificativo de la aparición de la *Ley 26190 el 2 de enero del año 2007*, mediante la cual se creaba El Régimen de Fomento para Fuentes Renovables destinadas a la generación de electricidad.

El Objetivo de la ley era alcanzar el 8% de Generación de Electricidad con Fuentes Renovables en 10 años, es decir en el año 2017.

Con esta finalidad se otorgaban los conocidos beneficios, por 10 años, en cuanto a las inversiones, al IVA, al impuesto a las Ganancias; a la Ganancia Mínima presunta (que no integrarían los bienes destinados a los fines de la ley) y se creaba un Fondo Fiduciario integrado por un gravamen de 0,3 \$ por MWH que pagarían las distribuidoras y se reconocía una remuneración 0.015 \$/kwh generado por medios eólicos, geotérmicos y por hidroeléctricas de menos de 30 Mw (*el Senado de la Nación el 5 de Diciembre del 2014 daba media sanción a un proyecto para llevarla a 50 MW*) . A su vez la generación fotovoltaica recibiría 0,9 \$/kwh generado.

El Decreto 562 del 20 de mayo del 2009 reglamentaba la ley 26190.

De todas maneras los objetivo propuestos por la ley 26190 de fomento de las fuentes Renovables de alcanzar el 8% de participación de estas fuentes en la generación de electricidad para el año 2017 estaba muy atrasada en el año 2014 (solamente se habría alcanzado algo menos del 2%) en parte por la lentitud en aplicar el Decreto Reglamentario y por los inconvenientes que presentaba la conformación del Fondo Fiduciario para permitir promocionar la actividad. También se cuestionaba la demora en la adjudicación de los proyectos licitados que tendrían solo un 15% de ejecución.

Una de las Fuentes que mayores posibilidades tendría para la generación de electricidad es la eólica, no sólo por la calidad del recurso (velocidad y permanencia de los vientos) sino por la madurez de la industria local para la producción de los aerogeneradores, pese a los cual buena parte de los previstos al 2014 eran de origen extranjero.

Anteriormente la *ley 26093 del 12 de Mayo del 2006* establecía el Régimen de Promoción para la producción y uso Sustentable de Biocombustibles. Este Régimen definía como Biocombustibles al Etanol; al Biodiesel y al Biogas y además de otorgar los conocidos beneficios, autorizaba la mezcla de hasta un 5% de Biodiesel con el Gas oil y del 5% de Etanol con las motonaftas.

*El 1 de Enero de 2007 la ley 26334* fijaba el Régimen de promoción de la producción de Etanol e impulsaba la conformación de las cadenas de valor procurando integrar la producción de caña de azúcar con la de etanol.

*La Resolución 1125 de la secretaría de Energía del 30 de diciembre de 2013* autorizaba el aumento del contenido de biodiesel en las mezclas con gas oil del 5% al 10%, poniendo como límite para lograrlo fines del año 2015.

Posteriormente se disminuía la alícuota de impuesto a las exportaciones de biodiesel del 21,7% primero al 11% después y finalmente al 9, 3%.

*La Ley 26942 del 17 de junio del 2014* eximía al Biodiesel del pago del 19% del Impuesto a los combustibles que si gravaba a la componente de Gas oil en la mezcla.

Otro aliciente para la difusión del biodiesel era la fijación de precios atractivos a los productores aunque algunos discuten la no aplicación de la metodología de cálculo de los mismos, aparentemente consensuada por los autores.

La Secretaría de Energía publicaba mensualmente los precios para el etanol (tanto el de caña como el de maíz, por ejemplo *la resolución 44* del 16 de septiembre del 2014 los fijaba en 8,616 \$/litro para noviembre 2014).

*La resolución 170 del 28 de noviembre del 2014* modificaba los parámetros para calcular los precios del etanol de maíz y de caña de azúcar y elevaba hasta el 10% el contenido de este biocombustible en las mezclas con motonaftas.

En el caso del Biodiesel la Secretaría de Energía establecía una metodología de cálculo parametrizando los siguientes conceptos: costos del aceite de soja, del metanol, del mano de obra de otros y un 3% de recuperación del capital.

La producción de estos biocombustibles, especialmente el biodiesel, generaba resistencia, comprensible, especialmente por los impactos ambientales que la producción de soja habría generado en el país, por ejemplo la deforestación y el desplazamiento de pobladores nativos de sus campos.

### **5.11. Programas de uso racional de la Energía**

Posiblemente una de las medidas de política energética más mencionadas para intentar disminuir el consumo innecesario de energía sea el llamado Uso Racional.

Es que operando racionalmente desde el lado del consumo y desde el lado de la oferta se pueden satisfacer las necesidades de energía del sistema socio económico consumiendo menos energía.

Presentándose en Argentina, ya en el año 2007, una situación de déficit energético en el mediano plazo, evidenciada por la información que hemos suministrado reiteradamente en este documento así como el objetivo de morigerar el efecto invernadero de los gases, al que contribuyen precisamente los energéticos, impulsaba al gobierno a sacar el *21 de diciembre del año 2007 el Decreto 140* el Programa de USO Racional y Eficiente de Energía.

Dicho Proyecto aprobaba los lineamientos generales del Programa.

A estos efectos mencionaba el desarrollo de una serie de acciones para el corto, mediano y largo plazo.

Así para el corto plazo propugnaba:

- una masiva campaña de educación
- el reemplazo de lámparas incandescentes por otras de bajo consumo
- el etiquetado de los artefactos consumidores de energía, donde constara se eficiencia.
- Mejorar el consumo de energía del alumbrado público

Para el mediano y Largo Plazo propugnaba:

- La realización de Auditorías energéticas en las Industrias
- Medidas para los Sectores Comercial y de Servicios
- Incorporar en los planes de estudio el tema de uso racional de la energía
- Introducir la Cogeneración
- Ampliar el Etiquetado no solo a los artefactos sino también a los equipos consumidores de energía.

- Regular el Consumo
- Insistir con las mejoras en el Alumbrado Público
- Analizar las posibles mejoras en el sector Transporte
- Lo mismo en la construcción de viviendas
- Contemplar el problema del Cambio Climático

También enumeraba una serie de acciones a Desarrollar.

*El 15 de enero del año 2008 mediante la Resolución 24* establecía la estructura y composición de la Comisión de Apoyo, Seguimiento y Control del cumplimiento de las medidas del citado Programa y se Reglamentaba lo que se llamaría PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE).

Como medidas concretas se pueden mencionar, a título de ejemplo:

*Resolución 8 del 24 de enero del 2008* que se refería a la sustitución de entre 15 y 20 millones de arañas incandescentes por fluorescentes y entre 500000 y 2 millones de incandescentes por LED. En ambos casos en 2 años. Se encomendaba a Cammesa la compra de los artefactos a reemplazar.

También se verificaba la entrega de lámparas de bajo consumo en cambio por otras incandescentes sin cargo a los usuarios y se establecía un plazo para que dejaran de producirse las incandescentes.

En el año 2004 se creaba el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica PUREE que era reemplazado mediante la *Resolución 745 en el año 2005* que se conocería como versión 2005.

La idea de este Programa era bajar el consumo de electricidad de determinados usuarios, especialmente los residenciales, mediante un sistema de premios y castigos. Así el que consumiera más que lo que había consumido en un período base sería castigado y el que consumiera menos bonificado.

Como ejemplo de los resultados del PUREE se menciona lo incluido en la Resolución 324 del 2 de Diciembre del 2014 para los usuarios de EDENOR y EDESUR. El resultado era negativo y en total se habían consumido, en el mes de referencia que mostraba la Resolución, 282000 mwh más.

Creemos como conclusión que las intenciones de los planes de URE fueron buenas, pero no los resultados.

Es que uno de los problemas que se generan cuando se aplican medidas parciales de política energética y no aquellas que deberían incluir a toda la problemática del Sector es que las medidas parciales fracasan.

En el caso de la Electricidad y el Gas Natural el bajo nivel de las tarifas desalienta toda medida de URE.

Como contrapartida si se observa el comportamiento de consumo de motonaftas, que creemos, desmedido el aumento de precios en valores reales ha provocado una caída del consumo en especial en el caso de las de más alto octanaje.

Es decir tomar medidas de URE sin tener en cuenta los esquemas y valores tarifarios no tiene sentido.



## 6. LA LEY DE HIDROCARBUROS 27007

Formalizado el contrato de YPF S. A con Chevron el gobierno consideró conveniente generalizar las disposiciones para que otras empresas pudieran acceder también a los beneficios que dicho contrato establecía.

Esto llevó a la sanción de la ley 27007 en Octubre del 2014.

La ley consta de 32 artículos que esencialmente modifican otros tantos de la ley 17319 del año 1967.

### 6.1. Análisis Particular

#### - Artículo 1º

Sustituye al artículo 23 de la ley 17319.

Se refiere a los plazos básicos para la etapa de Exploración.

Distingue entre objetivo Convencional; No convencional y Plataforma Continental, cuando la ley 17319 no hacía este distingo.

En general acorta los plazos y los reduce a dos períodos.

El acortamiento es 3 años para los convencionales, de un año para los no convencionales y aumenta en un año para la Plataforma Continental, siempre con relación a lo dispuesto en la ley 17319.

La prórroga se mantiene en hasta 5 años.

*Se nota el deseo de acortar plazos, cuando en los años 1967 no se utilizaba la sísmica en 3D y esto podría requerir al menos mantenerlos.*

#### - Artículo 2º

Sustituye al 25 de la ley 17319.

La diferencia radica en que ahora no fija límite a los permisos de exploración que las mismas personas (física o jurídica) pueden tener. Antes el límite era cinco.

*No parece prudente tender a la concentración de áreas en pocas manos privadas en un negocio que tiende al oligopolio o monopolio. Es interesante mencionar que a poco de los descubrimientos de petróleo en Comodoro Rivadavia y Plaza Huincul para evitar acciones monopólicas se declaraba zona de reserva estatal las áreas aledañas a los descubrimientos, De esta manera se procuraba preservar las reservas para beneficio del país.*

#### - Artículo 3º

Sustituye el 26 de la ley 17319.

Esta ley es más exigente en cuanto a los plazos de devolución de remanentes de áreas en exploración.

Vale entonces la objeción general mencionada para el artículo 1º de esta ley pero puede aceptarse.

- **Artículo 4º; 5º y 6º**

Sustituye el 27 de la ley 17319 y agrega un 27 bis y un 27 ter

Aparece en estos artículos el concepto de concesión de explotación no convencional. Define lo que se entiende por explotación no convencional (formaciones geológicas shale gas o shale oil; arenas compactas-tight sands, tight gas; tight oil- metano de carbón) en general caracterizadas por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

*Lo “novedoso” es que las áreas no convencionales pueden subdividirse y dar lugar a nuevas concesiones no convencionales. Además si adyacente a las áreas, el concesionario es titular de otra concesión de explotación, preexistente, puede unificar ambas áreas, pero el área remanente puede seguir siendo explotada en las condiciones previas. Por si esto fuera poco en las áreas no convencionales podrá desarrollar también actividades de explotación convencional.*

*Creo que esta distinción entre actividades convencionales y no convencionales dará lugar a más de un problema si la Autoridad de Aplicación ejerce sus obligaciones de control como es debido.*

Se consideran especialmente los proyectos de Producción Terciaria (tipo recuperación mejorada mediante el agregado por ejemplo de polímeros), Petróleo Extra pesado (de graduación API menor a 16 y Costa Afuera (esto no tiene sentido aquí pues se trata de una ubicación inequívoca).

En estos casos las regalías podrán reducirse hasta en un 50%.

*Estos beneficios recuerdan otros solicitados por concesionarios privados, en otra época, donde solicitaban prórrogas o mejores condiciones en sus explotaciones prometiendo, por ejemplo, recuperación terciaria, y luego seguían produciendo por métodos “ligeramente” primarios.*

*No estoy de acuerdo con esta disminución a la mitad de la alícuota de regalías. Que afinen sus costos y prorateen sus beneficios. Es más seguro para el País y las provincias.*

- **Artículo 7º**

Sustituye el 29 de la ley 17319.

Las Concesiones de Explotación serán otorgadas por el Ejecutivo Nacional o Provincial que además podrán otorgarlas sobre zonas probadas.

*Pese a que no se garantiza la existencia de hidrocarburos en tales áreas, no es conveniente otorgar concesiones a privados o mixtos sobre este tipo de áreas que deberían reservarse a la empresa estatal que propongo exista.*

*La razón es obvia alguien hizo el esfuerzo exploratorio que condujo al descubrimiento y eso debe ser usufructuado por el Estado Nacional y Provincial*

- **Artículo 8º**

Sustituye el 34 de la ley 17319.

Conserva el área máxima para una nueva concesión de explotación.

Pero desacertadamente, a mi juicio, no limita a 5 el número máximo de áreas otorgadas a un mismo concesionario.

*No parece prudente tender a la concentración de áreas en pocas manos privadas en un negocio que tiende al oligopolio o monopolio, tal cual se mencionó para el caso de las áreas de exploración en el artículo 2 de la ley en análisis.*

- **Artículo 9ª**

Sustituye el 35 de la ley 17319.

Se refiere a la vigencia de las concesiones de explotación. Para las convencionales serán de 25 años (*como marcaba la ley 17319*); para las no convencionales se extienden a 35 años, incluido el Plan Piloto de 5 años, y para las ubicadas en la Plataforma Continental el plazo es de 30 años.

Pueden pedir hasta 10 años de prórroga; con 1 año de antelación al vencimiento, (*la ley 17319 indicaba 6 meses*).

*Lo más llamativo, y a mi juicio inaceptable, es que las concesiones ya prorrogadas podrán pedir a su término una nueva prórroga de 10 años. En los hechos este beneficio casi convierte la concesión en propiedad de los hidrocarburos pues el período puede llegar a casi 50 años en estos casos, y se supone que en ese lapso se habrían agotado las Reservas del área.*

Por supuesto como decía la Ley 17319 deben haber cumplido sus planes de inversión.

Los lapsos de duración, para concesionarios privados, es exagerada pues 35, 45, o 40 años, según corresponda es más que suficiente para agotar las reservas y si no se realiza un seguimiento muy cuidadoso y permanente del actuar de los concesionarios privados se está congelando áreas en poder de este tipo de actores casi hasta el final de la vida útil de los yacimientos.

- **Artículo 10º**

Sustituye el 41 de la ley 17319.

Simplemente hace equivaler las concesiones de transporte, otorgables a los concesionarios de explotación, con la duración y prórroga de las respectivas concesiones de explotación.

- **Artículo 11º**

Sustituye el 45 de la ley 17319

Se refiere a la adjudicación de las concesiones, primando primero el derecho que según la modificación introducida por el artículo 5º de la ley en análisis, se otorga a los concesionarios preexistentes o que se conviertan en titulares de una concesión no convencional, para las restantes se procederá a licitación.

*A mi juicio toda conversión del tipo de concesión debió haberse sometido a licitación pública y seguramente de allí hubiera surgido la posibilidad de que el Estado obtuviera mejores condiciones de terceros que de los antiguos titulares de concesiones convencionales. Es decir se hubiera transparentado más el proceso.*

- **Artículo 12º**

Sustituye el 47 de la ley 17319.

Con relación al original artículo 47 la modificación establece la elaboración de un Pliego Modelo para las licitaciones.

Este Pliego sería elaborado por las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación pero no menciona las ventajas especiales que los postulantes estarían dispuestos a otorgar para mejorar sus ofertas.

*Más adelante en el artículo 29 se da un plazo de 180 día (es decir hasta el 30 de abril del año 2015, aproximadamente) para confeccionar el mencionado Pliego, que podrá ser revisado y actualizado periódicamente.*

*El artículo 29 da algunas pautas, muy generales, para confeccionarlo, como la garantía de las ofertas, el alcance de las inversiones y los ingresos que el postulante otorgaría al poder concedente, además de las condiciones especiales que los contratos deberán tener según se trate de áreas convencionales, no convencionales o de Plataforma Continental.*

*Esperemos a conocer dicho Pliego Base para opinar con más fundamento.*

*Como en todo el contenido de la ley en análisis el Estado es muy cuidadoso en establecer ventajas para los posibles adjudicatarios de los contratos.*

- **Artículo 13º**

Sustituye el 48 de la ley 17319.

Se establece ciertos criterios para la adjudicación, además de los genéricos, como por ejemplo la mayor inversión o la mayor actividad exploratoria.

*Lamentablemente no dice nada respecto de la calidad de los trabajos, en cuanto a cuidar la no depredación del recurso, ni respecto a la transferencia de tecnología, ni ocupación de mano de obra local.*

*Se supone que eso constará en el Pliego.*

*Tampoco parece conveniente, si se presentara un único oferente que se le pueda adjudicar el concurso. Por el contrario debería llamarse a concurso nuevamente, pero parece que en el legislador hay premura.*

- **Artículo 14º**

Sustituye los artículos 57 y 58 de la ley 17319 e incorpora la Sección "Canon y Regalías".

De igual manera que en la ley 17319 se establece el pago de cánones para exploración y para explotación.

*Los incrementos del canon de exploración para la prórroga eran mayores, relativamente, en la ley 17319 (se incrementaban en un 50% y aquí lo hacen en un 25%).*

*Los montos son fijos en moneda local cuando debieron ser indexados en función de los costos de alguna operación relativa a la exploración y explotación.*

*Tampoco hay distingo, y debió haberlo, en cuanto a si las actividades se realizan en áreas convencionales, no convencionales o de Plataforma Continental. Nuevamente se es cuidadoso con los intereses de las empresas.*

- **Artículo 15°**

Incorpora un artículo 58 bis a la ley 1731.

*Aparece aquí el famoso Bono de prórroga que parece haber sido, hasta el presente (caso Cerro Dragón, por ejemplo), la “verdadera” motivación de los gobiernos provinciales para otorgarlas y cuya no inclusión en esta ley dio lugar a fuertes discusiones: Nación-Provincia.*

*A final se concluyó en una solución intermedia.*

El Pago del bono tiene un máximo y se establece tanto para las concesiones de explotación, estamos hablando de concesiones preexistentes, como de actividades complementarias de explotación no convencional a realizar. El monto se fija como un 2% del valor remanente de las reservas de los respectivos hidrocarburos del área hasta el fin del período de concesión tomando como precio el de los hidrocarburos de la cuenca en los 2 años anteriores al otorgamiento de la prórroga.

*Es decir se trata de precio internos de los hidrocarburos y como en los años 2014 y 2013 anteriores al momento de la promulgación de la ley estos eran inferiores a los internacionales, se beneficia a los concesionarios.*

*El otro aspecto se refiere a quién o quiénes cuantifican las Reservas Remanentes de hidrocarburos en las áreas, pues si se repite lo ocurrido antes de la privatización de YPF los valores podrían estar por debajo de los reales.*

- **Artículo 16°**

Sustituye el 59 de la ley 17319.

Se refiere a las Regalías.

El concesionario de Explotación, tanto por el petróleo como por el Gas Natural pagará un 12% del valor de los respectivos hidrocarburos (el valor es en Boca de Pozo, menos el flete que corresponda y lo declara el permisionario o concesionario, Si la Autoridad de Aplicación no considera aceptable dicho precio puede formular objeciones .Artículo 17 modificatorio del 61 de la ley 17319)Si el Estado solicitara el pago en especie debe asegurarle al concesionario que este criterio tenga cierta permanencia.

El poder concedente puede, a su criterio, disminuir hasta el 5% la Regalía.

En caso de prórroga hay un adicional del 3%, en cada sucesiva prórroga pero hasta un máximo del 18%.

Las concesiones no Convencionales pueden pagar una regalía adicional del 3%, hasta un máximo de 18%.

El artículo 28 de las Disposiciones Complementarias y Transitorias establece que el poder concedente puede reducir hasta el 25% el monto de las regalías aplicables a las correspondientes producciones durante los 10 años siguientes a la finalización del Proyecto Piloto para la Concesiones No Convencionales que lo soliciten dentro de los 36 meses desde la vigencia de esta ley 27007.

*El monto de las regalías debió haberse fijado en un valor mínimo de por ejemplo el 15% y dejar librado al ofrecimiento del concursante un monto mayor. Neuquén, por ejemplo, en negociaciones anteriores ya había obtenido el 18%.*

*Tampoco es admisible que se limite al monto de regalía el único ingreso que puedan obtener las jurisdicciones provinciales. Esto también debió haberse dejado a los ofrecimientos de los posibles postulantes en las licitaciones.*

*No se entiende el porqué de esta quita adicional a las concesiones no convencionales. Nuevamente otro beneficio indebido.*

- **Artículo 18°**

Se incorpora como artículo 91 bis a la ley 17319.

*Este artículo es inadmisibile.*

Prohíbe al Estado Nacional o a las Provincias reservar áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal.

Limita también a las Provincias que tengan empresas estatales con áreas reservadas al momento de la promulgación de la ley en análisis y que no cuenten con contratos de asociación con terceros a asociarse solamente con una participación en la etapa de desarrollo proporcional a las inversiones que realicen en ellas.

*De esta manera de aquí al futuro todas las cuencas sedimentarias en tierra o en La Plataforma Continental solo podrán explorarse y explotarse mediante el respectivo concurso, sin que (como ocurre en Brasil con Petrobras) se reservan a empresas estatales áreas especialmente atractivas y que sean usufructuadas por el Estado Nacional o los estados Provinciales.*

*Es una entrega incalificable y no alcanzo a comprender que razones de interés general pueden haber existido para tamaña decisión.*

**Los Artículos 19 al 22 forman parte del llamado Título II Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos.**

Este Título tiene como objetivo mantener la armonía con el Decreto 929 del 2013, que analizamos en el punto 5.8 como parte de la llamada Soberanía hidrocarburífera que se describió en el punto 5.7.

Podemos decir que la llamada Soberanía Hidrocarburífera era normada por la ley 26741 de mayo 2012 que esencialmente creaba el Consejo Federal de Hidrocarburos, enunciaba el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas y ponía en marcha la Expropiación de YPF Repsol.

El Decreto 1277 de julio 2012, creaba la Comisión de Planificación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

La Resolución 1 del 2013 creaba el Programa de Estímulo a la Inyección excedente de Gas Natural; el Decreto 929 de julio 2013 establecía el Régimen de Promoción de las Inversiones para la Explotación de hidrocarburos que era reglamentado por la Resolución 9 de Julio 2013 y por último el Decreto 927 de Julio 2013 que hacía referencia a los gravámenes por la importación de Bienes de capital destinados a estas actividades.

- **Artículo 19**

Como el Decreto 929 incorporaba al Régimen de Promoción de Inversiones para la explotación de Hidrocarburos aquellas que superaran los 1000 millones dólares a ser invertidos durante los 5 primeros años *y esta disposición pareció excesiva a algunas empresas se la disminuyó a 250 millones en los primeros 3 años. Esto implica una rebaja del 60%.*

El Decreto también otorgaba el beneficio de poder exportar y librar divisas para el 20% de la producción de hidrocarburos a partir del quinto año y los eximía del pago de derechos de exportación. Los mismos beneficios se otorgaban si no se autorizaba la exportación y los hidrocarburos se vendían en el mercado interno.

Este artículo 19 reduce a tres años el mencionado plazo y extiende al 60% los beneficios si los hidrocarburos provienen de locaciones costa afuera que superen los 90 metros entre la baja y alta marea.

*Estos beneficios implican un retorno a lo que disponían los decretos de la época de Menem atemperados y que la ley de Soberanía proclamaba equivocadamente haber derogado.*

*Siendo las divisas un bien escaso en Argentina esta disposición se establece para atraer inversores extranjeros a costa de bienestar general.*

*Nuevamente la búsqueda de conformar al inversor extranjero.*

- **Artículo 20**

Se reconocen los derechos otorgados a Proyectos de Inversión para la explotación de Hidrocarburos aprobados antes de la vigencia de la ley en análisis.

*Esto implica los surgidos de los fracasados Petróleo Plus; Refinación Plus y Gas Plus.*

- **Artículo 21**

*Teniendo en cuenta que la aprobación de la ley 27077 había provocado roces significativos con las Provincias productoras que consideraban que el Estado nacional avasallaba sus derechos, este artículo les otorga dos beneficios monetarios especiales.*

Un 2,5% del monto inicial del proyecto (oscilaría entre 6,25 y 25 millones de dólares) a ser aportados por las empresas dirigido a algo llamado Responsabilidad Empresaria.

Un monto, no determinado, por parte del Estado nacional para financiar obras de infraestructura social.

*El objetivo era "apaciguar" a las provincias productoras.*

- **Artículo 22**

Indica que las inversiones en Bienes de capital de las empresas involucradas pagarán los derechos de importación previstos en el Decreto 927 del 2013, ya mencionado.

### **Aquí aparece un Título III De Disposiciones Complementarias y Transitorias.**

#### **- Artículo 23**

Como las operaciones de la industria hidrocarburífera son consideradas poco amigables con el ambiente, y muy especialmente las destinadas al fracking, lo cual ha suscitado resistencia por parte tanto de pobladores aledaños a las ubicaciones de trabajo como de grupos de ciudadanos, este artículo promete establecer una legislación ambiental específica.

*Argentina cuenta con una excelente ley, la 25675, llamada Ley General del Ambiente, además de al menos 16 Leyes provinciales, destacándose en la primera 10 principios que hacen a la preservación del ambiente, en especial los de prevención y el precautorio.*

*Creo que los Estudios de Impacto Ambiental y las Audiencias Públicas deberían ser previos, obligatorios y condicionantes de las actividades hidrocarburíferas.*

*Es decir superar los impactos ambientales debería ser una restricción para el inicio de cualquier actividad en este sector.*

*Lamentablemente estos recaudos no han sido tomados ex ante y sólo queda tener "fe" en la buena praxis de las empresas (cosa que hasta el presente no han demostrado- hay ejemplos permanentes de "accidentes" ambientales en los campos hidrocarburíferos.*

#### **- Artículo 24**

Establece una fiscalidad uniforme en cada uno de los territorios donde se aplique la presente Ley 27007.

*Parece adecuado pues uno de los problemas de la atomización de las disposiciones en esta materia es generar una indebida competencia entre las provincias para atraer inversores ofreciendo cada una mejores beneficios que la otra.*

*La solución es volver a tener las empresas estatales YPF, Gas del Estado y de este modo con participación de las provincias en ellas evitar estos problemas de múltiple fiscalidad.*

#### **- Artículo 25**

Incorpora el programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas natural y el de Estímulo a la Inyección de Gas natural para empresas con inyección reducida (Resolución 60/13) a los beneficios de la de la ley 27007 y encomienda la administración a la Comisión Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

*Hay una proliferación de Comisiones y planes que generará, como ya lo ha hecho, más de un problema. Siempre lo simple es mejor que lo complejo en temas de legislación y Administración.*

#### **- Artículo 26**

*Correctamente, en los papeles, trata de unificar procedimientos.*



*La superposición de tareas y controles ha sido una característica de la Política Energética del actual gobierno y esto ha generado conflictos ente Ministerios y Secretarías que son de público conocimiento.*

- **Artículo 27**

Deroga el 62 de la ley 17319 que se refería a las regalías que debía tributar el Gas Natural.

*Se supone que este tema los resuelve el artículo 16 de esta ley que pasa a ser el 59 de la ley 17319.*

- **Artículo 28**

*Se trató al analizar el artículo 16.*

- **Artículo 29**

*Se trató al analizar el artículo 12.*

- **Artículo 30**

Deja sin efecto la transferencia de los Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación a ENARSA y estos pasan a la Secretaría de Energía de la nación. Si existieren contratos de asociación con ENARSA estos pasarán a ser permisos de exploración y Concesiones de Explotación.

*Aquí se evidencian dos cosas.*

*Una la inutilidad de ENARSA para la nueva etapa de conducción de la política hidrocarburífera de este gobierno.*

*La otra que se procede exactamente al revés de lo que sería aconsejable. Es decir se pueden convertir contratos de asociación, se supone con el Estado, en Permisos y Concesiones, figuras contractuales más propicias para el inversor privado que la Asociación.*

*Mi opinión es diametralmente opuesta, creo que habría que recrear la empresa estatal YPF y negociar con los permisionarios y concesionarios privados la transformación de estos contratos en asociaciones con YPF Estatal (esto lo ha hecho en gran parte Bolivia) para de esta manera tener el manejo seguro de la Política hidrocarburífera que, por supuesto, sería otra muy distinta a la que aplica el gobierno kirchnerista.*

- **Artículo 31**

Se refiere a los casos de aquellas provincias que tuvieran previos procesos de prórroga. Se les da 90 día para concluirlos y luego adaptarlos a lo que dispone la presente ley 27007 en su artículo 9º que sustituye el 35 de la ley 17319.

*Es coherente con la idea de uniformar todas las figuras contractuales a las nuevas disposiciones.*

## 6.2. Análisis General y Conclusiones

- Se trata de un remiendo de la vieja ley 17319. Esto no implica tener una nueva ley sino adoptar la muy vieja, de 1967 y que da para todo, a la “nueva” situación.
- En todo su articulado se pone en evidencia el deseo de atraer inversores privados extranjeros esencialmente para explotar los reservorios no convencionales. Como los argentinos tenemos conocimiento de gran parte de estas nuevas tecnologías y no parece conveniente arriesgarse a ser exportadores de una nueva materia prima (no hay país exportador de petróleo en el mundo que sea un ejemplo a imitar para Argentina, que debe industrializarse) no se ve la necesidad de otorgar concesiones a privados extranjeros.
- Para las tecnologías que no tenemos habría que haber aplicado el mismo procedimiento usado en 1974 cuando se compró una plataforma marina para que los técnicos argentinos aprendieran in situ las nuevas técnicas. Por supuesto la dictadura del 1976 vendió la plataforma.
- En cuanto a los montos de inversión si se va “despacio”, no se descuida la exploración convencional, y se tienen en cuenta los impactos ambientales de la explotación no convencional, con recursos propios, es decir con empresa estatal y asociaciones prudentes con tercero se puede salir adelante. La idea no sería exportar hidrocarburos sino conservarlos para las generaciones futuras y usarlos para la industrialización.
- Prácticamente los concesionarios de explotación, en cualquiera de sus formas (de áreas convencionales; No convencionales o de Plataforma marina) podrán convertirse en los hechos en propietarios de las reservas de sus concesiones, ya que el sistema de prórrogas sucesivas así lo posibilita. Esto equivale a la entrega del patrimonio hidrocarburífero del país Como adicionalmente, no se establece un límite al número de concesiones que una misma empresa puede tener la entrega se agrava al facilitar la presencia de Oligopolios.
- Al limitar la alícuota de regalías (no pueden superar el 18% y por el contrario pueden disminuir al 5%) las provincias y el Estado Nacional dejan de percibir una parte importante de la única fuente de apropiación de la renta hidrocarburífera que permite la Ley, ya que los Impuestos a las Ganancias e Ingresos Brutos no son una renta.
- La prohibición para que las empresas estatales (en la actualidad hay varias provinciales) o donde el Estado pueda tener participación (como por ejemplo en Sociedades Mixtas como YPF) puedan reservar áreas a su favor, implica que todas deberán concesionarse a privados. Esto es muy grave pues puede haber áreas geológicas. de muy bajo riesgo exploratorio y alta probabilidad de contener importantes reservas que podría ser conveniente pasaran al Estado y no se licitaran. En Brasil hubo una época en que este tipo de áreas se reservaba a PETROBRAS. En nuestro país la ley no permite ni siquiera reservarlas para la empresa mixta YPF SA.
- El Bono de Prórroga, dádiva a entregar a los estados provinciales, está relacionado con la magnitud de las reservas de las áreas y no se establece quienes harán la correspondiente Auditoría de Reservas. Pues debería ser el Estado ya que cuando se privatizó YPF se encargó la tarea a una consultora extranjera que las disminuyó para achicar el valor de la empresa.
- Está clara la intención de atraer empresas extranjeras al bajar el requisito del monto mínimo de Inversión a realizar a una cuarta parte de lo establecido en el Decreto 929.

- Se mantiene, aunque atenuado, el porcentaje de hidrocarburos y de divisas de libre disponibilidad por parte de los inversores extranjeros, lo cual implica aceptar el criterio de los tres decretos de la época menemista se efectivice o no la exportación.
- Se reconoce la inutilidad de ENARSA al quitarle la asociación que había hecho con empresas para actuar en la Plataforma marina.
- Se deja de lado una firme, clara y contundente defensa del ambiente, solo hay promesa de hacerlo, cuando ya se han autorizado las entregas de áreas para explorar y de concesiones para explotar sin que estos procedimientos hayan sido sometidos a estudios de impacto ambiental y audiencias públicas.
- Se continúa con la proliferación de Comisiones que no harán otra cosa que generar conflictos entre distintos organismos del Estado y los Estados Provinciales.
- Creemos que lo que se debió haber hecho es elaborar una nueva ley de Hidrocarburos que reemplazara a la vieja y emparchada 17319 de 1967, donde la ejecución de la Política Hidrocarburífera estuviera en manos de Empresas Estatales, recreando YPF Sociedad del Estado y Gas del Estado, ( con auténtica participación de las provincias en la gestión) al tiempo que se convirtieran todos los permisos de Exploración y Concesiones de Explotación en Contratos de Servicios o de Asociación con mayoría Estatal. Las asociaciones con empresas privadas deberían hacerse para obtener transferencia de tecnología cuando no se dispusiera de ella en el País y capacitación de recursos humanos. Los requerimientos de los planes de Inversión deberían surgir de la recreación del sistema impositivo que gravaba a los combustibles líquidos y gaseosos en los años 70 antes de la dictadura militar, más el aporte de fondos por parte de un Banco Nacional de Desarrollo y de un Banco Latinoamericano, tipo Banco Sur. La idea sería desarrollar preferentemente los recursos convencionales de hidrocarburos; ser muy cuidadosos con los no convencionales sin lanzarse a planes masivos de explotación, al igual que en la Plataforma marítima, asociándose mediante contratos de riesgo en las etapas exploratorias para concluir, de realizarse descubrimientos, en contratos de asociación con mayoría Estatal y sin libre disponibilidad de los hidrocarburos para la etapa de explotación. De esta manera se aseguraría la internalización de la Renta hidrocarburífera y el abastecimiento interno para las generaciones presentes y futuras de argentinos, usando estos recursos energéticos para una adecuada industrialización del País.

## **7. CONCLUSIONES SOBRE LA POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA DEL PERÍODO 2003 A 2014**

En primer lugar presentaremos algunos datos comparativos de conceptos de la industria hidrocarburífera, en general, entre el año 2002 y el año 2013.

Este lapso cubre, aproximadamente los gobiernos de Nestor Kirchner (Mayo 2003 diciembre 2007) el primer período presidencial de Cristina Fernandez de Kirchner (diciembre 2007 hasta diciembre 2011) y lo que lleva del segundo mandato (diciembre 2011 hasta diciembre 2014).

Nos ha parecido conveniente presentar, primero, estos pocos datos que dan una idea de los “resultados” de la política que aplicaron en el sector que estamos analizando.

Por supuesto lo energético no puede separarse de lo político, lo social y lo económico pero nos detendremos en el primer aspecto que es lo que interesa para este trabajo.

Después sacaremos conclusiones y haremos el balance, a nuestro juicio, de esta gestión, repito en el campo de lo hidrocarburífero.

## ALGUNOS NUMEROS

Concepto	Unidad	2002	2013
Reservas Comprobadas Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	472,7	370,3
Reservas Comprobadas Gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	777	329
Producción Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	43,95	32,4
Producción Gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	46,5	41,7
Pozos de Exploración Década del 70	Nº	115	
Pozos de Exploración De Exploración 2003-2013	Nº		51
Importaciones de Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	0,28	0,41
Importaciones de Gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	0,1	17,2
Exportaciones de Petróleo	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	15,7	2,3
Exportaciones de Gas Natural	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	5,85	0,0
Elaboración de Petróleo en Refinerías	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	30,2	30,7
Participación del PE en Oferta Interna de Energía Primaria	(%)	40,8	32,6
Participación del GN en Oferta Interna de Energía Primaria	(%)	46,9	54,1
Precio del Gas Oil en Surtidor	\$/litro	1,44 en abril 2006	11,20 en agosto 2014
Producción de PE de YPF	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	19,8	16,8
Participación de YPF en la producción total de PE	(%)	46	36,8
Producción de GN de YPF	10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	16,8	10,42
Participación de YPF en la producción total de GN	(%)	33,2	25,0
Precio del GN en Ciudad de Buenos Aires	\$/m <sup>3</sup>	0,291 julio 2007	1,13 agosto 2014

Fuente: Secretaría de Energía.

Como puede apreciarse prácticamente todos los conceptos incluidos muestran resultados negativos

- Cayeron apreciablemente las Reservas comprobadas y la producción de Petróleo y de Gas natural.
- Los pozos de Exploración, indicador de las inversiones de riesgo para reponer e incrementar las reservas, disminuyeron, en promedio, al 44% de los que realizaba YPF en los años 70.
- Subieron drásticamente las importaciones de Gas Natural y se pasó de ser exportadores de hidrocarburos a importadores y en magnitudes crecientes con el tiempo.
- Siguió la penetración del Gas Natural (el energético más escaso) en parte en reemplazo de los derivados de petróleo, y esto se visualiza con el aumento de la participación del Gas natural en la Oferta Interna Bruta de Energía del país.
- Como no se produjeron ampliaciones y cambios en las estructuras de las refinerías el crudo procesado se mantuvo estable, incluso en valores absolutos, y se debieron importar fuel oil y gas oil para sustituir al gas natural en la generación de electricidad, y naftas y gasoil para suplir la menguada oferta de las refinerías para atender la demanda del sector transporte y del Agro. Incluso en algunos años hubo problemas de abastecimiento de derivados líquidos y de Gas Natural, por lo que se transformó en costumbre la restricción en la oferta del Gas natural.

- La participación de YPF, la principal empresa hidrocarburífera Argentina, hasta el 2012 en manos de REPSOL, en la producción de Petróleo y Gas Natural disminuyó casi 9 puntos y aquí radica una de las causas, no la única, de la caída en la producción de ambos hidrocarburos y de las importaciones de Gas Natural.
- Las tarifas del Gas Natural estuvieron prácticamente congeladas lo cual originó un incremento desmesurado de subsidios al consumidor, especialmente al residencial, y la aparición de los Fondos Fiduciarios en el 2002. Esto originó la paralización de obras en las redes de distribución de las empresas. Como al mismo tiempo también se congeló, prácticamente, el precio del Gas natural en Boca de Pozo, los oferentes privados dejaron de explorar y explotar y esto también contribuyó a incrementar las importaciones del Gas Natural Licuado (con un costo de la caloría casi 6 veces mayor al valor reconocido en Boca de Pozo) (El proveniente de Bolivia costaba aproximadamente 3 veces más. Pero problemas de infraestructura de transporte para traerlo y falta de oferta en Bolivia restringieron el Gas Natural de este origen). Con los Planes Gas Plus que, hasta el presente, fracasaron el gobierno trató de dar un aliciente aumentando hasta 3 veces el precio del Gas en Boca de Pozo. En el caso del Gas Natural para usuarios residencial el incremento de las tarifas entre agosto 2014 y julio 2007 sería del 40% en moneda constante, pero hay recursos legales que están dificultando el aumento. En cambio los derivados de Petróleo, especialmente desde la aparición de YPF SA entre agosto 2014 y diciembre 2006, aumentaron mucho más que la inflación (7,8 veces en moneda corriente y casi 2 veces en moneda constante, para el caso del Gas oil o naftas).

### **Vayamos ahora a las objeciones de fondo a la política hidrocarburífera del kirchnerismo**

- La gestión, que estamos analizando, se definió y se define como “progresista”. Sí lo ha sido en otros terrenos como, por ejemplo el de los Derechos Humanos, pero de ninguna manera en lo referente a la conducción del sector Energético.

Prácticamente mantuvo la estructura normativa de los años 90. En el año 2004 pareció, con la creación de Enarsa, que cambiaba el rumbo, pero en los hechos esta deseada, por muchos, sustituta de la YPF Estatal, se convirtió en una Unidad de Negocios sin personal técnico adecuado y sin presencia real en las actividades productivas.

Reconocido el fracaso se intentó con una proliferación de Planes como el Petróleo Plus, el Refino Plus, el Gas Plus y el uso de los Fondos Fiduciarios revertir la declinación en la producción y exportación de hidrocarburos y el aumento de las importaciones.

Estos planes también fracasaron y en el año 2012 se recurrió a la Expropiación del 51% de las acciones de REPSOL-YPF para intentar otro camino. Ya hemos analizado este hecho más atrás y a fines del año 2014 es un poco temprano para juzgar la medida.

Sí podemos ver que se puso al frente de la Empresa, Sociedad Anónima y no del Estado, a una persona con vastos conocimientos del tema. Pero como YPF, como ya se mencionó, sólo posee una parte reducida de la Reservas y participación en la Producción de Hidrocarburos, pese a la buena performance, en el segundo aspecto, y que se ilustra en las Tablas siguientes, no ha podido siquiera retomar la participación que tenía cuando era de REPSOL.

**Producción de Petróleo**  
Miles de metros cúbicos  
Enero a Octubre de cada año

CONCEPTO	2010	2011	2012	2013	2014	Variación (%) 2010-2014
Pan American Energy	5416	5300	4872	4641	4748	-12,33
YPFSA	10150	8987	9444	9615	10471	3,16
Total	28955	26569	26745	26077	25701	-11,24
Participación de YPFSA (%)	35,05	33,8	35,3	36,9	40,7	5,65 puntos de ganancia

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

**Producción de Gas Natural**  
Millones de metros cúbicos  
Enero a Octubre de cada año

CONCEPTO	2010	2011	2012	2013	2014	Variación (%) 2010-2014
TOTAL Austral	11110	11440	11119	10328	9735	-12,38
YPFSA	9851	8867	8653	8689	9754	-0,98
Total	39588	37967	37031	34751	34515	-12,81
Participación de YPFSA (%)	33,1	23,4	23,4	25,0	28,3	4.8 puntos de pérdida

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

En cuanto a las **Importaciones de gas natural** (el problema cuantitativamente más grave) la Tabla siguiente muestra la evolución entre los años 2010 y 2014:

AÑO	MONTO	Volumen
	Millones de U\$S	Millones de m <sup>3</sup>
2010	826	3286
2011	2461	6398
2012	4015	8913
2013	5134	10095
2014	5273	11180
Variación 2014-2010	6,4 veces	3,4 veces

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

Es decir por si sola YPFSA no podrá autoabastecer de Petróleo y Gas Natural al País y bajar los saldos de Gas Natural importado.

**La “aparición” de los Recursos de Hidrocarburos No Convencionales**, quizá la causa de la Ley 2007, que la Agencia Internacional de la Energía publicitó, motivó primero los acuerdos de YPFSA con Chevron, y luego con otras empresas (estos aún en discusión) y de Otras Privadas independientemente de YPFSA (como EXXON, SHELL; Wintershall; Total Austral) todas en Neuquén en la formación Vaca Muerta. No vamos a referirnos aquí a este tema y para mayor información pueden consultarse los Trabajos siguientes:

-“Shale oil y Shale Gas “Nicolás Di Sbroiavacca, Documentos de Trabajo Fundación Bariloche, Agosto 2013;

-“Una Opinión sobre el fracking” Víctor Bravo Documentos de Trabajo Fundación Bariloche, Septiembre 2013;

-“Hydraulic fracturing 101 “George E. King Apache Corporation SEP 2012;

- “Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales”

- Thomas H. Darraha,b,1, Avner Vengosha, Robert B. Jacksona,c, Nathaniel R. Warnera,d, and Robert J. Poredae Edited by Thure E. Cerling, University of Utah, Salt Lake City, UT, and approved August 12, 2014

Sólo diremos que el riesgo que se asume es muy grande, ya que aún no está demostrado que los niveles aceptables iniciales de alta productividad de los pozos no convencionales se mantengan en esos niveles con el tiempo ;que si se intentara volver a exportar petróleo de este origen cometeríamos el mismo error de los años 90 agravado por los posibles impactos ambientales negativos de estas técnicas, que no están totalmente analizados cuando Argentina debe preservar los Hidrocarburos para las generaciones presentes y futuras ; que en general se está en busca esencialmente de petróleo, cuando como se ha visto, el problema hidrocarburífero principal es el Gas Natural; que en los últimos 10 años, se ha dejado prácticamente de explorar en las áreas convencionales, que son menos costosas que las no convencionales y de donde se pueden extraer no sólo Petróleo sino también Gas Natural; que las tareas de exploración explotación deben ser acompañadas con la consecuente construcción de los gasoductos troncales de evacuación (en este sentido tenemos los malos ejemplos de la demora en el aporte del Gas de la zona del mar Austral por las demoras la no construcción en tiempo de los gasoductos, así como la demora en el gasoducto NEA que permitiría traer gas de Bolivia, más barato que el GNL importado y que al mismo tiempo abastecería a la población y actividades productivas de esa zona que hoy carece del suministro.

- **La proliferación de normas** (Leyes; Decretos y Resoluciones) a veces sustituyendo o duplicando funciones (en este documento se mencionan más de 60) y superponiendo actividades de distintas secretarías y ministerios (Fue vox populis que la Secretaría de Energía prácticamente fue subsumida por el Ministerio de Planificación, cuyo Ministro fue realmente el verdadero Secretario de Energía Es conocida la advertencia, incluso escrita del Secretario de Energía, en el 2003 al Ministro De Planificación, sobre los riesgos del congelamiento tarifario y la aparición de los subsidios y Fondos Fiduciarios).

- **La política de Congelamiento de las tarifas de electricidad y Gas Natural**

La política de tarifas del sector energético ha estado totalmente distorsionada, y esto ha colaborado a generar un peso muy grande sobre el presupuesto del País. Es que la generalización de subsidios indiscriminados que bajo el pretexto de no querer afectar a los sectores de menores ingresos o morigerar la inflación, ha beneficiado indebidamente a sectores de medios y altos ingresos que podría pagar más por el Gas Natural y la Electricidad. En economía un principio que se utiliza es el de los subsidios cruzados donde los sectores de mayor nivel de ingreso pagan más por la unidad energética que los de menores ingresos y los sectores productivos de consumo final más que los de consumo intermedio (o sea tarifas unitarias más caras para los comercios que para las industrias).

Por el contrario los precios de los derivados de petróleo (Naftas, Gas Oil) han venido aumentando por encima de la inflación.

El impacto sobre la Balanza Comercial del País ha sido motivada esencialmente por las importaciones de Gas Natural Gaseoso y Licuado, Gas Oil y Fuel oil, que si bien todavía no

convierten en negativos los saldos, impide destinar fondos equivalente a otros usos productivos Ya mencionamos las causas de estas importaciones hidrocarburíferas (caída de la producción de Petróleo, Gas natural y Derivados de Petróleo).

**-Se dejó de invertir para aumentar la capacidad de refinación y la modernización de las refinerías.** Hace más de 20 años que no se construye una gran refinería de petróleo en el país. Esto se refleja en que la producción de naftas y gas oil no alcanza a satisfacer la demanda, más allá de la disminución en la producción de crudos livianos tipo Medanita Esto incrementó las importaciones especialmente de gas oil, y en algunos casos incluso de naftas, con el consiguiente efecto sobre la Balanza Comercial.

**- Se dejó de invertir en Gasoductos Troncales y de distribución** para abastecer el mercado interno y todavía existen regiones del País (por ejemplo el NEA) que no poseen Gas Natural y allí las familias deben abastecerse con Gas Licuado de Petróleo, que es mucho más caro que el Gas natural, Esta situación perjudica esencialmente a los sectores más pobres de la población.

**- Se dejó de invertir en las Plantas de recuperación de GLP** del Gas natural, entre otras razones por la caída en la producción de gas natural Esto bajó la oferta de GLP o gas en garrafas, combustible que consumen, esencialmente, los pobres. Esto genera en algunas regiones el sobre uso de electricidad con fines calóricos (calefacción, cocción y calentamiento de agua) facilitado por las estructuras de tarifas (Es más barato usar Electricidad para los usos calóricos que GLP).

## 8. QUÉ ES LO QUE HABRÍA QUE HACER

Luego de formuladas las observaciones a la política hidrocarburífera del período 2003- 2014 parece necesario hacer algunas propuestas alternativas

Un presupuesto previo.

Sin un **Plan de Desarrollo Integral y Sustentable** que de una idea del tipo de País que los argentinos quieren en el mediano y largo plazo toda política energética dejará de tener sustento

Como la energía, al menos en Argentina, es un satisfactor de necesidades del sistema socioeconómico, la calidad, cantidad y diversidad de la misma responderá al modelo de país que se decida.

De otra manera lo hará el mercado o mejor los Bancos

- i) Recrear la **Planificación Energética** como indicador de la asignación más adecuada de los recursos energéticos y que tenga como objetivo principal asegurar el abastecimiento de energía en cantidad y calidad que requiere el sistema socioeconómico no sólo el de las generaciones presentes sino el de las futuras. Estos planes deberán ser independientes de los períodos de gobierno y deberán ser actualizados anual o bianualmente.
- ii) Hacer que la **Secretaría de Energía**, o Ministerio a crear, se jerarquice y sea la encargada de aplicar las Políticas del Plan Energético y no como ha sido durante



muchos de los años del período analizado la **no planificación**, tremendamente cortoplacista, en manos del Ministerio de Planificación o como es actualmente del Ministerio de Economía.

- iii) Recrear los **Sistemas de Información Energética** recuperando por ejemplo los Boletines anuales de Combustibles y de Electricidad, por supuesto mejorados y llevados a medio electrónico y que facilitaban muchísimo las tareas de los estudiosos de la energía.
- iv) Elaborar un **Código Energético y una nueva Ley de Hidrocarburos**, rectores de la actividad en todo el país. Es que la reforma constitucional transfirió los recursos naturales al dominio exclusivo de la Provincias y esto está generando, para ser suave, desequilibrios y asimetrías en el manejo de dichos recursos y hace muy difícil diseñar y aplicar una política energética coherente Este Código debería ser elaborado por el Congreso Nacional.
- v) **Un fuerte Papel de los Entes Reguladores de Energía.** Mientras subsistan las empresas energéticas privadas sus planes anuales y de mediano plazo deberán ser controlados en su cumplimiento por estos entes. asegurando que sean compatibles con los Planes Energéticos y particularmente que cumplan en tiempo forma los planes de Inversión. De esta manera se aseguraría el suministro de todas las energías en cantidad, calidad y tiempo. Las empresas energéticas públicas, también debería estar sujetas a las normas que establezcan los Entes.
- vi) En general **no se propiciará la exportación masiva de energéticos**, salvo en el caso de interconexiones y acuerdos con los países de América Latina y El Caribe o de descubrimientos excepcionales. En este último caso se debería seguir una política similar a la de Noruega y no la Nigeria, y utilizar los recursos excedentes para mejorar la calidad de vida de la población, asegurar el abastecimiento de las generaciones futuras e industrializar el País. Es decir romper con la política de exportar materias primas e importar bienes industrializados.
- vii) Una condición necesaria para que pueda implementarse una política energética que contemple los intereses presentes y futuros del país y de sus habitantes es la **recreación de las Empresas Estatales Energéticas**, cada una con su ámbito de influencia y coordinadas a través de la Secretaría de Energía.

Pero estas Empresas deben tener autonomía de gestión, su personal directivo debe ser seleccionado por concurso y no por amiguismo partidario político, deben presentar anualmente sus Planes insertados en el Plan Energético Nacional, deben rendir cuentas de sus acciones en cuanto al cumplimiento de las metas contenidas en el Plan, no sólo las de producción y ser Federales es decir las Provincias deben integrarse a sus directorios y participar no sólo de las decisiones sino de los “ beneficios “ que las Empresas produzcan

Quizá el modelo, adoptado a nuestra realidad, sea el de empresas como Electricidad de Francia y sus contratos de Plan.

Las Provincias deben integrarse a los directorios de las empresas de manera de no ser sólo receptoras de las regalías.

De esta manera los recursos naturales existentes en territorios provinciales serán ahora de las provincias y de la nación y lo mismo deberá ocurrir con los energéticos existentes en aguas marinas

Como hoy no existen empresas energéticas nacionales y en caso de los hidrocarburos las empresas privadas ejercen en los hechos el dominio de los recursos existentes en sus concesiones parece importante elaborar una nueva Ley de hidrocarburos que reemplace a la inadecuada, para los fines aquí propuestos analizar detenidamente la ley de hidrocarburos 17319 vigente reformada por la 2007; en especial en cuanto al cumplimiento de las inversiones y buena praxis, y en caso de incumplimiento revertirlas al patrimonio estatal.

En este camino habría que suspender la extensión de los contratos de concesión que están haciendo las provincias, revisar las otorgadas y convertir los permisos de exploración y esas concesiones de explotación en contratos de servicio o de asociación con mayoría de la YPF estatal y sin libre disponibilidad ni de divisas ni de petróleo y Gas Natural

Los dos puntos que siguen hay que analizarlos en el siguiente contexto que dará una idea de la magnitud del “negocio” de los hidrocarburos en Argentina

La venta de Derivados de Petróleo más las exportaciones y menos las importaciones generaría en el año 2014 no menos de 33000 millones de dólares anuales al cambio oficial.

El Valor Económico de las Reservas de Petróleo y Gas Natural, al de precios internacionales, alcanzaría los 214000 millones de dólares

#### **viii) ¿Pero cómo se financiará la realización de las obras energéticas?**

Hace años gran parte del financiamiento de las obras energética, provenía de los impuestos a los combustibles que eran asignados para construir centrales hidroeléctricas, nucleares y convencionales y para construir las redes de gasoductos del país.

Durante los 90 se privatizó todo y el Estado delegó en las empresas privadas la realización de las inversiones porque “el mercado era un buen asignador de recursos”

Esta política continuó con los gobiernos posteriores

Pero el empresario privado debe responder a los intereses de sus accionistas y estos no necesariamente son coincidentes con lo que el país necesita en cuanto al tipo y oportunidad de las obras

El objetivo de hacer más transparente el mercado y más competitivo prácticamente no se cumplió y las consecuencias están a la vista

Además de la buena gestión y de los recursos provenientes de los impuestos a los combustibles, vía Fondo de Energía, se pueden obtener recursos de los créditos de proveedores de equipos, de Bancos Multilaterales, de un Banco Regional tipo Banco Sur, de la recreación del Banco Nacional de Desarrollo (es decir redireccionar el sistema bancario actual) y asociar mediante emisión de bonos a los argentinos

ix) **¿Pero qué papel le cabe al empresario privado en este esquema?**

En forma muy general puede decirse que el equipamiento del sector energético en Argentina requiere de entre un 5 a 8% del PBI, dependiendo del atraso de obras y de crecimiento de la demanda, que como se dijo se pretende sea atenuada por el Ahorro Energético

Entonces el Sector Privado que quiera vincularse a la Energía deberá reconvertirse, dejar la operación de los yacimientos y las centrales eléctricas, gasoducto, etc., a las empresas estatales y dedicarse a la fabricación e instalación de los equipos que requiere la actividad

Para ello dispondrá del poder de compra de las empresas estatales que puede oscilar entre los 15000 y 20000 millones de dólares año (esto surgirá de los Planes Energéticos que se elaboren)

Parece que este papel de empresarios puede resultar más útil al país que el de los actuales “empresarios” participantes argentinos en YPFSA

Esta “argentinización” de YPF se parece bastante a la de los viejos contratistas de YPF, cuando algunos, crearon su imperio sin prácticamente ningún riesgo empresario

x) **La política de Precios y Tarifas de la Energía**

La forma más genuina que tiene una empresa de financiar la capacidad de su estructura productiva es mediante los ingresos que percibe por la venta de sus productos

En el caso del sector energía no es habitual que una empresa pública o privada autofinancie la totalidad de sus inversiones. Es que muchas veces hay que realizar inversiones cuantiosas que maduran varios años después.

Por eso se suele recurrir al crédito bancario y al de proveedores y a veces a la capitalización de la empresa.

De todas maneras no es conveniente que los ingresos propios no alcancen para cubrir una parte más o menos importante de las inversiones.

En el País se está aplicando una errada política de precios y tarifas de los productos energéticos, especialmente para la electricidad (se dice que las tarifas apenas cubren el 20% de los costos) y el Gas natural, cuyos valores de venta al consumidor final están muy bajos

El caso de los derivados del petróleo es distinto y los precios actuales, medidos en dólares constantes por litro, para el Gas Oil y la Nafta Súper están hoy por encima de los vigentes durante la convertibilidad

Las bajas tarifas para la electricidad y el Gas Natural son “compensadas”, en parte, a las empresas a través de una política de subsidios globales que ha generado una situación cuya salida puede ser muy traumática. Es que los subsidios a los combustibles se llevaron cerca de 26000 millones de pesos en el año 2010 y las importaciones totalizaron casi 7000 millones de dólares.

Los fondos fiduciarios han sido otro instrumento para que empresas privadas se hicieran con la propiedad de centrales eléctricas

En consecuencia sería adecuado un paulatino incremento de las tarifas medias de la electricidad y del Gas Natural para no repetir la traumática salida del plan de convertibilidad

Al decir de las tarifas medias se están proponiendo subsidios cruzados entre los distintos tipos de usuarios para que los que más consumen paguen mas cara la unidad consumida que los que tienen consumos bajos y los comercios más que las industrias

Es decir hay que revisar las estructuras tarifarias. Esto no debe ser una política para la coyuntura sino que debe ser la política tarifaria del País.

Por supuesto si la operación del sector estuviera en manos de empresas estatales la implementación sería más sencilla, porque los valores deberían cubrir los costos y una adecuada expansión de la capacidad productiva y no destinar montos a los accionistas dueños de las empresas privadas.

**xi) En síntesis**

- Plan Nacional integral de Desarrollo Sustentable del País
- Planificación Energética
- Recreación del poder de decisión de la Secretaría de Energía
- Elaboración de un Código Energético y una nueva Ley de Hidrocarburos
- Recreación de las Empresas Estatales Energéticas de carácter Nacional y Federal
- Recreación del Fondo de Energía a partir de los impuestos a los Derivados de Petróleo y Gas natural (que son energías no renovables y están presionando mucho sobre la estructura de Matriz Energética) para el financiamiento de parte de la expansión de la capacidad productiva, incluido el riesgo minero que implica la exploración
- Asignar al sector privado el papel de proveedor de los equipos e insumos que demanden las inversiones de las empresas
- Recrear el Banco Nacional de Desarrollo como fuente genuina de financiamiento de parte de las inversiones del Sector
- Reformular otra estructura de precios y Tarifas para salir paulatinamente del cuasi congelamiento actual y que además sirva de instrumento para modificar la Matriz energética y de Generación de Electricidad

Para terminar no será posible instrumentar una Política Energética al servicio de las generaciones presentes y futuras del País si no se recrean las Empresas Estatales de Energía.

## **9. BIBLIOGRAFÍA**

### **9.1. LIBROS, DOCUMENTOS Y ARTÍCULOS DE REVISTAS**

- V. Bravo "Legislación de los Hidrocarburos en Argentina" Fundación Bariloche 1971
- R. Kozulj, V. Bravo con la colaboración de N. Di Sbroiavacca" La política de Desregulación Petrolera en Argentina. Antecedentes e Impactos" Bibliotecas Universitarias Centro Editor de América latina-1993
- V.Bravo "¿Por qué Privatizar YPF?" Realidad Económica IADE N° 110- 1992
- V.Bravo "¿YPF SA ¿Y ahora qué?" Realidad Económica IADE N° 117- 1993
- N. Di Sbroiavacca " Shale oil y Shale Gas en Argentina" Documento de Trabajo FB 2013
- V.Bravo "Una Opinión sobre el fracking" Documento de Trabajo FB 2013
- V.Bravo" La matriz Energética Argentina" FB 2012
- G.E. King "Hidraulic Fracturing 101" Apache Corporation Sep.2013
- T.H. Darrha y otros" Noble gases identify the mechanisms wáter Wells overly the Marcellus and Barnett Shales" University of Utah Salt Lake City August 12 2014

### **9.2. LEYES, DECRETOS Y RESOLUCIONES**

- Ley 17319 / 1967
- Código de Minería 1886
- Ley 12161 /1935
- Constitución Nacional 1949
- Ley 14773/1958
- Decreto 1445 5/8/85
- Decreto 1443 1985
- Decreto 633 1987
- Decreto 1812 1987
- Ley 23696 1989
- Ley 23697 1989
- Ley 23928 1991
- Decreto 1224 1989
- Decreto 1225 1989
- Decreto 1757 1990
- Decreto 2408 1991

- Decreto 1055 1989
- Decreto 1212 1989
- Decreto 1589 1981
- Decreto 2278 1990
- Ley 24145 1992
- Decreto 1108 1993
- Constitución Argentina 1994
- Ley 24474 11/4/95
- Decreto 628 Julio 1997
- Decreto 857 Julio 1998
- Ley 25565 6/3/2002
- Ley 26337 28/12 2007
- Decreto 786 2002
- Decreto 180 2004
- Resolución 5 2010
- Resolución 209 2014
- Ley 26095 2006
- Decreto 310 Febrero 2002
- Ley 25561 2002
- Decreto 806 Mayo 2004
- Decreto 809 13 /5/2002
- Decreto 645 26/5/2004
- Decreto 526 22/10/2002
- Decreto 335 11/5/2004
- Decreto 336 11/5/2004
- Decreto 337 11/5/2004
- Resolución 532 agosto 2004
- Ley 26217 2007

- Resolución 394 15/11/2007
- Resolución 1 2013
- Resolución 803 22/10/ 2014
- Resolución 99 2013
- Ley 25943 10/10/2006
- Decreto 1955 4/11/2004
- Decreto 546 6/8/2003
- Ley 26154 27/10/2006
- Ley 26197 2007
- Ley 26360 2008
- Resolución 459 12/7/2007
- Resolución 121 3/3/ 2008
- Resolución 1451 12/12/2008
- Decreto 287 19/12/2008
- Decreto 2014 25/11/2008
- Resolución 24 6/3/2008
- Ley 26741 4/5/2012
- Ley 21499 1977
- Decreto 1277 25/7/2012
- Decreto 1 18/1/2013
- Resolución 60 2013
- Resolución 83 2013
- Ley 25675 27/11/2002
- Decreto 929 11/7/2013
- Decreto 1277 2013
- Resolución 9 15/7/2013
- Decreto 927 8/7/2013
- Ley 26020 7/4/2005

- Resolución 792 28/6/2005
- Decreto 1539 19/11/2008
- Resolución 1083 1/10/2008
- Resolución 532 22/5/2014
- Ley 26190 2/1/2007
- Decreto 562 10/5/2009
- Ley 26093 12/5/ 2006
- Ley 26334 1/1/2007
- Resolución 1125 30/ 12/2013
- Ley 26942 17/6/2014
- Resolución 44 16/9/2014
- Resolución 179 28/11/2014
- Decreto 140 21/12/2007
- Resolución 24 15/1/2008
- Resolución 8 24/1/ 2008
- Resolución 745 2005
- Ley 27007 octubre 2014
- Resolución 1077 del 29 de diciembre 2014
- Decreto 2579 del 30 de diciembre 2014



**ANEXO: TEXTO DE LA LEY 27007 DEL 30 DE OCTUBRE 2014****Ley N° 17.319. Modificación.****Sancionada: Octubre 29 de 2014****Promulgada: Octubre 30 de 2014**

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

## Título I

## Modificaciones a la ley 17.319

**ARTICULO 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:

1er. período hasta tres (3) años.

2do. período hasta tres (3) años.

Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Exploración con objetivo no convencional:

1er. período hasta cuatro (4) años.

2do. 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 6°** — Incorporase 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 1000 centipois).

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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 km<sup>2</sup>).

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

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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:

1er. Período: doscientos cincuenta pesos (\$ 250).

2do. 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 Km<sup>2</sup> 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 Km<sup>2</sup> 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).

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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

**ARTICULO 19.** — El Estado nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/13, a 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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 Empresaria, 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.

**ARTICULO 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

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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 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, 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.



**ARTICULO 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.

**ARTICULO 27.** — Derógase el artículo 62 de la ley 17.319 y sus modificatorias.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 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.

Exceptúase de dicha reversión a los permisos de exploración o concesiones de explotación existentes a la entrada en vigencia 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.

**ARTICULO 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.

**ARTICULO 32.** — Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES,  
A LOS VEINTINUEVE DIAS DEL MES DE OCTUBRE DEL AÑO DOS MIL CATORCE.

— REGISTRADO BAJO EL N° 27.007 —

AMADO BOUDOU. — JULIAN A. DOMINGUEZ. — Lucas Chedrese. — Juan H. Estrada.