



IDICSO

Instituto de Investigación en Ciencias Sociales
Facultad de Ciencias Sociales
Universidad del Salvador

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

© IDICSO.

Documento de Trabajo N° 22

Mayo 2004

¿Crisis Energética en Argentina?

Diagnósticos para comprender
qué hay detrás de la "crisis"

RICARDO ANDRÉS DE DICCO

Con Prólogo de Gustavo O. Lahoud

<http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso>

Hipólito Yrigoyen 2441 – C1089AAU Ciudad de Buenos Aires – República Argentina

TABLA DE CONTENIDOS

Prólogo	1
1. El programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, su impacto en la relación reservas producción hidrocarburífera del país y la conformación del oligopolio petrolero	5
1.1. Introducción	5
1.2. Dinámica e implementación del programa de privatización de YPF	6
1.3. Impacto del programa de privatización sobre la relación reservas producción de hidrocarburos	15
1.4. El oligopolio petrolero	28
2. La planificación estratégica de Repsol YPF y las ganancias extraordinarias realizadas en Argentina	37
2.1. Introducción	37
2.2. El capital social del grupo Repsol YPF	37
2.3. Las ganancias extraordinarias del grupo Repsol YPF en Argentina	39
2.4. Principales indicadores por áreas de negocio	44
2.5. "Plan estratégico 2003-2007"	49
3. El oligopolio petrolero y su responsabilidad en la formación de los precios de combustibles y las tarifas de servicios públicos, en las exportaciones y en el desabastecimiento del mercado interno	51
3.1. Introducción	51
3.2. Precios de combustibles y tarifas de servicios públicos	51
3.3. Tarifas del gas, exportaciones y desabastecimiento del mercado interno	57
A modo de conclusión	71
Referencias bibliográficas	75

ANEXO I, Datos del Informe Anual y del Informe por Áreas de Negocios de Repsol YPF:
http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf

ANEXO II, Plan Energético Nacional (2004-2008):
http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo2_sdti022.pdf

ANEXO III, Proyecto de Ley de creación de Energía Argentina S.A. (ENARSA):
http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo3_sdti022.pdf

ANEXO IV, Gas Natural, Resolución N° 208/2004:
http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo4_sdti022.pdf

Notas sobre el autor

RICARDO ANDRÉS DE DICCO

- ❑ Tesista de Lic. en Sociología, Universidad del Salvador (USAL).
- ❑ Coordinador del Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO, USAL.
- ❑ Investigador Principal, Área Recursos Energéticos y Planificación, IDICSO, USAL.
- ❑ Investigador Independiente, Instituto de Energía e Infraestructura, Fundación Arturo Illia.
- ❑ Co-Director del Área Política Internacional y Energía, Centro de Pensamiento Político Latinoamericano (CEPPLA).
- ❑ Analista energético del Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO).

Dirigir comentarios a la siguiente casilla de correo electrónico: idicsoenergia@yahoo.com.ar

Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO: idicso@yahoo.com.ar

Área Recursos Energéticos y Planificación: <http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/energia>

Prólogo

por **Gustavo O. Lahoud** *

Antes de encarar unas breves reflexiones sobre este importante aporte, me gustaría desgranar unos pocos comentarios sobre lo que han sido las transformaciones estructurales encaradas en la economía argentina durante la década de los '90, bajo el y triste y celeberrimo apotegma del **Consenso de Washington**. Justamente, considero crucial comenzar con esta breve caracterización, ya que la propia gestión del asunto energético en la Argentina, se ha operado bajo las ruinosas formas enmarcadas en la lógica ideológica neoliberal del referido programa de reestructuración económica.

Básicamente, esas modificaciones del entorno económico, supusieron el retiro masivo del Estado de un conjunto de actividades productivas estratégicas y de los mismos roles asociados a la protección social de las comunidades, al aseguramiento de niveles adecuados de inclusión social mediante bienes públicos garantizados históricamente como la salud, educación, justicia, seguridad social y previsión, todo lo cual se enmarcaba en el así denominado Estado de Bienestar, cuya materialización, de manera más o menos completa, hemos conocido después de la Segunda guerra mundial.

En ese sentido, se privilegiaron políticas de apertura comercial-financiera irrestrictas, procesos de privatizaciones a gran escala, reducciones ortodoxas del gasto público, profundización de programas de reformas que consolidaban una matriz de ajuste estructural de las economías latinoamericanas, con su contraparte ominosa, manifestada en la creciente exclusión social como nuevo fenómeno socio-político y cultural que llegó para quedarse. Asimismo, los procesos de extranjerización de las economías y de permanente pérdida de capacidad de formación de capital endógeno a partir de deficientes tasas de ahorro interno, incrementaron aun más los tradicionales cuellos de botella del sector externo de las economías latinoamericanas, generando una dinámica de endeudamiento cíclico y permanente, que coloca una auténtica cuña sobre el margen de maniobra de nuestros países y sobre nuestras posibilidades de desarrollo genuino.

En definitiva, estas reformas han cerrado un ciclo que en nuestro país había comenzado ya con la dictadura militar de 1976-1983, profundizando y cristalizando un inédito proceso de exclusión social, cuya contrapartida perfecta ha

* **Gustavo Lahoud**. Lic. en Relaciones Internacionales, Universidad del Salvador (USAL). Inscripto en la Maestría en Defensa Nacional, Escuela de Defensa Nacional. Docente de la Escuela de Relaciones Internacionales, Facultad de Ciencias Sociales, USAL. Investigador Principal del Área Relaciones Internacionales de América Latina, IDICSO, USAL. Investigador Principal del Área Recursos Energéticos y Planificación, IDICSO, USAL. Investigador Independiente del Instituto de Energía e Infraestructura, Fundación Arturo Illia. Co-Director del Área Política Internacional y Energía, Centro de Pensamiento Político Latinoamericano (CEPPLA). Partícipe del Grupo Galileo de Estudios Internacionales, Económicos y Sociales.

sido la fuga de divisas, el creciente endeudamiento y el literal vaciamiento del Estado y la explotación depredadora de nuestros recursos, propiciado todo ello, por la destrucción de las funciones reguladoras del Estado, a partir de la aplicación de este tipo de políticas.

Precisamente, el sector energético es aquel donde más ferozmente ha cristalizado este carnaval infame de **aregulación**, que, a mi juicio, es la correcta forma de referir las transformaciones que han ocurrido en el mismo.

En virtud de todo ello, la propuesta que el autor de la obra nos hace no tiene, en la presente coyuntura, sucedáneos parecidos en términos del análisis, comprensión e interpretación profunda de uno de los conflictos de poder más graves por los que hoy debemos transitar como comunidad, y que es el relacionado con el **carácter estratégico de los recursos energéticos**.

En tal sentido, propongo la reflexiva y serena lectura de este enjundioso trabajo, a través de tres ejes fundamentales que, por lo menos desde la óptica de quien prologa, deben considerarse no sólo para el ejercicio comprensivo en sí, sino para comenzar a desandar un camino de necesario y urgente debate público sobre la cuestión energética.

En primer lugar, el autor nos desasna sobre la forma en que se ha operado en la Argentina uno de los latrocinios más graves en lo que hace al manejo, control y explotación de los recursos hidrocarbúricos, develando no sólo la particular estructura monopólica y oligopólica de la gestión del negocio en toda la extensión de la cadena de valor energético, sino, además, una cuestión que se desprende de la misma estructura de apropiación y uso intensivo y depredador del recurso, que es lo que denomino **renta extraordinaria** obtenida por Repsol YPF desde hace por lo menos una década. En tal sentido, las propias condiciones en las que se concibió la explotación de estos vitales recursos para nuestra viabilidad económica y productiva, provocaron un inédito y pocas veces visto proceso generalizado de **exacción** y depredación económica, cuya permanencia estaba y está aun hoy asegurada a través de un perverso mecanismo de apropiación de renta petrolera y gasífera, que se concreta en las condiciones leoninas en las que están pactados los precios de **venta interna** del producto que, amén de estar nominados en **moneda dólar** –lo cual en sí mismo es ya una grave anomalía–, más que septuplican el valor real en dólares de producción de un barril de crudo que las principales productoras como Repsol YPF o Petrobras tienen en el mercado interno. Esta alarmante situación, de la cual muy pocos analistas especializados dan cuenta, implica, además, una fuerte y clara distorsión de precios relativos, propiciada por la connivencia público-privada, generando, entonces, un problema adicional en términos de costos que transita toda la estructura tecno-productiva del país. Por cierto, el autor tiene el mérito, en este orden argumentativo, de separar y desmenuzar la información que importa y que siempre se mantiene oculta al interés de la comunidad de ciudadanos, marcando, con ello, un interesante punto de

partida que espero tenga lógica continuidad en próximos esfuerzos que creen conciencia y docencia en estos temas tan caros a nuestro nivel de vida y a nuestro futuro mismo.

El segundo eje que propongo a fin de encarar una atenta lectura de este trabajo, está relacionada con el **status jurídico** que tienen los recursos energéticos como parte de los recursos naturales renovables y no renovables en nuestro país. Con esto me refiero al hecho incontrovertible de que la regulación jurídica de los mismos ha sufrido un dramático cambio que se ha expresado en la misma letra de la **Constitución Nacional** reformada en el año 1994. Para ser más precisos, estoy haciendo referencia a una modificación que ha entrañado ya consecuencias irreparables para la **unidad soberana** de nuestro país en materia de decisiones estratégicas relacionadas con la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos en toda la extensión de nuestra Patria y con el propio manejo de los mismos en función de la existencia o no de fórmulas que resguarden el uso racional del recurso en orden a un desarrollo sustentable y armónico en el mediano y largo plazo. En este sentido, entonces, esa reforma ha incorporado, en el artículo 124, lo que se ha dado en llamar la **propiedad provincial** de los recursos en toda la integralidad del concepto, es decir, desde la propiedad de los suelos hasta el manejo de los procesos que llevan a la explotación de los recursos. Este fatídico hecho político, propiciado por nuestra élite política, ha roto una tradición histórica en términos de la regulación del régimen de propiedad de estos recursos estratégicos, que ha reconocido existencia no solo jurídica- materializada en el viejo artículo 40 de la Reforma Constitucional de 1949, que aseguraba con carácter **indivisible** la propiedad de los mismos en manos del Estado Nacional-, sino también fáctica, a través de la costumbre hecha norma por los primeros gobiernos radicales que estrategizaron, por primera vez, la gestión y el control de estos bienes que son de toda la comunidad argentina. Los últimos años, precisamente, han sido amargos testigos de alarmantes decisiones que dirigentes provinciales en connivencia con el Gobierno nacional han adoptado en torno al manejo de los recursos petroleros y gasíferos, siendo el caso del yacimiento de Loma de La Lata en Neuquen, el proceso más agravante e impúdico en términos de enajenación completa y depredadora del recurso. Por ello, se impone la urgencia de **modificar el mismo cuadro jurídico-constitucional** en el que hoy están operando las empresas energéticas, ya que las cadenas de vulneraciones al sentido común y a la legalidad que se han acometido a partir de esta vergonzosa realidad, han sido escalofriantes no solo para el propio futuro del negocio, sino para la misma comunidad que ha sufrido desde los efectos del desempleo hasta la contaminación a gran escala en todos los puntos geográficos del país en donde se explotan yacimientos de hidrocarburos.

Un tercer eje que propongo, está relacionado con una reflexión sobre las **élites de poder** que han asolado América Latina y, más particularmente, nuestro país, en donde se ha gestado una espantosa e impúdica convivencia entre los sectores

públicos y privados, una de cuyas manifestaciones más oprobiosas es la misma característica **parasitaria y depredadora** que el sector de la élite petrolera ha asumido en la Argentina, aunque, en esta particular coyuntura histórica, el proceso se ha transformado en **planetario y trasnacional**, ya que las mismísimas autoridades estadounidenses son, en sí mismas, la otra cara de la moneda, la contrafigura en el espejo, de los intereses petroleros y gasíferos de los EE.UU. que se han hecho con el mismísimo gobierno ya sin mediaciones corporativistas de ningún tipo. Entonces, es necesario leer este trabajo tratando de armar el complicado rompecabezas de intereses cruzados que hoy intervienen de las más diversas formas en todo el mundo y, particularmente, allí donde la existencia de reservas de estos recursos no renovables, hace que se planteen caminos de **intervención directa y agresión armada**, con la explícita aunque no confesada intención de controlarlos directamente, mediante una nueva configuración del poder **hegemónico** de los EE.UU., aunque, en este momento histórico, debemos mirar con mucha atención cómo el resto de las potencias europeas forman parte ineludible de este directorio que ya asume tareas conjuntas en la gestión de estos intereses comunes, a pesar de toda la parafernalia discursiva que se ha generado luego de la invasión de Irak desde hace más de un año.

Finalmente, como parte de la comunidad argentina, nos quedan muchas tareas por realizar; en principio, hoy asume un rol estratégico la necesidad de informar cabalmente sobre la verdadera realidad que encubrieron las transformaciones de los '90 en materia energética. Asimismo, incentivar el estudio profundo en términos revisionistas sobre las tropelías acumuladas en estos años de desatino, es más que urgente en los ámbitos académicos, donde campea una proverbial ignorancia sobre este tipo de cuestiones que hacen directamente al interés nacional vital y permanente de toda la comunidad. Por ello, el esfuerzo notable encarado por Ricardo De Dicco en este trabajo, debe servir como acicate para comenzar a organizar una **resistencia activa** que informe, ayude a construir alternativas dirigidas a la concreción de planes verdaderamente alterativos del penoso estado de cosas en materia energética y permita, en definitiva, recuperarnos a nosotros mismos como parte de la comunidad argentina. El esfuerzo bien lo vale, y ojalá seamos muchos los que nos encontremos en esa noble y altruista tarea.

Gustavo Omar Lahoud. Buenos Aires, 12/Jun/2004.

1. El programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, su impacto en la relación reservas producción hidrocarburífera del país y la conformación del oligopolio petrolero

1.1. Introducción

El programa de privatización y aregulación¹ del sector hidrocarburífero se desarrolló en el marco de las reformas estructurales amparadas por las leyes 23696 y 23697 (de Reforma del Estado y de Emergencia Económica, respectivamente, ambas del año 1989) y una serie de decretos, que aquí tomaremos a título ilustrativo los siguientes: 1212/89, 2778/90 y 2408/91. En su conjunto, esta serie de decretos determinaron las características que tomaría el mencionado programa, en consonancia con las medidas de ajuste estructural del modelo neoliberal de crecimiento económico devenido del Consenso de Washington,² hasta su definición con las leyes de privatización de Gas del Estado (Ley N° 24076) y de YPF (Ley N° 24145), ambas sancionadas en el año 1992. Cabe señalar que las bases y cimientos dejados, con sangre y subversión política y económica, por la Dictadura Militar (de 1976-1983) propiciaron de manera favorable las reformas estructurales, beneficiosas únicamente para el poder económico y financiero concentrado, realizadas desde la primer administración Menem en adelante.

Por consiguiente, las políticas económicas devenidas del Consenso de Washington en América Latina y especialmente en Argentina impusieron la sustitución de la soberanía nacional (que el pueblo delega en el Estado nacional) por la "soberanía global emergente", la cual se correspondió con las condiciones materiales de la circulación de capital, bienes, servicios, tecnologías, conocimientos e información orientada de acuerdo a los intereses particulares y/o corporativos de los países del G-7 (o lo que algunos denominan "globalización"), en cuyo contexto los Estados nacionales son sólo administradores de los flujos comerciales y financieros que determina la estructura transnacional con sede en los sistemas nacionales centrales.

En este sentido, la soberanía energética, componente fundamental de la soberanía nacional, por resultar el sector energético la clave principal de la economía de un país, ya que el crecimiento económico depende de quién sea el actor o agente económico formador de precios de combustibles y de tarifas de los servicios públicos, ha sido bastardeada a lo largo de los últimos quince años en Argentina, por quienes incumplieron su deber en la

¹ Aquí se concibe **aregulación** como la transferencia por parte del Estado nacional de sus funciones básicas de control y regulación de los mercados al sector privado, reemplazando en este sentido al término "desregulación", el cual no implica necesariamente una deserción del Estado en las mencionadas funciones básicas. Para el caso que corresponde a la Argentina, la denominada "desregulación" debería, entonces, reemplazarse por el término "aregulación".

² La estrategia del modelo neoliberal de crecimiento económico se basa en: **privatización-"entrega"** de activos estratégicos del Estado al sector privado, apertura comercial sin restricciones, eliminación de la inversión social y disminución del gasto público, aregulación de los servicios públicos y del mercado de trabajo, aumento de precios de combustibles y de tarifas de servicios públicos, endeudamiento externo, estatización de la deuda externa del sector privado, transferencia de capital y de ingresos (del trabajo argentino) al exterior, explotación irracional y saqueo de los recursos naturales no renovables, desindustrialización y exportación de materias primas (cereales, oleaginosas, carnes y recursos naturales no renovables).

función pública, permitiendo a los *trusts* petroleros extranjeros decidir en lugar del Pueblo argentino sobre el destino de las reservas hidrocarburíferas, la configuración de la estructura económica y el derecho o no a la energía.

En este capítulo nos limitaremos al análisis de la dinámica e implementación del programa de privatización de YPF, su impacto en la relación reservas producción de hidrocarburos del país y la conformación actual del oligopolio petrolero. Esto último nos permitirá abordar en los próximos capítulos, el análisis de la planificación estratégica del principal agente económico del mercado hidrocarburífero argentino: Repsol YPF, el grado de responsabilidad del oligopolio petrolero en la formación de los precios de combustibles y de las tarifas de servicios públicos, así como también arribar a una mejor comprensión e interpretación de los condicionantes que se encuentran detrás de la denominada "crisis energética" que afecta la estructura socioeconómica de Argentina.

1.2. Dinámica e implementación del programa de privatización de YPF

En el contexto de los programas de privatización, las empresas del sector energético en un principio fueron segmentadas en varias unidades de negocios antes de su "entrega" al sector privado mediante tales programas (por ejemplo, los casos de YPF SE, Gas del Estado SE y SEGBA SE). En este sentido, el Decreto N° 1212/89 (del 8/Nov/1989), firmado por C. Menem, J. Dromi y N. Rapanelli, suponía mantener aquellos activos productivos que empresarialmente Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (YPF SE) consideraba estratégicos y económicamente viables, permitiendo la venta, únicamente, de los demás activos o asociándose en su explotación cuando su operación implicase grandes inversiones y riesgos importantes de capital. La esencia de este decreto era la de reemplazar al Estado nacional por los mecanismos de mercado en: la fijación de precios, la libre disponibilidad de crudo y sus derivados, la capacidad de refinación, la instalación y titularidad de bocas de expendio y la liberalización del comercio exterior. Veamos cómo se logró.

Los contratos fueron convertidos en concesiones y/o asociaciones de explotación. La mayoría de estos contratos tuvieron origen durante la Dictadura Militar de 1976-1983, aunque unos pocos correspondían a los firmados por Frondizi, y los actores privados tenían la obligación de entregar el petróleo a YPF. El vencimiento de casi todos los contratos, generalmente de 9 años más prórrogas, llegaría hacia 1999. No obstante, como se mencionó anteriormente, el decreto permitió convertir a los contratos en concesiones y/o asociaciones, que se extenderían por 25 años (es decir, hacia los años 2015-2017), otorgando a los actores privados la libre disponibilidad de los hidrocarburos, de acuerdo a la participación que le correspondía en la asociación con YPF (de un 35-50% fijado en un principio se trasladó a un 90%), para su transporte, industrialización y comercialización, prácticamente sin especificar cómo hacerlo. Cabe señalar que la operación de una determinada área, en donde existía una asociación entre YPF y el actor privado, se encargaba tal rol a este último. Los beneficiarios de esta conversión fueron: Pérez Companc (principalmente), Oxy, Total Austral, Tecpetrol (Techint), Astra, Santa Fe Energy, Repsol, Bridas, Compañía General de Combustibles (CGC) y Quintana.

Este decreto también fijó la libre importación y exportación de crudo y sus derivados, donde, en el caso de la importación la Secretaría de Energía no requeriría autorización previa y la misma estaría exenta de aranceles, mientras que para el caso de la exportación dicho aparato de Estado autorizaría la misma en un plazo máximo de siete días hábiles después de presentada la solicitud.³ Fueron liberados los precios del petróleo y de sus derivados, en todas sus etapas, así como también se otorgó la libre capacidad de refinación, de instalación y titularidad de bocas de expendio. El argumento era que las autoridades promoverían la existencia de una franca y leal competencia en igualdad de condiciones para todas las empresas que actúan en el sector, estatales y privadas, en beneficio del interés general y de los usuarios. Pero aquí los únicos beneficiarios fueron las empresas SHELL, ESSO y Pérez Companc.

Entre las disposiciones complementarias, la más importante es la referida a la eliminación de las limitaciones previstas por los artículos 25 y 34 (segundo párrafos en ambos) de la **Ley N° 17319** (de Hidrocarburos, del 30/Jun/1967, firmada por Onganía y Krieger Vasena), a fin de posibilitar la conversión de los contratos preexistentes al régimen previsto por este decreto, con el argumento de promover la participación del mayor número de empresas en concursos futuros. Esta es una clara violación a dicha ley, pues, el segundo párrafo de ambos artículos estipulaba que: **ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen (Art. 34), y, de igual modo, ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta (Art. 25).**

Con la entrada en vigencia del Decreto N° 2778/90 (del 31/Dic/1990), YPF SE es transformada en YPF Sociedad Anónima (YPF SA), regida por el derecho privado, estableciéndose dicha conversión más precisamente a partir del 1/Ene/1991 (Decreto N° 2778/90; YPF, 1994: 38). Dicha conversión en Sociedad Anónima de capital abierto posibilitó la participación del capital estatal junto con el privado, incluyendo a su personal, estableciendo la condición de cotizar sus acciones en las bolsas de valores a fin de lograr la mayor apertura e integración privada en el capital de la nueva YPF. Con este decreto se iniciaba la desmonopolización de YPF y se completaba la aregulación del sector hidrocarburífero argentino.

Aprobado el "Plan de Transformación Global" de la empresa con este decreto, se dejaron sentadas las bases y cimientos para la enajenación de las reservas de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de otros activos de YPF SA. Los ideólogos neoliberales de este "Plan de Transformación Global" habían pronosticaron por entonces que el dar participación al sector privado fomentaría la competencia en todos los eslabones de los circuitos productivos del petróleo y del gas y, por consiguiente, se registrarían sustanciales aumentos de rentabilidad en las diversas actividades de ambos circuitos productivos.

³ El decreto es complementado por otros dos: 1) Decreto N° 1225/89, establece la igualdad en el trato a inversores locales y extranjeros, permitiendo además la libre disponibilidad de las divisas percibidas por las exportaciones. 2) Decreto N° 1589/89, establece la **libre disponibilidad del 70% de las divisas por exportaciones**, y en caso de no lograrse exportar y proceder a la comercialización en el mercado interno, se interpretarán dichas ventas como exportaciones, de manera tal que siempre regirá la libre disponibilidad de dicho porcentaje de divisas.

Veamos a continuación algunos extractos del Decreto N° 2778/90:

"(...) dicho Plan posee carácter global en cuanto abarca la totalidad de las actividades que actualmente cumple YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES SOCIEDAD DEL ESTADO y persigue como objetivo transformar a dicha empresa en un competidor eficiente en el mercado, eliminando toda clase de normas que impidan su accionar, así como cumplir con la desregulación y desmonopolización de las actividades del sector petrolero.

(...) para ello resulta necesario, a fin que la futura YPF SOCIEDAD ANONIMA pueda actuar en un mercado desregulado y competitivo, asegurarle la máxima autonomía empresarial en su gestión, liberándola de las restricciones y limitaciones existentes y dotándola de una estructura jurídica propia del derecho privado que le permita actuar con eficiencia en dicho mercado en condiciones de auténtica competencia

(...) YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES SOCIEDAD DEL ESTADO se transformará en una Sociedad anónima de capital abierto en la que podrá participar el capital estatal junto con el privado, incluyendo a su personal, estableciendo la condición de que cotice sus acciones en las bolsas de valores con el objeto de obtener la mayor apertura e integración privada en el capital de la nueva Sociedad

(...) la apertura de la Sociedad hacia inversores privados debe sustentarse en la generación de utilidades que permitan el financiamiento genuino de las inversiones y el beneficio apropiado del capital.

(...) la denominación de la Sociedad anónima consignada precedentemente, responde a la voluntad de preservar una sigla vinculada al desarrollo nacional y a su naturaleza de Sociedad regida por el derecho privado, cuyo capital inicial del Estado se integrará progresivamente con aportes del sector privado y la participación del sector laboral".

En efecto, la esencia cínica de este decreto firmado por C. S. Menem y A. E. González quedó demostrada a partir de 1992, cuando YPF SA llevó a cabo una serie de líneas concretas de acción encaminadas a cumplimentar lo dispuesto por dicho decreto, es decir, privatizar las reservas hidrocarburíferas y demás activos de la nueva YPF. En consecuencia, se agruparon las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural en la unidad de negocio *upstream*, y los de transporte, refinación de petróleo, tratamiento del gas natural, distribución y comercialización en la unidad de negocio *downstream* (Decreto N° 2778/90; YPF, 1994: 24). Se disponían así las bases para la enajenación de los activos estratégicos que YPF poseía en estas áreas de negocio:

1° *Upstream*. En exploración, se otorgaron derechos sobre las áreas reservadas para YPF, en calidad de asociación, a empresas privadas en las cuencas sedimentarias del Noroeste y Austral. En explotación, se otorgó hasta un 50% (más tarde 90%) sobre las áreas reservadas para YPF, en calidad de asociación, a empresas privadas en las cuencas sedimentarias del Noroeste y Austral.

2° *Downstream*. Privatización de las refinerías de Campo Durán, Dock Sud y San Lorenzo, preservando (por poco tiempo) las de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huinca. Respecto a oleoductos y poliductos, se estableció asociación de hasta el 50% con empresas privadas y bajo un sistema de acceso libre ("common carrier") para el transporte de crudo en el caso de Allen-Rosales-La Plata; privatización de Campo Durán-Monte Cristo; reservando los restantes para la operación exclusiva de las destilerías no privatizadas hasta el momento.

Venta de flota naval, talleres navales, boyas, puertos, plantas de despacho y distribución, activos tecnológicos, laboratorios, etc.

En este contexto, cabe resaltar el impacto producido por la privatización de YPF SE en su fuerza de trabajo. Y aquí estamos haciendo referencia a la "optimización de costos", que el nuevo directorio de YPF SA llevó a cabo con una drástica reducción de la nómina del personal de la empresa. Según el documento *Memoria 1993* de YPF (1994: 22), de un total algo superior a los 51.000 empleados (incluidos cerca de 15.000 empleados bajo contrato) al 31/Dic/1990, fueron cesanteados aproximadamente 43.500, quedando una dotación de 7.500 empleados al 31/Dic/1993. Meses más tarde la fuerza de trabajo era reducida a 7.000 empleados (YPF, 1994: 22).

El "Plan de Transformación Global", en un contexto de descentralización y tercerización de actividades que antes realizaba la empresa, alentó el retiro "voluntario" de trabajadores asalariados y la implementación de nuevas unidades productivas conformadas por ex agentes de YPF, que más tarde debieron reorientar sus estrategias para lograr subsistir, por ejemplo, optimizando costos a fin de compensar las dificultades inmediatas de la nula capacidad para incorporar innovaciones, tanto en el proceso de inversión como en el productivo, innovaciones exigidas por los patrones técnicos de la empresa contratante (YPF), sumando a ello la competencia desleal generada por la empresa al dar participación a conglomerados poderosos (locales y extranjeros).

Con el afán de lograr subsistir en un mercado cada vez más imperfecto, la optimización de costos mencionada antes se orientó tanto en la extensión de la jornada laboral como en la reducción significativa de los salarios o retiros de las empresas. Sin embargo, con el paso del tiempo, estas pequeñas empresas propiedad de ex agentes de YPF fueron desapareciendo sin dejar rastro, como si nunca hubieran existido, y sin que el Estado nacional diera cuenta de ello, ya que ni la empresa, todavía estatal, así como tampoco la Secretaría de Energía de la Nación y el Poder Ejecutivo Nacional tenían elaboradas las opciones de contingencias pertinentes.

La restante masa de trabajadores que no se sumó a las nuevas unidades productivas que lentamente fueron desapareciendo, emergentes en el contexto señalado anteriormente, o bien desarrollaron disímiles microemprendimientos o actividades por cuenta propia, o bien intentaron engrosar el empleo asalariado en diversas ramas de actividad, o bien fueron integrados a la esfera pública (Rofman, 1999: 122-128), así como también muchos otros se sumaron a las filas del desempleo estructural.

Dice Gustavo Calleja (2001b: 135):

"Existen zonas desarrolladas sobre la base de la acción colonizadora de Y.P.F. que a raíz de los despidos, se encuentran en gravísimas condiciones socioeconómicas, con miles de desocupados, cuyas protestas -generalmente corte de rutas viales- provocan graves episodios de represión. Tal es el caso de Plaza Huinca, Cutral-Có y General Mosconi".

La entrada en vigencia del Decreto N° 2408/91 (del 12/Nov/1991), cronograma básico de aplicación a los programas de privatización de las empresas y servicios públicos (YPF, YCF, GdE, AyEE, etc.) contemplados por la Ley N° 23696, con la supuesta intención de "facilitar" la participación del sector privado en las licitaciones correspondientes, resultó en la transformación estructural de YPF SA señalada anteriormente.

"(...) cumplido el programa propuesto y reestructurado el sector público, ello redundará en beneficios apreciables para la comunidad, por la mejora de los servicios que deberá recibir y la concentración de los esfuerzos de la administración pública en aquellas áreas prioritarias, como son la seguridad, la salud, la educación y la justicia" (Decreto N° 2408/91).

Este decreto de Carlos S. Menem y Domingo F. Cavallo también es de naturaleza cínica, pues, el mismo permitió la privatización de los activos estratégicos y económicamente viables de YPF SA, es decir, sus destilerías (en Campo Durán, San Lorenzo y Dock Sud), oleoductos, terminales marítimas, polductos, buques petroleros, Interpetrol SA,⁴ equipos de perforación, etc., así como también la licitación de las áreas centrales y marginales que YPF poseía en las principales cuencas petroleras del país: Austral y Noroeste (YPF, 1994: 38). Destilerías, oleoductos, flota naval, áreas centrales y marginales de las cuencas petroleras con mayores reservas comprobadas de petróleo, entre otros activos estratégicos, adjudicados a los agentes económicos de interesante y particular protagonismo desempeñado durante la última Dictadura Militar. Dice Daniel Azpiazu (2002: 182):

"Las áreas centrales y marginales propiedad de YPF, así como el restos de los activos en que fue segmentada la empresa, fueron en su mayoría adjudicadas a importantes firmas del sector (Astra, Bidas, Pérez Companc, Soldati y Techint), lo cual contribuyó a reforzar el poder de mercado de estos actores".

La enajenación de los yacimientos de la petrolera estatal, ubicados en las cuencas sedimentarias del país, fueron divididos en 5 cinco áreas centrales y en numerosas áreas marginales, para lo cual se entregaron innumerables concesiones de explotación y permisos de exploración a las empresas beneficiadas del programa (que mencionamos en referencia a los decretos 1212/89 y 2778/90). Esto resultó en la violación de los artículos 25 y 34 de la Ley N° 17319 de Hidrocarburos (recordemos que el Art. 25 establecía que una empresa podía ser titular de hasta cinco permisos de exploración simultáneamente, y que el Art. 34 establecía que una empresa podía ser titular de hasta cinco concesiones de explotación simultáneamente).

Cabe señalar que las empresas beneficiarias de tales adjudicaciones de áreas centrales y marginales, para la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural, tuvieron importante participación en los restantes eslabones del circuito productivo: refinación y comercialización, así como también fueron beneficiadas con la adjudicación de las concesiones para el transporte y distribución del gas natural, mientras de manera simultánea eran consumidores no domésticos de este hidrocarburo. Es decir, muchas de ellas obtuvieron participación en todos los eslabones de ambos circuitos productivos, y esto explica el poder como agentes económicos formadores de precios de combustibles y de tarifas de servicios públicos, con un Estado nacional que se comportaba funcional a tal propósito, tomando así una característica anarquista el mercado de hidrocarburo del país.

En lo concerniente a la venta de las reservas hidrocarbúferas de YPF que antes hacíamos referencia, Roberto Kozulj y Víctor Bravo (1993, 222-223) observan que:

⁴ *"Fue creada en 1985 durante la presidencia de Alfonsín. Su objeto es la comercialización externa de hidrocarburos y derivados de YPF"* (Kozulj y Bravo, 1993: 226).

“Los precios pagados por la venta de reservas de estas cuencas representan una ínfima parte del precio de los productos. Esto es alrededor del 4% del precio del gas en boca de pozo, y el 1% del precio de un barril de petróleo. Adicionalmente equivalen a la quinta o décima parte de los costos unitarios de exploración por barril de reserva incorporada (para un país como la Argentina) pero con la diferencia de que las reservas adquiridas ya están descubiertas y no implican ningún riesgo minero”.

Por otra parte, el Decreto N° 2778/90 incluye un Estatuto para la nueva YPF SA, con un capital social fijado en U\$S 1.170 millones (Kozulj y Bravo, 1993: 109), cuando la realidad indicaba que el valor total de los activos de YPF SE superaba en cifras astronómicas el monto mencionado. Más tarde, el valor definitivo se fijó en aproximadamente U\$S 1.800 millones. Veamos a continuación los datos revelados por la investigación de Kozulj y Bravo (1993: 109):

“El análisis de las disposiciones de este Decreto lleva a la conclusión de que el objetivo real del mismo fue achicar la empresa, desarticulándola y malvendéndola, para dificultar su papel de empresa testigo y reguladora de una actividad de tipo oligopólico.

Los activos de YPF se estiman en no menos de 20.000 millones de dólares. A pesar de una valorización de la consultora Mc Kinsey que le atribuye entre tres y cuatro mil millones, el Decreto estima en sólo 1.170 millones de dólares el capital social”.

El economista Alejandro B. Rofman (1999: 98) arguye al respecto:

“Una evaluación contemporánea del conjunto de activos pertenecientes a estos muy productivos yacimientos indica que no debía bajar de 4.300 millones de dólares. (...) La venta finalmente se pactó en alrededor de 1.800 millones de dólares: 460 millones se recibieron por los yacimientos de baja producción y 1.320 millones por las áreas de mayor productividad. Este precio, notoriamente inferior al originalmente previsto, fue consignado como uno de los datos más representativos del desvío de las condiciones inicialmente determinadas para regular el proceso de venta de las citadas áreas centrales”.

El economista e historiador Norberto Galasso (2002: 316) agrega:

“Su interventor –José Estenssoro– estima valores diversos: en 1991, habla de 4.000 millones de dólares; más tarde, afirma que por actualización de la renta petrolera podría valer 8.000 millones y luego, llega a admitir que podría alcanzar a 12.000 millones. El ex síndico general de Empresas Públicas Mario Truffat formula una estimación: entre 11 y 17 mil millones de dólares (Página/12, 29/6/93). A su vez, El diputado Moisés Fontenla calcula un valor superior a 35 mil millones de dólares, teniendo en cuenta reservas y valor llave (Moisés Fontenla, Cámara de Diputados, sesión del 23/9/92). La ingeniería financiera de la privatización queda en manos del First Boston (Krieger Vasena y David Mulford) y de Merrill Lynch, que percibían una comisión de 121 millones de dólares por su tarea (Página/12, 29/6/93)”.

La Ley N° 24145 (de Federalización de Hidrocarburos y Privatización de YPF, del 24/Sep/1992),⁵ reafirmó y otorgó el marco legal al “Plan de Transformación Global” –mencionado en el análisis del Decreto N° 2778/90–, es decir la privatización del capital social de YPF SA; además, transfirió el dominio de los hidrocarburos a las provincias

⁵ Ley N° 24145 (24/Sep/1992) de Federalización de Hidrocarburos. Transformación Empresarial y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A.

productoras. Asimismo, transformó las áreas hidrocarburíferas anteriormente asignadas a YPF SE en concesiones de explotación y permisos de exploración, regidos por la Ley N° 17319 (Ley N° 24145; YPF, 1994: 38), aunque en clara violación de sus artículos.

Hemos visto en el análisis precedente de los decretos 2778/90 y 2408/91 que parte del capital social de YPF SA había sido enajenado, correspondiendo a la Ley N° 24145 reservar para el Estado nacional un 51% de las acciones clase "A", un 39% de las acciones clase "B" para los Estados provinciales productores de hidrocarburos (o en su defecto a las Provincias no productoras) y un 10% de las acciones clase "C" al personal de la empresa, mientras que las acciones clase "D" corresponderían a las que el Estado Nacional y las Provincias vendan al sector privado (Ley N° 24145: Art.8).

Antes de pasar al análisis de la operación de ventas de acciones de YPF SA, veamos los comentarios pertinentes a la Ley N° 24145 de Daniel Azpiazu (2002: 183-184):

"En principio, el Estado reservó para sí el 51% de las acciones, aunque la ley lo autorizó a vender su participación hasta llegar a un mínimo del 20%. Sin embargo, en Abril de 1995 se sancionó la Ley N° 24474 que modificó las disposiciones de la N° 24145 fundamentalmente en este último aspecto (se autoriza al Estado a reducir su tenencia accionaria a una sola acción –golden share– de la empresa YPF)".

Respecto a la operación de venta llevada a cabo el 28/Jun/1993 (nueve meses más tarde de sancionada la Ley de Privatización de YPF) del 43.5% del capital accionario de YPF SA, Norberto Galasso (2002: 316) señala que la valorización de su patrimonio se fijó *"en 6.707 millones de dólares, divididos en 353 millones de acciones, es decir, a un valor de \$ 19 cada acción"*. En la definición por fijar en U\$S 19 cada acción tuvo una destacada participación para convencer al entonces presidente Carlos S. Menem, el señor Camdessus del Fondo Monetario Internacional (Galasso, 2002: 317).

En conversación con algunos especialistas, entre ellos el ex-Subsecretario de Combustibles de la Nación CPN Gustavo Calleja y el ex-Director de Combustibles de la Secretaría de Energía de la Nación Ing. José Francisco Freda, señalan que el valor real de cada acción del capital social de YPF SA, considerando los yacimientos hidrocarburíferos e infraestructura de producción que aún poseía la empresa en 1993, equivalía a U\$S 40, es decir, que el valor de YPF SA era de U\$S 14.120 millones; esto significa que la empresa fue entregada a menos del 50% de su valor. Si nos remitimos a la cita de Galasso que mencionamos antes concerniente a las estimaciones realizadas por el diputado Fontenla (U\$S 35.000 millones), *"cada acción tendría un valor de \$ 100, de lo cual resultaría que se habría regalado la empresa a menos de la quinta parte de su valor"* (Galasso, 2002: 317).

En suma, para el 28/Jun/1993 se cumplimentaba la operación de venta del 43.5% del capital accionario de YPF SA a U\$S 19 cada acción (Galasso, 2002: 317). *"Al día siguiente, las acciones cotizan en Bolsa a \$ 21,65. En la Bolsa de New York alcanzan a \$ 21,87"* (Galasso, 2002: 317, tomando como fuente: Clarín, 30/6/93); diferencias que oscilan entre los U\$S 424 millones y U\$S 460 millones. Gustavo Calleja (2001a: 19), sostiene que además tal operación:

"(...) se concretó sin cumplir la exigencia de la tasación oficial previa establecida en la Ley de Reforma del Estado. Tasaron primero First Boston y Merrill Lynch, limitándose posteriormente el Banco Nación a convalidar lo actuado. Transgrediendo la ley citada, los citados consultores

participaron en el proceso posterior a la tasación, administrando, en los días inmediatos a la venta, un 'stock de intervención' destinado a evitar oscilaciones bruscas en la cotización. En ese breve lapso, las acciones pasaron de 19 a 23 dólares".

De acuerdo con el Cuadro 1, la composición accionaria de YPF SA hacia 1993, siguiendo los registros de Kozulj (2002: 18), ahora quedaba conformada de la siguiente manera: 20% + acción de "oro" del Estado nacional, 12% de los Estados provinciales, 10% del Personal de YPF SA, 12% del Sistema Previsional y 46% del Sector Privado.

Cuadro 1		
Estructura del capital accionario de YPF SA, años 1993 y 1998		
En % de acciones		
Año	Accionistas	Participación accionaria %
1993	Estado nacional	20.00 + acción de oro
	Estados provinciales	12.00
	Personal de la empresa	10.00
	Sistema Previsional	12.00
	Sector privado	46.00
	TOTAL	100.00
1998	Estado nacional	14.99 + acción de oro
	Estados provinciales	4.70
	Personal de la empresa	0.40
	Sistema Previsional	0.00
	Repsol	5.01
	Resto del sector privado	74.90
	TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de Calcagno (2001: 6), De Dicco y Lahoud (2003) y Kozulj (2002: 18-19).

Hacia el año 1998, podemos observar en el Cuadro 1 que el Estado nacional vendió a la española Repsol un 5.01% de sus acciones (Calcagno, 2001: 6), a \$ 30 la unidad (De Dicco y Lahoud, 2003). Respecto a los Estados provinciales, su cantidad de acciones disminuyó drásticamente: 4.7%, también se registró una disminución muy importante en la perteneciente al Personal de YPF SA: 0,4%, mientras que el Sector Privado aumentó significativamente: 74.9% (De Dicco y Lahoud, 2003; Kozulj, 2002: 19).

Cabe señalar que el programa de privatización convirtió a YPF en la compañía petrolera más rentable del mundo. Dicen Azpiazu y Basualdo (2002: 40):

"En efecto, entre 1993 y 1998, mientras los márgenes de utilidad sobre ventas de las veinte mayores petroleras del mundo fluctuaron entre el 3% y el 6%, los de YPF lo hicieron entre el 10% y casi el 18%. En este sentido, y como simple ejercicio ilustrativo, de considerar como tasa de beneficio extraordinaria la diferencia existente entre los márgenes de utilidad obtenidos por YPF respecto a los correspondientes, en promedio, a las veinte petroleras de mayor facturación mundial, puede concluirse que las rentas de privilegio apropiadas por YPF ascendieron, para el período mencionado, a más de 2.500 millones de dólares".

El Cuadro 2 nos indica que en Ene/1999 se inició la venta del 14.99% restante de las acciones, a un valor unitario de U\$S 38 (De Dicco y Lahoud, 2003). La operación fue cerrada por Repsol, quien adquirió dicho paquete accionario por un monto de U\$S 2.011 millones (De Dicco y Lahoud, 2003; Kozulj, 2002: 20). Quedando de esta manera la

siguiente composición accionaria: 5% + acción de "oro" del Estado nacional, 4.7% de los Estados provinciales, 0.4% del Personal de YPF SA, 74.9% del Sector Privado y 14.99 de Repsol (De Dicco y Lahoud, 2003; Kozulj, 2002: 20).

Daniel Azpiazu (2002: 184) arguye al respecto:

"(...) en Enero de 1999 se procedió a la venta de una parte (14,99%) de las acciones de YPF que hasta entonces permanecían en manos del Estado (20%). Esas acciones fueron compradas por la firma española Repsol, la cual en 1996 había adquirido el control accionario de Astra (uno de los principales grupos petroleros del país) y, con ello, el de las participaciones accionarias en yacimientos de hidrocarburos, en refinerías y otros activos de YPF transferidos al sector privado antes de la privatización de la petrolera estatal. En Enero de 1999, Repsol desembolsó más de 2.000 millones de dólares por la compra del 14,99% que estaba en manos del Estado, con el fin de constituirse en el principal accionista de YPF. Posteriormente, en Junio y previo desembolso de 13.000 millones de dólares, Repsol pasó a controlar la casi totalidad del paquete accionario de YPF (en manos del Estado Nacional, de las provincias petroleras y de numerosos accionistas en las Bolsas de Nueva York y Buenos Aires)".

Entre mediados y fines de 1999, finalizando la lectura del Cuadro 2, Repsol concretó la adquisición del 83.24% de las acciones de YPF SA, desembolsando para ello U\$S 13.158 millones (Kozulj, 2002: 20), a un precio unitario de casi U\$S 45 (De Dicco y Lahoud, 2003). Resultando una composición del patrimonio de YPF SA estructurado de la siguiente manera: acción de "oro" del Estado nacional, 0.4% del Personal de YPF SA, 1.37% del resto del Sector Privado y 98.23% de Repsol (De Dicco y Lahoud, 2003; Kozulj, 2002: 20). Con esta adquisición, en menos de un año Repsol logró más que duplicar su capitalización bursátil, de € 13.649 millones en 1998 a € 27.348 millones en 1999 (Repsol YPF, 2004d: 1).

Cuadro 2		
Estructura del capital accionario de YPF SA, inicio y fines de 1999		
En % de acciones		
	Accionistas	Participación accionaria %
Inicio de 1999	Estado nacional	5.00 + acción de oro
	Estados provinciales	4.70
	Personal de la empresa	0.40
	Repsol	14.99
	Resto del sector privado	74.90
	TOTAL	100.00
Fines de 1999	Estado nacional	acción de oro
	Estados provinciales	0.00
	Personal de la empresa	0.40
	Sistema Previsional	0.00
	Repsol	98.23
	Resto del sector privado	1.37
	TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de De Dicco y Lahoud (2003) y Kozulj (2002: 20).

En este contexto de enajenación de activos pertenecientes al pueblo argentino, cabe resaltar que los ingresos acumulados por el Estado nacional con los programas de privatización de las empresas públicas, hacia el año 1999, ascendían a U\$S 37.000 millones (Galasso, 2002: 318). Se suponía que la "estrategia" de privatización correspondía al pago

de la deuda externa. Sin embargo, la deuda externa se incrementó en U\$S 83.000 millones entre 1991 y 2001, pasando de U\$S 58.588 millones a U\$S 142.300 millones, respectivamente (Calcagno, 2003: 32; De Dicco y Lahoud, 2003). En este sentido, como lo muestra el Cuadro 3, el Estado nacional percibió con el programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales entre 1990 y 1999 un total acumulado de U\$S 20.268 millones, correspondiendo U\$S 2.059 millones al "Plan de Transformación Global" entre 1990 y 1993, U\$S 3.041 millones a la primera venta del capital accionario en 1993, y U\$S 15.169 millones a la transacción comercial realizada con Repsol en 1999 (Kozulj, 2002: 22).

Cuadro 3		
Ingresos acumulados por el Estado nacional con la privatización de YPF, 1990-1999		
En millones de dólares estadounidenses		
Detalle	Período	Ingresos
"Plan de Transformación Global"	1990-1993	2.059
Primera venta de capital accionario	1993	3.041
Venta del restante capital accionario a Repsol	1999	15.169
TOTAL		20.268

Fuente: Kozulj (2002: 22).

Por último, cabe destacar que al 31/Dic/2000 el 46% de las reservas probadas de petróleo y el 48% correspondientes a las de gas natural ubicadas en las cuencas sedimentarias de Argentina eran propiedad de Repsol YPF, considerando las de Astra (6.7% en petróleo y 3.9% en gas) y Pluspetrol (3.2% en petróleo y 7.5% en gas), ambas empresas controladas por el grupo Repsol YPF (Astra a partir de Dic/2000 y Pluspetrol a partir de Feb/2001). En esa misma fecha, el 77% de las reservas petroleras eran propiedad de 5 empresas, y el 83% de las reservas gasíferas eran propiedad de 6 empresas (Secretaría de Energía de la Nación, 2001).

Los elementos presentados hasta aquí, caracterizan las modalidades empleadas para el programa de privatización de YPF: de la primera enajenación de activos económicamente estratégicos y productivos (1990-1993) hasta la venta total de la empresa (1999), configurándose un mercado de competencia cada vez más imperfecto, tanto en la concentración de la propiedad de las reservas en tan pocas empresas como por la concentración de la producción hidrocarburífera en el área de upstream y por la de refino y comercialización en la de downstream. Esto indica un sólido liderazgo del oligopolio petrolero tanto en la disponibilidad de estos recursos energéticos-estratégicos como en la formación de precios de combustibles y tarifas de servicios públicos, como veremos más adelante. A continuación iremos analizando aquellos elementos que señalan el impacto que la privatización de la petrolera estatal tuvo en la relación reservas producción de hidrocarburos en nuestro país.

1.3. Impacto del programa de privatización sobre la relación reservas producción de hidrocarburos

Al 31/Dic/2003, el grupo Repsol YPF es propietario del 99.04% del capital accionario de YPF SA (Repsol YPF 2004c: 116-117), conformado por 393.312.793 acciones (YPF, 2002b: 30). El valor unitario de las acciones de YPF SA al 31/Dic/2003 cotiza a U\$S 32,87 en la

Bolsa de New York y \$ 95,85 en la Bolsa de Buenos Aires (Repsol YPF, 2004c: 73). A misma cantidad de acciones en la actualidad, el patrimonio neto de la compañía debería ser algo superior a los U\$S 12.928 millones. Para los ejercicios finalizados al 31 de Diciembre de 2001, 2000 y 1999, el patrimonio neto de YPF SA era de U\$S 13.183 millones, U\$S 13.242 millones y U\$S 12.918 millones, respectivamente (YPF SA, 2002b: 2). Estos datos nos revelan el terrible crimen cometido por el gobierno de Menem en haber llevado a cabo la privatización ("entrega") del sector clave de la economía nacional.

El Estado nacional, al día de la fecha, todavía continúa siendo propietario de la acción de oro de YPF SA, y ello le permite tener en esta petrolera a un individuo con cargo de Director (con sueldo mensual de cinco cifras, pasajes aéreos disponibles y varias tarjetas de crédito). Sin embargo, las facultades especiales que le otorga al Estado nacional esa acción de oro no han sido aprovechadas por los directores nombrados en cada gobierno de turno entre 1999 y 2004, faltando así a su función pública y profesional.

Tales facultades le permiten al Estado nacional:

- 1° pedir explicaciones a YPF SA de por qué se indexan los precios de los combustibles cuando se viola la ley de emergencia nacional (Ley N° 25561);
- 2° analizar los balances y pedir rendición de cuenta de los impuestos (35% de impuesto a las ganancias, 12% de regalías, 21% de impuesto al valor agregado y menos del 2% de ingresos brutos, no se perciben ingresos brutos por exportación);
- 3° controlar en dónde y cuánto se invierte por cada una de las cuencas sedimentarias del país, pues se está evadiendo un porcentaje significativo de las regalías provinciales porque tanto el Estado nacional como las provincias desconocen cuánto es lo que se extrae, se desperdicia y se contamina;
- 4° en relación a las exportaciones, exigir a las empresas que respeten el imperio de la Ley (17319 y 24076), ya que primero deben satisfacerse las necesidades energéticas del mercado interno y únicamente exportar el excedente de producción;
- 5° revisar todos los contratos firmados en calidad de concesiones de explotación y permisos de exploración de yacimientos hidrocarburíferos (petróleo y gas natural), ya que la gran mayoría son violatorios de la Ley N° 17319.

El tema de los contratos para la concesión de explotación y para los permisos de exploración adquiere una atracción particular al estudiarlos, si consideramos que los mismos fueron firmados a comienzos de la década del '90, con el aval de los decretos analizados anteriormente, y los vencimientos llegarían casi todos en 2017 (salvo algunas raras excepciones como la de Loma de la Lata: en 2027).

En relación a la revisión de los contratos, en el caso de la prórroga por 10 años más para la concesión de explotación del yacimiento hidrocarburífero Loma de la Lata-Sierra Barrosa (ver Bao y De Dicco, 2002; Freda y Calleja, 2000), YPF SA -Repsol YPF-, titular del yacimiento, firmó un acuerdo en Dic/2000 con el Estado nacional y con la Provincia del Neuquén en donde la empresa se comprometía a invertir entre los años 2000 y 2017 unos

U\$S 8.000 millones en la Provincia del Neuquén, abonar a la Provincia U\$S 300 millones⁶ en relación a la prórroga y el 5% del flujo de fondos neto proveniente de la concesión durante cada año del plazo de la prórroga (YPF: 2002b: 39). Sin embargo, al analizar dicho acuerdo, firmado por YPF SA, el PEN y el gobierno neuquino, se puede descubrir que han ocurrido graves irregularidades. Veamos brevemente cuáles y por qué.

El yacimiento hidrocarburífero Loma de la Lata-Sierra Barrosa (único yacimiento gigante del país, del que se extrae el 25% del gas natural de Argentina) fue descubierto por YPF SE en el año 1975, y en 1976 fue asignado a la empresa estatal. De acuerdo al Art. 35 de la Ley N° 17319 de Hidrocarburos,⁷ ley aun vigente, el vencimiento de dicha asignación llegaría en 2001 (plazo de 25 años, como lo establece el Art. 35). Pero la Ley N° 24145 de Privatización de YPF, en su Art. 4, recordemos que convierte las áreas asignadas a YPF SA en concesiones de explotación y permisos de exploración (esto resulta violatorio de la Ley N° 17319, en sus artículos 25 y 34); y a los pocos meses, el 31/May/1993, Menem y Cavallo firman el Decreto N° 1108/93, que en su Art. 3 extiende el vencimiento de tales concesiones y permisos ("contratos") tomando como fecha de inicio de los contratos la correspondiente a la entrada en vigencia de la Ley N° 24145, o sea: año 1992. Como hemos visto, esto resulta violatorio del Art. 35 de la Ley N° 17319. En fin, la concesión de explotación del yacimiento en cuestión no vencería en el año 2001, sino en 2017.

No obstante, con la entrada en vigencia el 28/Dic/2000 del Decreto N° 1252/00, firmado por F. De La Rúa, C. Colombo y J. L. Machinea (el acuerdo al que veníamos haciendo referencia), YPF SA obtiene una prórroga por 10 años de la concesión de explotación del yacimiento, es decir, que el vencimiento se traslada al año 2027 (Decreto N° 1252/00; YPF: 2002b: 39); aquí también tenemos otra violación a la Ley N° 17319, ya que las solicitudes de prórroga deben realizarse con una antelación de 6 meses antes del vencimiento de la concesión (Ley N° 17319, 1967: Art. 35), y aquí los directivos de Repsol YPF se adelantaron 10 años para asegurarse la explotación total del yacimiento hasta su agotamiento, con la complicidad del PEN y del gobierno neuquino. Al concretarse esta operación de U\$S 300 millones en Dic/2000, el yacimiento de Loma de la Lata-Sierra Barrosa cotizaba U\$S 30.035 millones. En la actualidad, si consideramos el precio del barril equivalente de petróleo en U\$S 28,50, según el "Decreto Duhalde 2002", el valor del yacimiento prácticamente no varía: U\$S 30.065 millones (incluyendo una disminución del 10% del volumen del yacimiento, en relación a 2000); pero si consideramos el precio internacional del barril de petróleo crudo (U\$S 42, al 11/May/2004), Loma de la Lata-Sierra Barrosa valdría, aproximadamente, U\$S 44.307 millones (De Dicco y Lahoud, 2003).

Si analizamos el nivel de reservas del yacimiento Loma de la Lata, según datos de la Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>), la extracción irracional de gas natural realizada por Repsol YPF provocó la siguiente declinación sin precedentes

⁶ El que parece nunca haber sido abonado, pues ninguno de mis informantes clave en la Secretaría de Energía de la Nación, así como también otros colegas investigadores del MORENO y de la Fundación Arturo Illia han podido registrar dicho pago, y la empresa no da información al respecto.

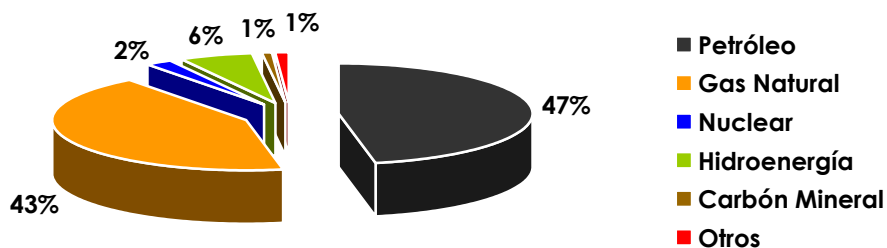
⁷ Dice el Art. 35 de la Ley N° 17319: "Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de veinticinco (25) años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión".

en la historia de la explotación del mencionado yacimiento: de 160,000 MM m³ de este hidrocarburo al 31/Dic/2000 descendió a 154,605 MM m³ al finalizar el 2001, a 146,464 MM m³ al finalizar el 2002 y a 134,774 MM m³ al finalizar el año 2003.

Si consideramos el agotamiento total de las reservas probadas de estos recursos naturales no renovables al inicio de la década entrante, sumado a ello la drástica disminución de la cantidad de pozos de exploración registrada en los últimos quince años, el aumento casi sin interrupciones de la producción, teniendo en cuenta la extracción irracional de los hidrocarburos, su participación mayoritaria en la matriz de consumo energético por fuentes de energía primaria, así como también en la de suministro eléctrico, podemos detectar que el país se encuentra frente a una futura crisis energética de tipo estructural, por la alta dependencia de los hidrocarburos, que al finalizar el decenio en curso resultará en un colapso energético sin retorno. He aquí la importancia que toma la recuperación por parte del Estado nacional de la renta petrolera para financiar el desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los recursos hidrocarburíferos. Bucear en profundidad por los datos nos llevará a comprender e interpretar la magnitud de esta problemática.

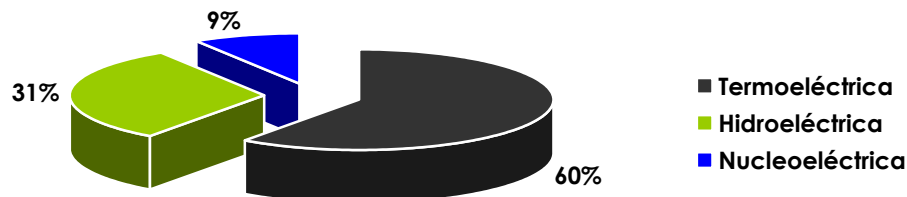
La matriz de consumo en Argentina por fuentes de energía primaria, al 31/Dic/2003, tal como lo muestra el Gráfico 1, se distribuye de la siguiente manera: un 90% hidrocarburos (47% petróleo y 43% gas natural), un 5% hidroenergía, un 2% nuclear y el resto entre las renovables.

Gráfico 1. Matriz de consumo por fuentes de energía primaria. Argentina, 2003

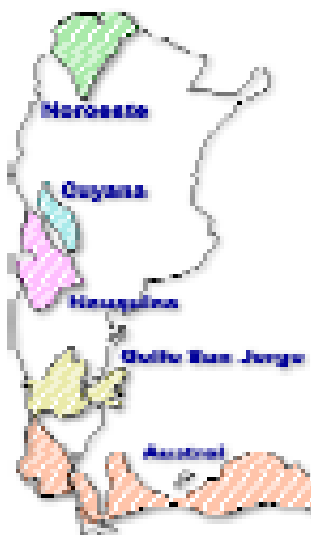


Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

En la matriz de suministro eléctrico (ver Gráfico 2), las centrales termoeléctricas participan con un 60% (abastecidas principalmente con gas natural, y en menor medida con gas-oil y fuel-oil), las hidroeléctricas con un 31% y las nucleoeeléctricas con un 9%.

Gráfico 2. Matriz de suministro eléctrico por tipos de centrales. Argentina, 2003

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Mapa 1. Ubicación geográfica de las Cuencas Sedimentarias

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (2004).

Las cuencas sedimentarias son amplias hondonadas que se encuentran en los zócalos donde las capas sedimentarias se han acumulado en capas concéntricas (las más recientes en el centro y las más antiguas hacia el exterior).

Argentina posee 5 cuencas sedimentarias ricas en reservas hidrocarburíferas, las que se pueden apreciar en el Mapa 1:

- Austral: Tierra del Fuego, Santa Cruz y aguas aledañas a las Islas Malvinas.
- Golfo San Jorge: Norte de Santa Cruz, Sur de Chubut y aguas del Golfo San Jorge.
- Neuquina: Neuquén, Sur de Mendoza, Noroeste de Río Negro y Suroeste de La Pampa.
- Cuyana: Mendoza.
- Noroeste: Salta, Jujuy y Formosa.

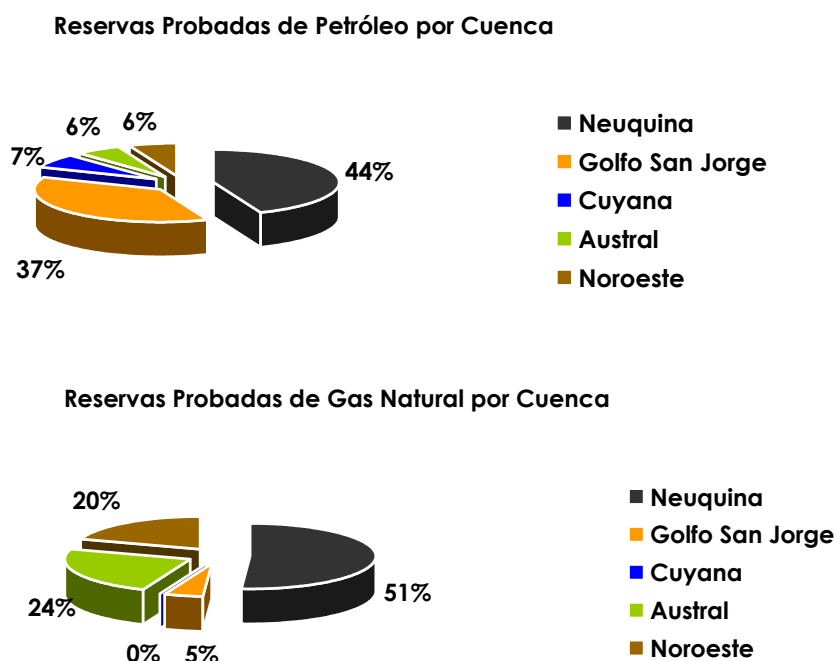
Las reservas hidrocarburíferas son acumulaciones de hidrocarburos fluidos que contienen yacimientos naturales. El volumen de las reservas es calculado mediante procedimientos matemáticos basados en sus propiedades físicas. Los planificadores energéticos de todo el mundo calculan por regla general un mínimo de 25 años al horizonte de vida de las reservas de hidrocarburos para la plena satisfacción de las necesidades de consumo energético.

La dependencia del consumo hidrocarburífero se muestra claramente en ambos gráficos, y al considerar el horizonte de vida de los recursos energéticos no renovables y la disponibilidad de otros recursos energéticos alternativos, tal dependencia se vuelve insatisfactoria ante la ausencia de una planificación energética integrada, y ello radica en relaciones estructurales, ya que no se ha reflejado en los últimos quince años una política de desarrollo energético que sustituya con fuentes de energía primaria renovables a los hidrocarburos. Por otra parte, esta ausencia de planificación energética también puede apreciarse en la localización de las centrales termoeléctricas en áreas de cómodo acceso para el petróleo importado y sus derivados a través de los puertos de la costa. Por consiguiente, la correspondiente influencia en la industria se convirtió en un factor de atracción de población y también de otras ramas de actividad, conformando de esta

manera un subdesarrollo urbano, especialmente localizado en el conurbano bonaerense, y en menor grado en otras áreas portuarias.

En los gráficos 3 y 4 se advierte la posición privilegiada de la Cuenca Neuquina (en particular la Provincia del Neuquén), con 51% de las reservas probadas gasíferas y 44% de las probadas petroleras. Otra de las principales cuencas sedimentarias es Golfo San Jorge, con 37% de las reservas probadas petroleras del país, aunque con un 5% de las gasíferas. Las cuencas Austral y Noroeste también son ricas en reservorios gasíferos, ya que cuentan con el 24% y 20% de las reservas probadas, respectivamente; mientras que en las petroleras, la participación de ambas cuencas disminuye considerablemente: 6% cada una. La Cuenca Cuyana, por su parte, posee el 7% de las reservas petrolíferas del país, y un reservorio gasífero casi agotado.

Gráfico 3. Distribución de las reservas probadas de hidrocarburos por cuencas

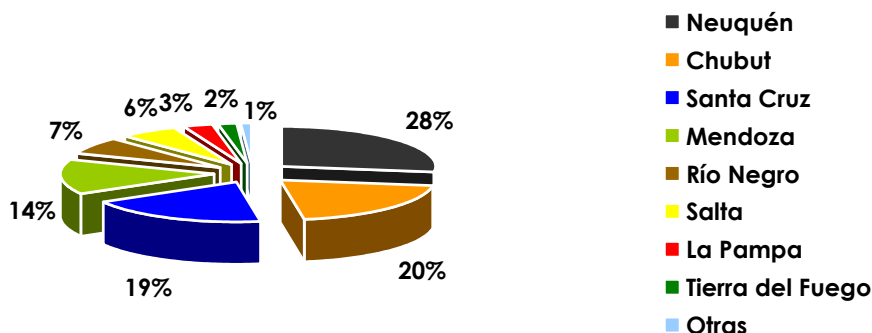


Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

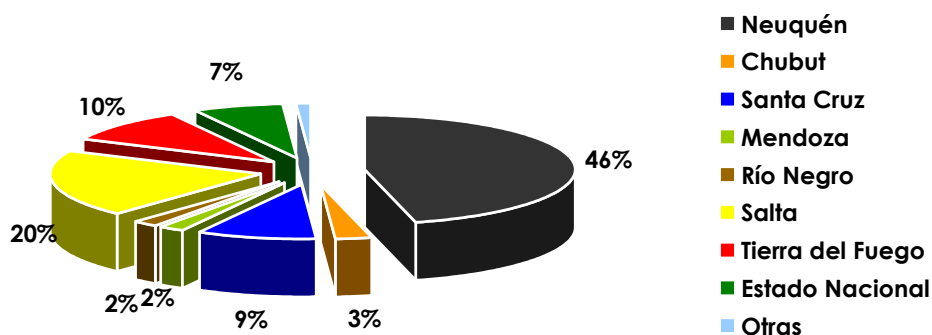
En relación a las provincias (ver Gráfico 4), las que cuentan con las mayores reservas probadas de petróleo son: 1° Neuquén (28%), 2° Chubut (20%), 3° Santa Cruz (19%), 4° Mendoza (14%), 5° Río Negro (7%) y 6° Salta (6%). Y las provincias con mayores reservas probadas de gas natural son: 1° Neuquén (46%), 2° Salta (20%), 3° Tierra del Fuego (10%), 4° Santa Cruz (9%), 5° Estado Nacional (7%) y 6° Chubut (3%).

Gráfico 4. Distribución de las reservas probadas de hidrocarburos por provincias

Reservas Probadas de Petróleo por Provincia



Reservas Probadas de Gas Natural por Provincia

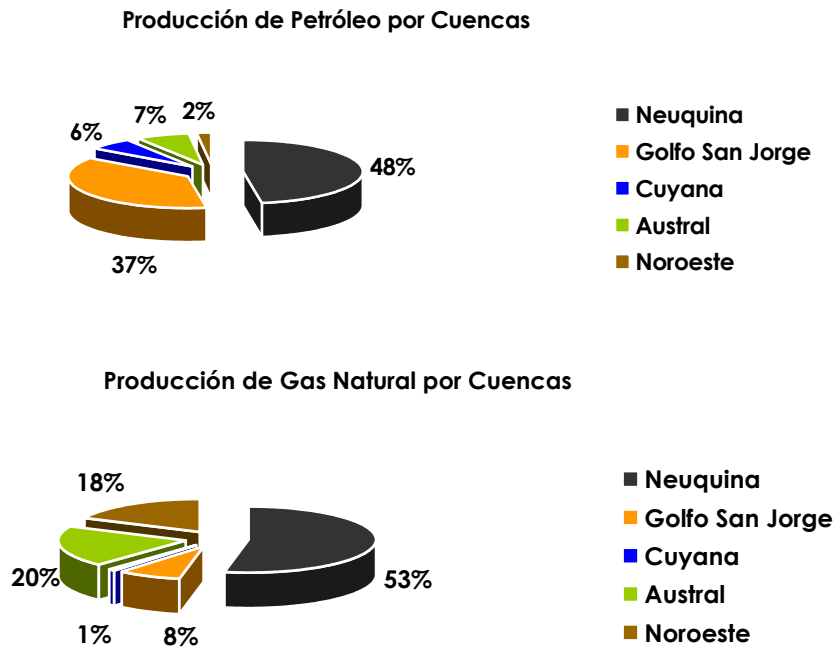


Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Con respecto a la producción de petróleo crudo y gas natural, en el Gráfico 5 podemos observar que las cuencas de mayor producción petrolera son Neuquina (48%) y Golfo San Jorge (37%), mientras que en la extracción de gas natural las participaciones de las cuencas Austral (20%) y Noroeste (18%) son las más relevantes, después de la Neuquina (53%).

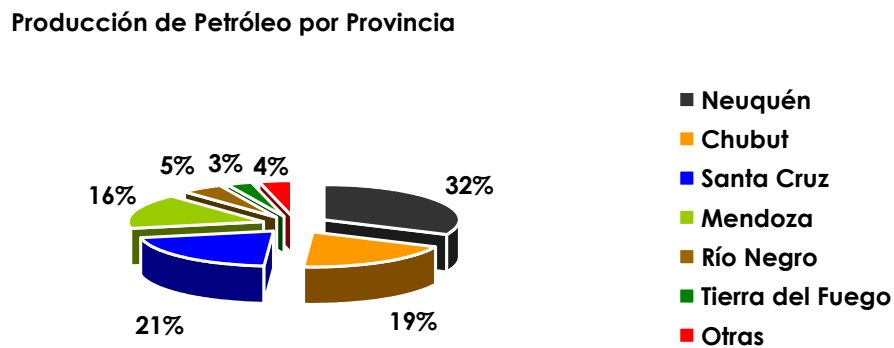
En efecto, de acuerdo a los gráficos 5 y 6, las principales provincias productoras de petróleo son: 1° Neuquén (32%), 2° Santa Cruz (21%), 3° Chubut (19%), 4° Mendoza (16%), 5° Río Negro (5%) y 6° Tierra del Fuego (3%). Y las principales provincias productoras de gas natural son: 1° Neuquén (48%), 2° Salta (18%), 3° Tierra del Fuego (12%), 4° Santa Cruz (12%), 5° Chubut (4%) y 6° Mendoza (3%).

Gráfico 5. Distribución de la producción de hidrocarburos por cuencas

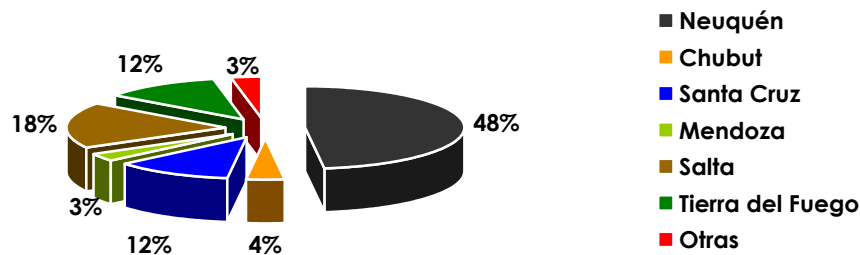


Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 6. Distribución de la producción de hidrocarburos por provincias



Producción de Gas Natural por Provincia

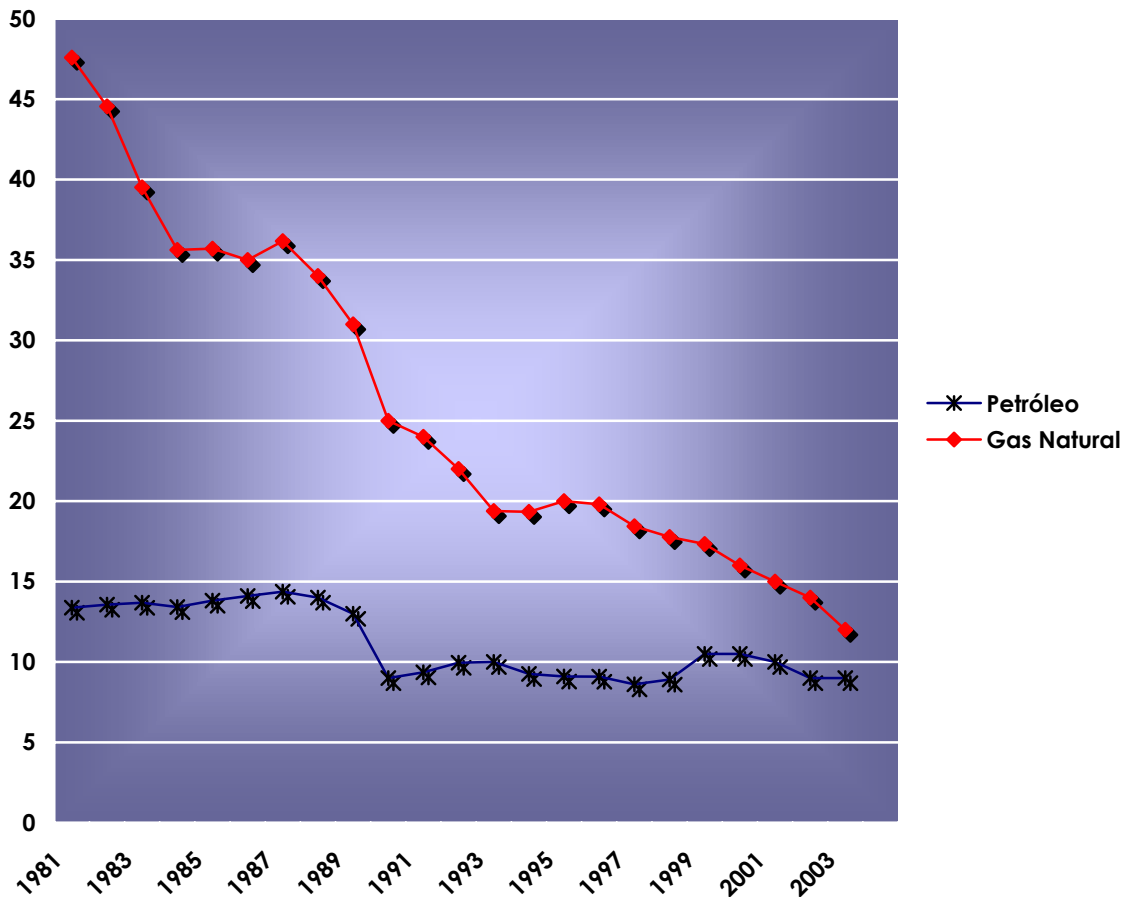


Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Ahora bien, en los gráficos 7 y 8 podemos observar los resultados del programa de privatización de YPF: un significativo incremento en la extracción de los recursos hidrocarburíferos no renovables: petróleo y gas natural, acompañada de una drástica disminución en el nivel de reservas probadas, consecuencia de un uso irracional en la explotación de los yacimientos por parte de los operadores que participaron de la venta de activos de YPF SE a comienzos de la década del '90 y del actual actor dominante, y, por supuesto, del considerable descenso registrado en el número de pozos exploratorios en todas las cuencas sedimentarias del país a partir de las reformas estructurales iniciadas en el sector hidrocarburífero en 1989. La ecuación hidrocarburífera luego de las reformas resultó ser: extraer todo lo posible sin considerar el daño de los pozos y del medio ambiente, e invertir lo menos posible en exploración de nuevos yacimientos y en infraestructura tecnológica para una explotación racional de los yacimientos.

En ambos gráficos podemos observar que el horizonte de vida de las reservas probadas de gas natural disminuyó de 34 años para 1988 a 12 años en 2003, debido a la curva ascendente trazada por la producción de este hidrocarburo, su venteo excesivo y la nula inversión en exploración. Respecto a la explotación de petróleo, se observa un considerable aumento entre 1988 y 1992, incrementándose significativamente entre 1993 y 2000, declinando un poco en 2001 y 2002, para aumentar notablemente en 2003. También se observa que el horizonte de vida de las reservas probadas de petróleo ha disminuido de 14 años en 1988 a 8 años en 1992, para luego mantener su horizonte de vida entre 8 y 10 años en los años subsiguientes. Cabe destacar la participación de las exportaciones de petróleo crudo en el aumento de la producción de este hidrocarburo registrado a partir de 1993 en forma significativa, coincidente con la primera etapa del programa de privatización de YPF.

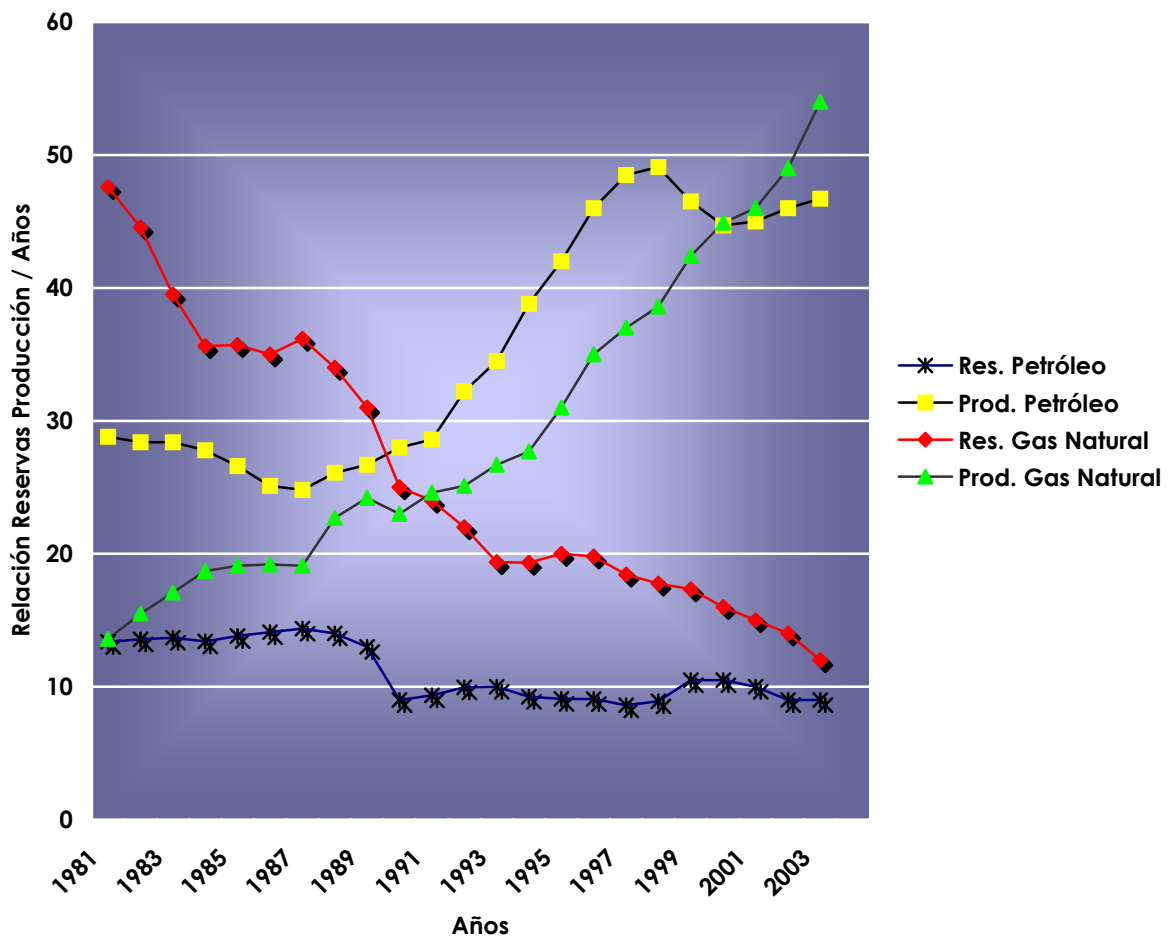
Gráfico 7. Evolución de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, para el período 1981-2003



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Los incrementos registrados a partir de dicha fecha para el gas natural, son resultado del aumento paulatino del consumo del mercado interno, en particular para el abastecimiento de los generadores de energía eléctrica y consumo propio de los productores (requerido para la explotación hidrocarburífera), y del venteo de dicho hidrocarburo (esto último lo desarrollaremos en un próximo trabajo de investigación); en cuanto a las exportaciones de este energético, las primeras comenzaron en 1997 y fueron incrementándose hasta la actualidad, aunque no logran representar un cuarto de la producción, a diferencia del petróleo, cuyas exportaciones representan la mitad de la producción (ver Gráfico 8).

Gráfico 8. Evolución de la relación reservas producción hidrocarburífera en Argentina, para el período 1981-2003



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Según la Secretaría de Energía de la Nación (ver Cuadro 4), cuya información la obtiene de las empresas del sector, la relación reservas producción de hidrocarburos puede oscilar entre 8 y 10 años para el petróleo y entre 11 y 13 años para el gas natural, ya que las empresas presentan disímiles niveles de producción anual en diferentes departamentos de la misma entidad estatal.⁸ Es muy probable que el nivel actual de reservas probadas de

⁸ Por cierto, a diferencia de años anteriores, en el Sitio Web de la Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>) no se encuentran publicados con informes estadísticos de las reservas comprobadas y probables de petróleo y gas natural, por cuencas, provincias, operador, su evolución, etc. Por otra parte no se encuentran disponibles documentos que años atrás si lo estaban, tales como: anuarios de combustibles y balances energéticos, por citar algunos. Esto da clara muestra de la falta de técnicos altamente calificados para la producción de datos y del pésimo gerenciamiento de quienes fueron nombrados para esa

hidrocarburos en Argentina sea considerablemente menor al denunciado por las empresas del sector, pues, como venimos repitiendo a lo largo de este apartado, ni la Secretaría de Energía, ni los Estados provinciales controlan y regulan cuánto y cómo se extraen estos recursos naturales no renovables desde las reformas estructurales.

Cuadro 4					
Relación Reservas Probadas / Producción, de petróleo y gas natural en Argentina, año 2003					
Petróleo			Gas Natural		
Producción (en MM de m ³)	Reservas (en MM de m ³)	Relación R/P (años)	Producción (en MM de m ³)	Reservas (en MM de m ³)	Relación R/P (años)
46,752	449,072	9,6	54.037	663.578	12,3

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en tablas de producción y reservas probadas disponibles en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Cabe resaltar que el número de pozos de exploración registró un marcado descenso, si comparamos las décadas del '80 con la del '90: 103 en 1980, 148 en 1985, 98 en 1990, 60 en 1995, 31 en 2000 y 17 pozos de exploración en 2003 (Freda, 2003), lo que diferencia en parte la caracterización de la política energética antes y después de la privatización.

El agotamiento total de las reservas probadas de petróleo y gas natural llegará, al ritmo actual de producción, en los años 2012 y 2017, respectivamente (ver Cuadro 4 y gráficos 7 y 8), debido a los relevantes incrementos en la extracción irracional de ambos hidrocarburos (el 50% de la producción de petróleo y el 20% del gas se exporta) y a la escasa exploración. Ello nos indica, como hemos visto antes, que una vez vencidos los plazos de las concesiones de explotación (entre los años 2015 y 2017) el Estado nacional recuperaría yacimientos hidrocarburíferos definitivamente agotados, en particular los petrolíferos; y este es un gravísimo problema, si consideramos, como lo muestran los gráficos 1 y 2, la alta dependencia de hidrocarburos en las matrices de consumo energético, en particular gas natural para la generación de electricidad y calefacción.

Por consiguiente, tampoco debería considerarse una planificación energética que conciba la importación total de gas natural proveniente de Bolivia a mediados de la década entrante, pues éste país contaría para entonces con un horizonte de vida muy despreciable, ya sea por las exportaciones al Brasil, demandadas por los más grandes aglomerados urbanos de este país, como por las exportaciones que podrían comenzar a realizarse a EE.UU. en un par de años. De hecho, Bolivia posee menor cantidad de reservas probadas de este hidrocarburo que Argentina; no obstante, que en la actualidad el horizonte de vida de sus reservas triplique el nuestro no significa que tengan más m³ que nosotros, si consideramos el remanente que les quedará luego del significativo incremento de su producción cuando deban abastecer los principales aglomerados urbanos de Brasil y menos aun cuando comiencen las exportaciones a EE.UU.

función. Tampoco escapa la posibilidad de ocultamiento de información, ya sea oficialmente como por intereses particulares que trascienden los de la sociedad en su conjunto.

Las reservas probadas de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensado, líquidos de gas) y de gas natural, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten establecer con cierta exactitud la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería disponible demuestra si podrán ser extraídas en el futuro, o no, de los yacimientos identificados, con el equipo existente y los métodos operativos actuales. Cuando existía YPF SE, la extracción de hidrocarburos de los pozos se realizaba mediante un uso racional que permitiera el aprovechamiento casi total de los pozos. Por su parte, a las empresas privadas que hace pocos años se apropiaron del sector sólo les interesa extraer, extraer y extraer con el menor costo posible de inversión, abandonando los pozos que quedan desechados para toda la vida cuando el producto emana en las proporciones que a ellos les produzca abundante.

Los pronósticos de caídas de reservas, denostados muchas veces por profesionales relacionados con empresas privadas en el país, son el resultado de serios trabajos con aplicación a modelos matemáticos y métodos geológicos y de ingeniería que sobre fines de la década del '50 elaboró un geofísico de la Universidad de Chicago, M. King Hubbert, quien trabajó en el Laboratorio de Investigación de la SHELL Oil en Houston, Texas. En la actualidad son utilizados por los planificadores energéticos, geólogos e ingenieros en petróleo más importantes del mundo. Las cifras señaladas anteriormente respecto a las reservas hidrocarburíferas de Argentina, son concordantes con las que British Petroleum produjera en Nov/2003 (BP, 2003), o las producidas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo en Mar/2003 (OPEC, 2003) y las del United State Department of Energy en Oct/2003 (US DOE, 2003).

Habida cuenta de la escasez de hidrocarburos líquidos y gaseosos que Argentina tendrá en el futuro próximo, no sólo significará una verdadera crisis estructural, sino que además debe señalarse su peligrosidad también en el sentido de que el país se quedará indefectiblemente sin estos recursos naturales no renovables antes que los países industrializados, cuyas estrategias abarcan todos los métodos de apropiación a efectos de que no colapsen sus economías.

El análisis desarrollado hasta aquí presenta las razones que explican en cierta forma la gravedad existente en la no modificación de la configuración actual de las matrices energéticas, en la falta de planificación energética que contemple el reemplazo de los hidrocarburos por recursos energéticos renovables, en la ausencia de control y regulación por parte del Estado nacional de la explotación irracional de los recursos hidrocarburíferos que realiza el sector privado y en la adjudicación indiscriminada e irracional de concesiones, permisos y prórrogas que violan numerosos artículos (25, 34 y 35, por citar los analizados hasta aquí en el presente estudio) de la Ley N° 17319 de Hidrocarburos.

En suma, podemos concluir que tanto los incrementos significativos de la producción como la disminución pronunciada en los niveles de reservas probadas, acompañado esto por la caída registrada en los esfuerzos exploratorios, señalan los resultados que el programa de privatización de YPF y la transferencia realizada por el Estado nacional de sus funciones básicas: control y regulación del mercado hidrocarburífero al sector privado, ejercieron sobre la capacidad de extracción de hidrocarburos por parte de las diversas empresas privadas (locales y extranjeras), que se apropiaron del sector con el inicio de las

reformas estructurales (comienzo de la primera administración Menem), convirtiéndose así en el actor dominante.

1.4. El oligopolio petrolero

Antes de las reformas estructurales, YPF SE era la única empresa del país que abarcaba la casi totalidad de los eslabones del circuito productivo del petróleo, lo que la convertía también en la única empresa integrada verticalmente. Dice Rosa Colantuonio (citada en Rofman, 1999: 129):

"En 1989, el 90% de las reservas habían sido descubiertas por YPF, la que extraía por Administración el 62% del crudo, procesaba el 69% del mismo y participaba con el 64% de las ventas totales de derivados".

Veamos a continuación la participación de YPF SE en la producción de petróleo crudo antes de las reformas. Para el período 1959-1962 YPF producía el 78.2%, para 1963-1965 participaba con el 69.0% de la producción del país, 1966-1972 con 72.8%, 1973-1975 con 72.3%, 1976-1982 con 69.1%, 1983-1989 con 68.5% y en 1990 con 62.3% (Kozulj, 2002: 32); en los restantes porcentajes para los períodos señalados, YPF participaba en contratos con empresas privadas, lo que sugiere que la empresa estatal participaba tanto directamente como en acuerdos contractuales con el 100% de la producción de crudo de Argentina.

Completada la primera etapa de la privatización, en 1993, YPF SA (ahora de capitales mixtos) participaba con el 48.1% de la producción de petróleo, correspondiendo un 15.7% a la argentina Pérez Companc, un 7.7% a la estadounidense Amoco, un 6.5% a la francesa Total Austral y un 5.0% y 3.7% a las argentinas Bidas y Petrolera Argentina San Jorge, respectivamente (Kozulj, 2002: 33). Es decir, que poco más del 80% de la producción de crudo del país se concentraba en 6 empresas, predominando en el liderazgo del oligopolio petrolero YPF. La producción de petróleo en Argentina aumentó aproximadamente un 75% durante la década del '90, y alrededor de un 50% del petróleo crudo se produce para la exportación, donde los destinos más relevantes son Brasil, Chile, Uruguay y Paraguay.

Luego de la privatización de YPF y hasta fines de la década del 90', los principales productores de crudo en Argentina eran YPF, Pérez Companc, Amoco, Total Austral, Petrolera Argentina San Jorge, Astra, Bidas, Tecpetrol y Pluspetrol. YPF y Pérez Companc liderando la producción de petróleo crudo, y nuevamente YPF y Pérez Companc, junto a Total Austral, liderando la producción de gas natural. Pérez Companc junto a Bidas, Tecpetrol y Pluspetrol, habían participado del programa de privatización de la empresa estatal, en un marco de diversificación de inversiones, y sobre fines de la década pasada realizaron las transacciones comerciales pertinentes, al mismo tiempo que incrementaban sus activos en el exterior, permitiendo al grupo Repsol adquirir la totalidad del capital accionario de YPF.

Hacia 1998, YPF concentraba el 40.36% de la producción de crudo, siguiéndole la argentina Pérez Companc con 11.30%, la estadounidense Pan American 9.10% (incluye Amoco y Bidas), las argentinas Astra 8.37% y P. A. San Jorge 7.76%, la francesa Total Austral 5.61% y la argentina Tecpetrol 3.73% (de Techint). Es decir, que más del 86% de la extracción de

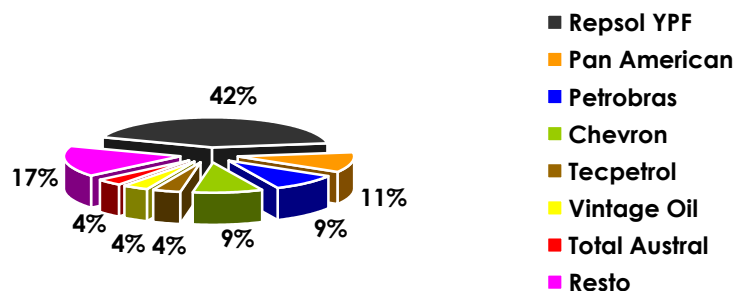
crudo se concentraba en 7 empresas (Anuario de Combustibles 1998 de la Secretaría de Energía de la Nación).

Para el año 2001, el 83% de la producción se concentraba en 5 empresas: 50.5% en Repsol YPF (incluyendo 12.4% de Astra y 2.4% de Pluspetrol), 9.7% en Pérez Companc, 9.7% en Chevron San Jorge, 8.6% en Pan American Energy y 4.3% en Tecpetrol. Entre los cambios importantes cabe resaltar la compra de Petrolera Argentina San Jorge por la estadounidense Chevron Texaco, la adquisición de las empresas argentinas Astra y Pluspetrol por la hispano-estadounidense Repsol YPF y la alianza entre Total Austral, Wintershall y Pan American Energy (Secretaría de Energía de la Nación, 2001). En suma, la situación del sector tras la privatización final de YPF, como señala Kozulj (2002: 34), se caracteriza por una altísima concentración y por la presencia de prácticamente un solo actor dominante: Repsol YPF. El barco del oligopolio ya tenía capitán, y era más estadounidense que español, como veremos en el próximo capítulo.

En 2003 el panorama de esta actividad no había cambiado demasiado, pues, poco más del 83% de la extracción de petróleo crudo se concentraba en 7 empresas (ver Cuadro 5 y Gráfico 9). Entre los cambios importantes en comparación con los dos años inmediatamente anteriores cabe resaltar la compra de la argentina Pérez Companc por la estatal brasileña Petrobras. Como se puede observar en el Cuadro 5, Repsol YPF es el mayor productor de petróleo crudo en Argentina, con una participación del 42.4%; luego le siguen la anglo-estadounidense Pan American con 10.8%, la estatal brasileña Petrobras 9.5% y la estadounidense Chevron San Jorge 9.5%, entre los de mayor producción (Secretaría de Energía de la Nación, 2004).

Cuadro 5		
Concentración de la Producción de Petróleo Crudo en Argentina, año 2003		
Operador	Producción (MM de m³)	Participación (%)
Repsol YPF	19,80	42.4
Pan American Energy Argentina	5,04	10.8
Petrobras Energía	4,44	9.5
Chevron San Jorge	4,44	9.5
Tecpetrol (Organización Techint)	1,92	4.1
Vintage Oil Argentina	1,68	3.6
Total Austral	1,68	3.6
Subtotal	39,00	83.4
TOTAL PAÍS	46,75	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 9. Concentración de la producción de petróleo crudo en Argentina, año 2003**Producción de petróleo por operador, 2003**

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Según la petrolera British Petroleum (BP, 2003), la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2002), la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC, 2003), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2003) y el United State Department of Energy (US DOE, 2003), Argentina posee el 0.3% de las reservas mundiales de petróleo y participa con el 1.1% de la producción mundial de crudo y con el 0.5% del consumo mundial de este hidrocarburo. En relación al continente latinoamericano, Argentina se ubica en el 4° lugar a nivel reservas probadas, producción y consumo de petróleo. En relación al gas natural, los organismos mencionados antes señalan que Argentina posee el 0.5% de las reservas mundiales de gas natural y participa con el 1.4% de la producción mundial y con el 1.2% del consumo mundial de este hidrocarburo. Con respecto al continente latinoamericano, Argentina se ubica en el 2° lugar a nivel reservas probadas y es el 1° productor y consumidor de gas natural, en ambos puestos junto a México. Esto nos indica que Argentina no es un país beneficiado por la naturaleza en materia de hidrocarburos, sin embargo exporta como tal en detrimento del abastecimiento interno, como hemos visto para el caso del petróleo y como veremos en otro apartado para el caso del gas natural.

En lo concerniente a la extracción del gas natural en el país, hacia 1998 YPF concentraba el 33.67% de la misma, siguiéndole Total Austral con 16.11%, Pluspetrol 9.35%, Pan American Energy 8.23%, Pérez Companc 7.45% y Tecpetrol 7.17%. Es decir, casi el 82% de la producción de gas natural se concentraba en 6 empresas (Anuario de Combustibles 1998, Secretaría de Energía de la Nación).

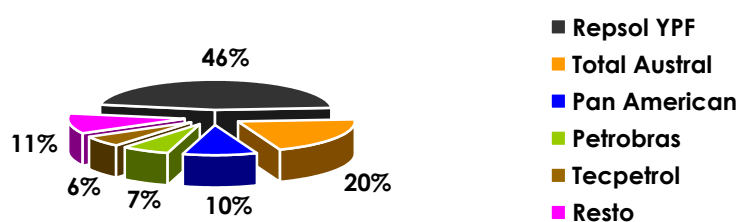
Para 2003 (ver Cuadro 6), el panorama no ha cambiado demasiado, pues, el 89% de la extracción de gas natural se concentraba en 6 empresas. Entre los cambios importantes cabe resaltar la compra de Pérez Companc por Petrobras y la adquisición de Pluspetrol por Repsol YPF en 2001. Como se puede observar en el Cuadro 6, Repsol YPF nuevamente ocupa el primer puesto, ya que resulta el mayor productor de gas natural en Argentina, con una participación del 36.9%, la que se eleva a un 46.2% con la compra de Pluspetrol; luego le siguen la francesa Total Austral con 20.2%, la estadounidense Pan American 10.2%, la estatal brasileña Petrobras 6.7% y la argentina Tecpetrol 5.8%, entre las de mayor producción (Secretaría de Energía de la Nación, 2004).

Cuadro 6		
Concentración de la Producción de Gas Natural por Operador, año 2003		
Operador	Producción (MM de m³)	Participación (%)
Repsol YPF	19,92	36.9
Total Austral	10,92	20.2
Pan American Energy Argentina	5,52	10.2
Pluspetrol (propiedad de Repsol YPF)	5,04	9.3
Petrobras Energía	3,60	6.7
Tecpetrol	3,12	5.8
Subtotal	48,12	89.1
TOTAL PAÍS	54,03	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 10. Concentración de la producción de gas natural en Argentina, año 2003

Producción de gas natural por operador, 2003



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Vemos en el caso de la producción del gas características similares de concentración e incluso prácticamente los mismos actores que encontramos en la producción de petróleo. En suma, un claro oligopolio del upstream liderado y controlado por Repsol YPF.

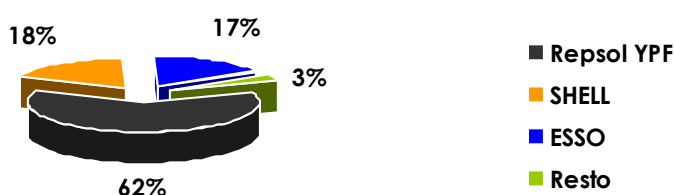
Cuadro 7		
Petróleo crudo procesado por empresa en Argentina, 2003		
Operador	Capacidad (MM de m³)	Participación (%)
Repsol YPF	18,60	55.3
SHELL	5,52	16.4
ESSO	4,56	13.6
EG3 (Petrobras)	1,80	5.4
Pecom Energy (Petrobras)	1,80	5.4
Refinor (50% de Repsol YPF, 28.5% Petrobras Energía y 21.5% Pluspetrol)	1,20	3.6
Subtotal	33,48	99.6
TOTAL PAÍS	33,63	100.0

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

También en la actividad de procesamiento del crudo se ha consolidado, y al mismo tiempo contribuido, una oligopolización del sector petrolero. En el Cuadro 7 podemos observar que el 87.1% del petróleo crudo procesado en Argentina se concentra en 3 empresas extranjeras: la hispano-estadounidense Repsol YPF con 57.1% (incluye 50% de REFINOR), la anglo-holandesa SHELL con 16.4% y la estadounidense ESSO con 13.6% (Secretaría de Energía de la Nación, 2004).

Gráfico 11. Concentración de la capacidad de refino en Argentina, año 2003

Capacidad de refino por operador, 2003



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación y Repsol YPF (2004a).

Según otras tablas e informes estadísticos disponibles en el Sitio Web de la Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>), ver Gráfico 11, al 31/Dic/2003 Repsol YPF concentra el 62% de la capacidad de refinación del país, con sus tres refinерías: La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, más el 50% que posee en la refinaría de Campo Durán: REFINOR (Repsol YPF, 2004a: 39-41); luego le siguen la refinaría de SHELL (Campana) con 18% de participación y las dos de ESSO (Dock Sud y Puerto Galván) con el 17%, correspondiendo a las refinерías de Petrobras (Bahía Blanca y San Lorenzo) y demás el restante 3%.

Es decir, el 97% de la actividad de refinación lo realizan sólo tres empresas, con claro control y liderazgo de Repsol YPF en el principal eslabón del downstream.

Dice Daniel Azpiazu (2002: 185-186):

“En efecto, la privatización de las destilerías de YPF de Campo Durán, San Lorenzo y Dock Sud, su adquisición por parte de otras importantes petroleras que integraron verticalmente su producción y la emergencia de firmas como EG3 (producto de la fusión de Puma, Isaura y Astra, que, posteriormente, fue absorbida por la española Repsol) conllevaron cambios radicales en la conformación estructural del mercado”.

Repsol YPF y Petrobras han realizado en el año 2001 una operación de intercambio de activos con motivo de cumplir con reglamentaciones legales asociadas a la compra de YPF en 1999, a fin de evitar en consecuencia una posible acción oficial en materia de defensa de la competencia (Azpiazu, 2002: 186). Por consiguiente, Repsol YPF obtuvo el 30% de la refinaría Alberto Pascualini (REFAP), situada en el Sur de Brasil y Petrobras la refinaría de

Bahía Blanca (Repsol YPF, 2002a: 41). En esta operación de intercambio entre Repsol YPF y Petrobras de Dic/2001 cabe señalar que YPF SA vendió a Repsol YPF sus inversiones en EG3 SA, EG3 Asfaltos SA y EG3 Red SA por un monto aproximado a los U\$S 559 millones, registrando una pérdida neta de U\$S 27 millones (YPF, 2002a: 42), adquiridas luego por Petrobras.

Hemos visto que el liderazgo del oligopolio petrolero en Argentina se encuentra a cargo de Repsol YPF, empresa que participa con importantes representaciones en todos los eslabones de los circuitos productivos del petróleo y del gas natural, así como también del sector energético en general (ver Anexo I del presente documento).⁹ A modo ilustrativo, presentaremos en este trabajo tres casos de estudio, representativos de la poderosa élite del petróleo en Argentina: **Repsol YPF, Petrobras y Pan American Energy**; aunque el primero recibirá un tratamiento por separado en el próximo capítulo. Analicemos brevemente los otros dos casos.

La estatal brasileña **Petrobras**, tras adquirir Pérez Companc en 2003, las refinerías de San Lorenzo y Refinor (el capital social de Refinor se distribuye así: 28.5% Petrobras Energía, 21.5% Pluspetrol -YPF- y 50% Repsol YPF), EG3 y la refinería de Bahía Blanca a YPF, se ha convertido en el tercer productor de petróleo, en el cuarto productor de gas natural y en el cuarto refinador de petróleo crudo del país. Argentina representa para Petrobras el 60% de la producción total de petróleo y el 40% de la producción total de gas natural de la empresa. Contrariamente a lo establecido por el Art. 34 de la Ley N° 17319 de Hidrocarburos, Petrobras es titular de 32 concesiones de explotación. Por cierto, los resultados operativos de Petrobras al 31 de Diciembre de 2003, 2002, 2001, 2000 y 1999 fueron los siguientes: \$ 1.233 MM, \$ 1128 MM, \$ 642 MM, \$ 684 MM y \$ 485 MM, respectivamente (<http://www.petrobras.com.ar>).

Hacia el año 2000, Petrobras había invertido en Argentina alrededor de U\$S 350 Millones, en diferentes áreas de exploración de hidrocarburos. La Cuenca Noroeste concentra las principales inversiones de la estatal brasileña pertinentes, más precisamente en Tartagal, Provincia de Salta, de donde extrae gas natural en asociación con otras cuatro compañías petroleras. En relación a la producción hidrocarburífera, las principales cuencas en donde participa Petrobras son la Neuquina (yacimientos: Puesto Hernández, Medanito, Jagüel de los Machos y Río Neuquén) y Austral (yacimientos: Santa Cruz I y Santa Cruz II). En la Neuquina, en especial en el bloque Puesto Zúñiga (primer pozo exploratorio perforado en Argentina), Provincia de Río Negro, se llevan importantes a cabo tareas de exploración (otras áreas en donde opera: Cerro Manrique, Puesto González y Mata Mora). En Oct/2002 Petrobras adquirió el 100% del paquete accionario de la argentina Petrolera Santa Fe. Esta operación le ha permitido participar en las áreas hidrocarburíferas de Sierra Chata, Refugio Tupungato, Atamisqui y El Tordillo. Otras provincias argentinas en donde opera Petrobras son Chubut, La Pampa y Mendoza. Y con respecto a la industria petroquímica, Petrobras participa con el 40% del capital social de Petroquímica Cuyo (su principal socio: Grupo Sieleki con 50.5%; correspondiendo el 9.5% restante a otros). Los datos presentados en este párrafo fueron consultados en <http://www.petrobras.com.ar>.

⁹ Anexo I: http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.

El principal operador del transporte de gas natural de Argentina es Transportadora de Gas del Sur (TGS), empresa propietaria del sistema de gasoductos más extenso de Sudamérica (7.400 km de gasoductos y 520.000 HP de potencia de compresión instalada). El accionista controlante de TGS es la empresa CIELSA: 50% Petrobras Energía. Por otra parte, Petrobras Energía participa con el 35% del capital social de TGS, correspondiendo una participación significativa a ENRON Corp. La concesión de TGS es de 35 años a partir de 1992 (<http://www.petrobras.com.ar>).

Petrobras también participa en la operación de Oleoducto del Valle SA, con un 23.1%, correspondiendo el porcentaje restante: 30% Repsol YPF, 14% Chevron San Jorge, 11.9% Pan American Energy, 11.9% Pluspetrol (YPF), 7% Astra y 2.1% Tecpetrol (Techint). También se destaca la participación de Oleoducto de Crudos Pesados, con un 15%; entre sus socios se encuentran la hispano-estadounidense Repsol YPF, la argentina Tenco (Techint), la canadiense AEC, la italiana AGIP y las estadounidenses Kerr McGee y Occidental (<http://www.petrobras.com.ar>).

En relación a la generación de energía eléctrica, Petrobras es propietaria de la central termoeléctrica Genelba, en la Provincia de Buenos Aires y de la central hidroeléctrica Pichi Picún Leufú en Comahue, Provincia del Neuquén. Además participa en la operación de la central hidroeléctrica Urugua-i, en la Provincia de Misiones (capital social: 29.3% Petrobras Energía, Sideco Americana 50.2%, IMPSA 17.1%, IECSA 3.4%). Por otra parte, Petrobras Energía participa del 9.19% del capital social de la central hidroeléctrica Piedra del Águila, correspondiendo la distribución del porcentaje restante: 70.02% Total Austral, 10% Emerging Markets Growth, 7.35% The Argentine Investment Co., 3.44% Administración Nacional de Usinas y Transmisión Eléctrica UTE (<http://www.petrobras.com.ar>).

En lo concerniente a la transmisión de energía eléctrica en extra alta tensión en Argentina, Petrobras Energía participa de la operación de un sistema de aproximadamente 8.250 km de líneas de transmisión de 500 kV y 570 km de líneas de transmisión de 220 kV, 32 estaciones transformadoras y equipos de interconexión del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esta red constituye el núcleo del sistema de transporte de nuestro país. La empresa propietaria de la red es Transener SA, cuya concesión se inició en 1993 y tiene como fecha de vencimiento el año: 2088. El capital social de Transener SA se distribuye así: 65% CITELEC, 10% corresponde a empleados de la compañía y el 25% restante cotiza en la Bolsa de Valores de Buenos Aires. Mientras que el capital social de CITELEC se conforma de la siguiente manera: 49.99% Petrobras Energía, 42.49% National Grid Co., 7.52% The Argentine Investment Co. Cabe señalar que Transener SA es propietaria en un 90% de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires SA (TRANSBA), correspondiendo el 10% restante a los trabajadores de la firma (<http://www.petrobras.com.ar>).

EDESUR, concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica en el sur y centro de la Ciudad de Buenos Aires y sudeste del conurbano bonaerense, se encuentra controlada en un 56.35% por la empresa Distrilec Inversora SA. El capital social de esta firma es conforma así: 48.5% Petrobras Energía, 27.2% Enersis, 23.4% Chilectra, 0.9% Empresa Nacional de Electricidad (<http://www.petrobras.com.ar>).

Pan American Energy LLC Argentina, producto de la fusión de Amoco y Bidas en Argentina, es otra de las principales compañías petroleras que forma parte del oligopolio petrolero argentino. Veamos brevemente la participación de esta petrolera de capitales anglo-estadounidenses (60% BP y Amoco, 40% Bidas) en los eslabones del *upstream* y del *downstream*. Pan American Energy es la segunda productora de petróleo de Argentina: 10.8%, después de Repsol YPF, y tercera productora de gas natural: 10.2%, después de Repsol YPF y Total Austral (<http://energia.mecon.gov.ar>).

Pan American Energy posee 142,8 MM de m³ de reservas de petróleo ubicadas en las cuencas Austral, Neuquina y San Jorge y 152,844 MM de m³ de reservas de gas natural ubicadas en las cuencas argentinas Austral, Neuquina y Golfo San Jorge y en la cuenca boliviana Tarija. El 71.4% de la producción hidrocarburífera de esta compañía proviene de Argentina y Bolivia. También se encuentra realizando exportaciones de gas natural desde el extremo Sur de Argentina a Chile. Pan American Energy participa en empresas de transporte y distribución del gas natural de Argentina y Uruguay, tales como: GASEBA Uruguay, Gas NEA (Arg.) y Gasoducto Cruz del Sur SA (Buenos Aires-Montevideo-Porto Alegre). La participación estratégica también se extiende a empresas generadoras de electricidad de Argentina y Bolivia: Central Dock Sud SA (Arg.) e Inversora Bulu Bulu SA (Bolivia). Por otra parte, Pan American tiene participaciones en oleoducto ODELVAL SA y en dos terminales de almacenamiento y carga marítima que concentran la producción de la Cuenca Golfo San Jorge: TERMAP SA (ver: <http://www.pan-energy.com>).

Para ir finalizando, del análisis esbozado en este primer apartado sobre el programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, su impacto en la relación reservas producción de hidrocarburos y la conformación de un oligopolio petrolero liderado por Repsol YPF, se destacan:

1° en relación a la propiedad de las reservas hidrocarburíferas del país, actualmente 5 empresas concentran el 77% de las reservas probadas de petróleo y 6 empresas el 83% de las reservas probadas de gas natural. Repsol YPF es propietaria del 46% de las reservas probadas de petróleo y del 48% de las de gas natural de Argentina. A modo ilustrativo, de acuerdo a datos consultados en el Sitio Web de la Secretaría de Energía de la Nación: <http://energia.mecon.gov.ar>, se pueden identificar serias violaciones a los artículos 25 y 34 de la Ley N° 17319 de Hidrocarburos: Repsol YPF (2004a: 24) es titular de 85 bloques de explotación y de 30 bloques de exploración; Petrobras posee 32 concesiones de explotación.

2° respecto al aumento significativo en la producción de petróleo y gas natural, se trata de un incremento del 80% en la producción de petróleo y del 140% en la de gas natural, en relación a los niveles anteriores a las reformas estructurales. El destino principal de este incremento no fue el mercado interno, ya que el 50% de la producción de petróleo y el 20% del gas se destinó a la exportación. En lo concerniente a la concentración de la producción e industrialización, el 83% de la extracción de petróleo se concentra en 7 empresas, y el 89% de la extracción de gas natural se concentra en 5 empresas. Por cierto, Repsol YPF domina el 42% de la producción de petróleo y el 46% de la producción de gas natural. En el caso de la refinación podemos observar un mayor grado de concentración, ya que el 98% del

mercado lo controlan sólo 3 empresas, bajo el fuerte liderazgo y control de Repsol YPF: 62%.

3° la reducción de la cantidad de pozos explorados es otro punto a destacar, la cual ha disminuido considerablemente con el inicio del programa de privatización de YPF.

4° la disminución del horizonte de vida de las reservas (gas: de 34 años en 1988 a 12 años en 2003; petróleo: de 14 años en 1988 a 9 años en 2003), como resultado de la drástica reducción en la inversión de riesgo y simultáneamente el incremento significativo de la producción, acompañado de una extracción irracional de los recursos.

5° si bien la morfología del mercado hidrocarburífero es más abierta que en el esquema previo a las reformas estructurales, ello no se ha reflejado para nada, sino más bien el desarrollo de un mercado de competencia cada vez más imperfecto, por la alta concentración registrada tanto en la propiedad de las reservas como en la extracción e industrialización.

6° En la búsqueda de obtener ventajas competitivas, Repsol YPF aprovechó los altos niveles en las reservas para incrementar su producción con relevantes disminuciones en los esfuerzos exploratorios. Es decir, a mayor producción y menores esfuerzos exploratorios = rentabilidad excelente.

Por último, en relación a la alta concentración que caracteriza al sector hidrocarburífero en su conjunto, cabe señalar el siguiente comentario de Kozulj (2002: 35):

"(...) la elevada concentración de la propiedad de las reservas y de la producción es lo propio de la industria petrolera en todo el mundo, pretender lo contrario es casi absurdo, de lo que se debe deducir que el objetivo de lograr un mercado más competitivo constituía una simple retórica del discurso dominante de los noventa".

No obstante, a fin de complementar el citado comentario, para un país subdesarrollado como Argentina no es lo mismo un oligopolio petrolero conformado por empresas privadas, menos aun si son extranjeras, que un oligopolio liderado por una empresa petrolera estatal, y más disímil resulta ser cuando el Estado nacional monopoliza las actividades del sector, ya que los agentes económicos privados, en especial si son extranjeros, tienen como único objetivo la maximización de ganancias año tras año, con la menor inversión de riesgo posible e incremento sucesivo de la producción, más la transferencia de ingresos y capital a sus casas matrices, mientras que la rentabilidad de una empresa estatal es de carácter netamente social, pues al Estado nacional no le interesa lucrar con altos precios de combustibles y tarifas públicas en el mercado interno, ya que su único objetivo es servir de herramienta, de instrumento de poder, para el desarrollo de la economía del país y el bienestar general de la población.

2. La planificación estratégica de Repsol YPF y las ganancias extraordinarias realizadas en Argentina

2.1. Introducción

En este capítulo nos interesa comprender e interpretar la planificación estratégica del grupo Repsol YPF SA, particularmente su aplicación en Argentina, por tratarse del conglomerado más importante del país, y, por cierto, su liderazgo del oligopolio petrolero cobra gran relevancia como para no ser estudiado minuciosamente. En este sentido analizaremos, en un principio, la evolución estructural del capital social del grupo Repsol YPF, período 2001-2004, a fin de conocer el origen de los inversionistas. En un segundo momento, abordaremos el análisis de la primer estrategia de diversificación geográfica del Grupo a fines de la década del '90, reflejada con la compra de YPF SA y la colonización de los mercados latinoamericanos, comparando la evolución de las ganancias obtenidas en el "Nuevo Mundo" en relación con los mercados tradicionales de la Compañía. En un tercer momento analizaremos los principales indicadores por áreas de negocio, caracterizando las actividades propias de cada una de las áreas e identificando aquellos eslabones donde Repsol YPF se desempeña como actor dominante, a fin de clarificar el grado de predominio de la empresa en el sector energético. Por último, analizaremos las metas del "Plan Estratégico 2003-2007", presentado por los directivos de la Compañía en Nov/2003.

2.2. El capital social del grupo Repsol YPF

El capital social de Repsol YPF SA al 31/Dic/2003 está representado por 1.220.863.463 acciones (Repsol YPF, 2004c: 71). A esa cantidad de acciones, el valor del patrimonio neto de Repsol YPF, tomando la cotización del mercado continuo de las bolsas de valores españolas al 31/Dic/2003 en € 15,46 la acción (Repsol YPF, 2004d: 1), equivale a poco más de € 18.875 MM (Repsol YPF, 2004c: 73).¹⁰

El Estado español posee una acción de oro de Repsol YPF SA, pero es una acción de oro temporal, ya que vence en Ene/2005. Esto significa que la misma puede ser adquirida por cualquier petrolera del mundo, probablemente las que hoy se encuentran realizando grandes negocios en Irak, Nigeria o Afganistán.

Veamos a continuación la evolución estructural del capital accionario de Repsol YPF, para Abril de 2001, 2002 y 2003, en los cuadros 8, 9 y 10, respectivamente.

En el Cuadro 8 podemos observar que entre los principales accionistas de Repsol YPF a Mar/2001 se encuentran empresas de capitales españoles, las más representativas son el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (grupo BBVA) con 9.7% de participación directa, la Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona (La Caixa) con 8.5%, y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) con 3.6% de participación directa.

¹⁰ En las bolsas de Buenos Aires y New York, a misma fecha, el valor unitario de las acciones de Repsol YPF SA cotizó en \$ 51,25 y U\$S 17,72 respectivamente (Repsol YPF, 2004c: 73).

Entre los accionistas estadounidenses, que en su conjunto representan apenas el 7.7% del paquete accionario, se encuentra The Chase Manhattan Bank¹¹ con el 65% de la masa de accionistas de EE.UU. (5% del total de Repsol YPF). Y entre los restantes accionistas del mundo, se destaca la participación de la petrolera estatal PEMEX con 5% (Kozulj, 2002: 23).

Cuadro 8	
Estructura del capital accionario de Repsol YPF, Abr/2001	
En % de acciones	
Accionistas	Participación accionaria %
Accionistas del Resto del Mundo	30.50
Accionistas de España	27.50
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Grupo BBVA)	9.70
Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona (La Caixa)	8.50
Accionistas de EE.UU.	7.70
Repinves	5.90
PMI Holdings	4.80
Iberdrola	3.30
ENDESA	2.10
TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de Herrero (2002) y Kozulj (2002: 23).

En el Cuadro 9, se puede observar que el capital accionario de la empresa, para Abr/2002, manifiesta una cuantificación sustancial de la participación de accionistas estadounidenses respecto al registrado en el Cuadro 8: de 7.7% para Mar/2001 ascendió a casi un 22% para Abr/2002.

Cuadro 9	
Estructura del capital accionario de Repsol YPF, Abr/2002	
En % de acciones	
Accionistas	Participación accionaria %
Accionistas de España	24.30
Accionistas de EE.UU.	21.90
Accionistas del Resto del Mundo	19.20
Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona (La Caixa)	10.10
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Grupo BBVA)	8.00
Repinves	5.60
PMI Holdings	4.80
Iberdrola	3.20
ENDESA	3.00
TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de FIA-UGT (2002), Herrero (2002), Kozulj (2002: 23).

Cabe resaltar que el principal accionista de EE.UU. en el patrimonio de Repsol YPF es la californiana Brandes (compañía controlada por la financiera del mismo nombre), a su vez uno de los accionistas más importantes de las españolas Telefónica y BBVA, de la Telecom de Portugal y de las latinoamericanas TELMEX y América Móvil (Herrero, 2002). Notable es la disminución de la masa de accionistas del resto del mundo observada en el Cuadro 9, que para Mar/2001 participaban con un 30.5% y en Abr/2002 con menos del 20%.

¹¹ The Chase Manhattan Bank es un antiguo empleador del economista de facto José Alfredo Martínez de Hoz.

En el caso de los accionistas españoles, se pueden observar algunos cambios importantes: mientras el grupo BBVA disminuyó de 9.7% a 8%, entre Mar/2001 y Abr/2002, La Caixa incrementó su participación del 8.5% a poco más del 10% en igual período, estableciéndose como el principal accionista español de Repsol YPF.

Para Abr/2003 (ver Cuadro 10), el patrimonio de Repsol YPF está conformado en un 35% por fondos institucionales estadounidenses, 23% de inversiones españolas, 24% de accionistas minoritarios españoles y el 18% restante entre accionistas minoritarios de Europa, EE.UU. y Latinoamérica (Bao y De Dicco, 2003).

En relación al año anterior, se destaca el incremento de accionistas estadounidenses en la participación del capital social de la empresa, pasando de un 22% a un 35%; aunque tanto más significativo resulta ser el aumento de participación de inversores estadounidenses cuando comparamos 2003 con 2001 (de 7.7% a 35%).

Con respecto a los inversionistas minoritarios españoles, la Caixa continúa en igual nivel de participación que el año anterior, y lo mismo sucede con Repinves. Sin embargo, según el *Informe Anual 2003* (Repsol YPF, 2004c: 72), el grupo BBVA ha reducido su participación al 5.32%.

Entre los accionistas del "Resto del Mundo", se encuentra nuevamente la petrolera estatal mexicana: PEMEX, con una participación en el capital social de Repsol YPF equivalente al 4.81% (Repsol YPF, 2004c: 71).

Cuadro 10	
Estructura del capital accionario de Repsol YPF, Abr/2003	
En % de acciones	
Accionistas	Participación accionaria %
Accionistas de EE.UU.	35.27
Accionistas de España	23.00
Accionistas del Resto del Mundo	12.95
Caja de Ahorro y Pensiones de Barcelona (La Caixa)	10.17
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Grupo BBVA)	8.17
Repinves	5.63
PEMEX	4.81
TOTAL	100.00

Fuente: elaboración propia en base a datos de Bao y De Dicco (2003) y Repsol YPF (2004c: 71-72).

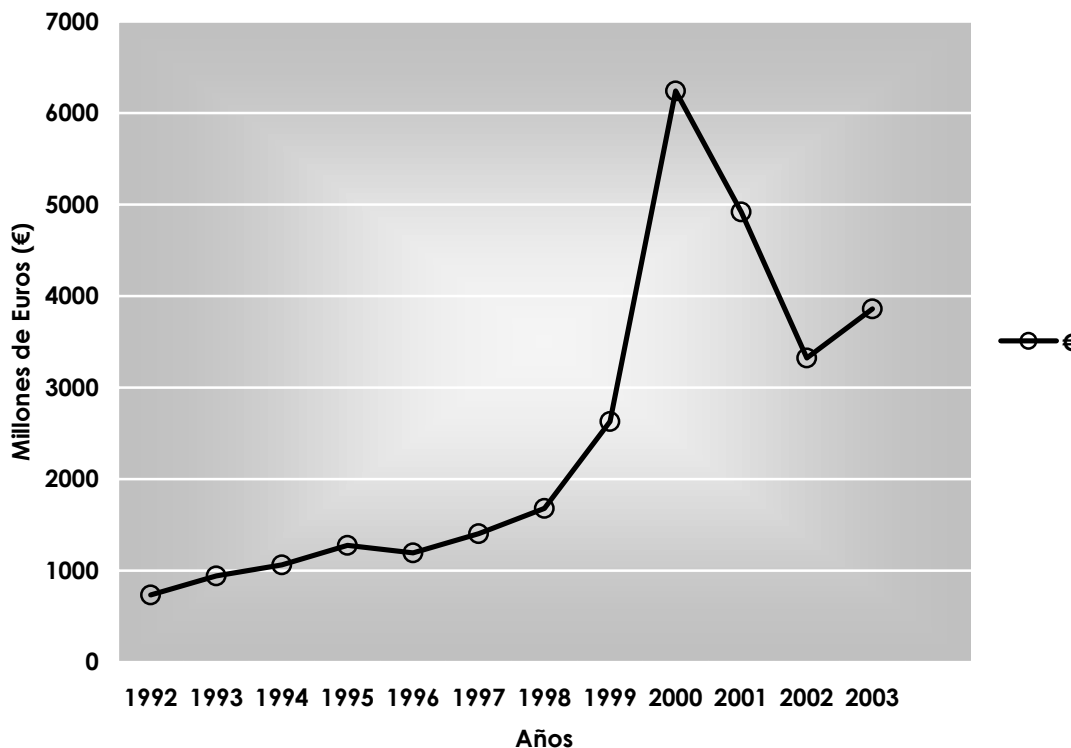
2.3. Las ganancias extraordinarias del grupo Repsol YPF en Argentina

Analizaremos a continuación los ejercicios correspondientes al período 1999-2003 de Repsol YPF, y en un segundo momento estudiaremos la generación de beneficios por áreas geográficas, período 1998-2003, a fin de conocer el grado de participación de Argentina y América Latina en los mismos.

En líneas generales, podemos observar en el Gráfico 12 un aumento significativo de los resultados operativos obtenidos por el grupo Repsol YPF entre 1992 y 2003, más precisamente a partir de 1999, tras la compra del 98.23% del capital accionario de YPF SA (ver Cuadro 2, del Capítulo 1), año en que los resultados operativos alcanzan el récord

histórico de la Compañía: € 2.629 MM, casi un 60% de incremento respecto a los € 1.680 MM del año anterior.

Gráfico 12. Evolución de los Resultados Operativos de Repsol YPF, período 1992-2003, en millones de euros



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 15; 2004b: 1; 2002a: 12) e YPF (2002a: 2).

Los resultados operativos del grupo Repsol YPF SA registrados al concluir el ejercicio del año 2003 fueron de € 3.860 MM, en comparación con los € 3.323 MM del ejercicio anterior, representando un aumento del 16%, aproximadamente. Dicho aumento principalmente tuvo origen en la trepada significativa del precio internacional del barril de crudo, que osciló entre U\$S 25 y U\$S 37 durante el año 2003, en el contexto de la invasión a Irak a cargo de la coalición internacional liderada por EE.UU. y el Reino Unido; aunque cabe destacar la avaricia de las poderosas petroleras del G7 y las presiones de la OPEP en la formación de tales precios internacionales, que no sólo aprovechan la situación crítica en Medio Oriente y Asia Central, sino también los conflictos políticos de dos importantes miembros de la OPEP: Venezuela y Nigeria. En suma, a precios internacionales muy elevados, Repsol YPF incrementa sus ingresos por exportaciones, actividad estratégica de la empresa.

Si comparamos los resultados operativos de los ejercicios 2002 y 2001 (es decir, € 3.323 MM y € 4.920 MM, respectivamente), se puede argüir que el descenso superior al 30% se debió a las siguientes razones. Por un lado, menor precio de realización en la comercialización

de petróleo crudo, menor precio de venta del gas natural (-46% respecto al año anterior) y la enajenación de activos en Indonesia en 2001, que por cierto generaron € 211 MM. Por otra parte, el 12/Feb/2002 Duhalde firmó el Decreto N° 310/02, el cual actúa sobre las exportaciones, estableciendo retenciones a las exportaciones de crudo y productos refinados del 20% y 5%, respectivamente. También cabe destacar la participación de la considerable disminución en los volúmenes comercializados de gasolinas, gasóleos y GLP en el mercado argentino, en la caída de los resultados operativos del Grupo en relación al año anterior, levemente compensada por la pesificación parcial de los costes operativos y de inversión de la Compañía, así como también la escalada del precio internacional del barril de crudo influyendo favorablemente en las exportaciones, puesto que el barril de crudo osciló entre U\$S 22 y U\$S 33 durante el ejercicio 2002, cuyas causas podemos encontrarlas en la avaricia de las petroleras más importantes del mundo, quienes han jugado con la hipótesis de conflicto bélico en el Golfo Pérsico y con la inestabilidad política resultante del golpe de Estado fallido (organizado por la Agencia Central de Inteligencia – CIA– estadounidense) que en Abr/2002 sufrió el gobierno democrático de la República Bolivariana de Venezuela (De Dicco y Lahoud, 2003).

Al 31/Dic/2001, como se mencionó antes, los resultados operativos fueron equivalentes a € 4.920 MM, en comparación con los € 6.242 MM del ejercicio anterior, lo que representa un descenso de casi un 21%. Esta disminución se debió principalmente a la baja en el precio internacional del crudo, que para 2001 el precio promedio correspondió a 22 U\$S/bbl y en 2000 a 28 U\$S/bbl, parcialmente compensado con un incremento en los volúmenes vendidos de petróleo y gas natural en el mercado argentino y externo.

Los resultados operativos registrados al cierre del ejercicio 2000 fueron, como hemos visto, de € 6.242 MM, que, comparado con los € 2.629 MM del ejercicio anterior, representa un aumento del 137%. Tal incremento se debió principalmente al aumento registrado en el precio internacional del crudo, que en promedio fue de 28 U\$S/bbl en 2000 y de 16 U\$S/bbl en 1999. Este aumento significativo del precio internacional del barril de crudo fue causado tanto por la avaricia de las petroleras más importantes del mundo, como por las presiones de los miembros de la OPEP en restringir la producción de crudo, sumando a ello el aumento de los precios de los productos comercializados en el mercado argentino y extranjero, parcialmente compensado con una disminución en los volúmenes comercializados de petróleo y gas natural (esto último, se debió a la enajenación de las áreas productivas de Repsol YPF en EE.UU., en Dic/1999).

El ejercicio finalizado al 31/Dic/1999 muestra un resultado operativo equivalente a € 2.629 MM, en comparación con los € 1.680 MM del año anterior; es decir, un incremento de casi 60%. A este respecto, cabe señalar la adquisición de YPF SA realizada por el grupo Repsol entre mediados y fines de 1999, con lo cual se explica el incremento significativo en los resultados operativos del Grupo. Por lo demás, entre 1992 y 1997 los resultados operativos fueron los siguientes (en millones de euros): 734 en 1992, 943 en 1993, 1.063 en 1994, 1.277 en 1995, 1.194 en 1996 y 1.404 en 1997. Esto destaca la decisión estratégica que tuvo para el grupo Repsol adquirir YPF SA, ya que los reservorios explotados por Repsol en el Norte de África, Medio Oriente y Lejano Oriente no cumplían con los requisitos establecidos para que España sea miembro de la Unión Europea (UE), pues, en aquél entonces cada miembro de la UE debía poseer reservas estratégicas, y España carecía de las mismas,

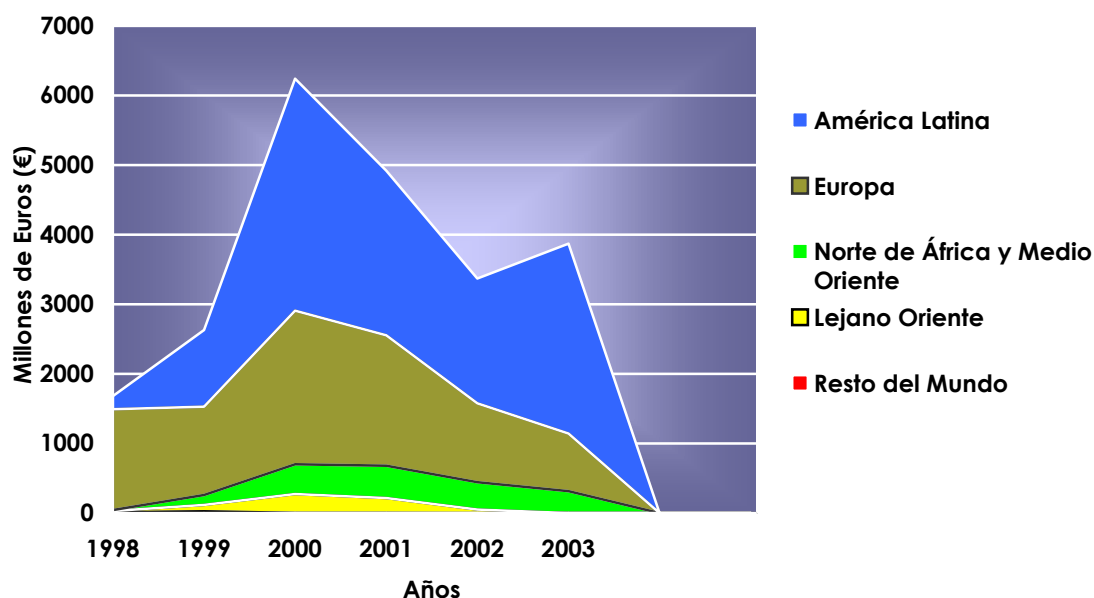
hasta tanto desembarcó en Argentina, y, a través de ella, en América Latina (De Dicco y Lahoud, 2003).

Ahora pasaremos a analizar el Cuadro 11 y los gráficos 13 y 14, donde podemos observar la relevante participación que América Latina, y en particular Argentina, tienen sobre los resultados operativos del grupo Repsol YPF, para el período 1998-2003.

Cuadro 11						
Resultados Operativos de Repsol YPF en el Mundo por áreas geográficas, 1998-2003						
En millones de euros						
Áreas Geográficas	1998	1999	2000	2001	2002	2003
América Latina	187	1.101	3.333	2.365	1.792	2.729
• Argentina	145	964	2.830	2.104	1.573	2.198
• Resto de Latinoamérica	42	137	503	261	219	531
Europa	1.449	1.269	2.207	1.875	1.134	826
Norte de África y Medio Oriente	14	141	429	464	393	316
Lejano Oriente	19	92	271	213	50	(11)
Resto del Mundo	11	26	2	3	(46)	---
Total	1.680	2.629	6.242	4.920	3.323	3.860

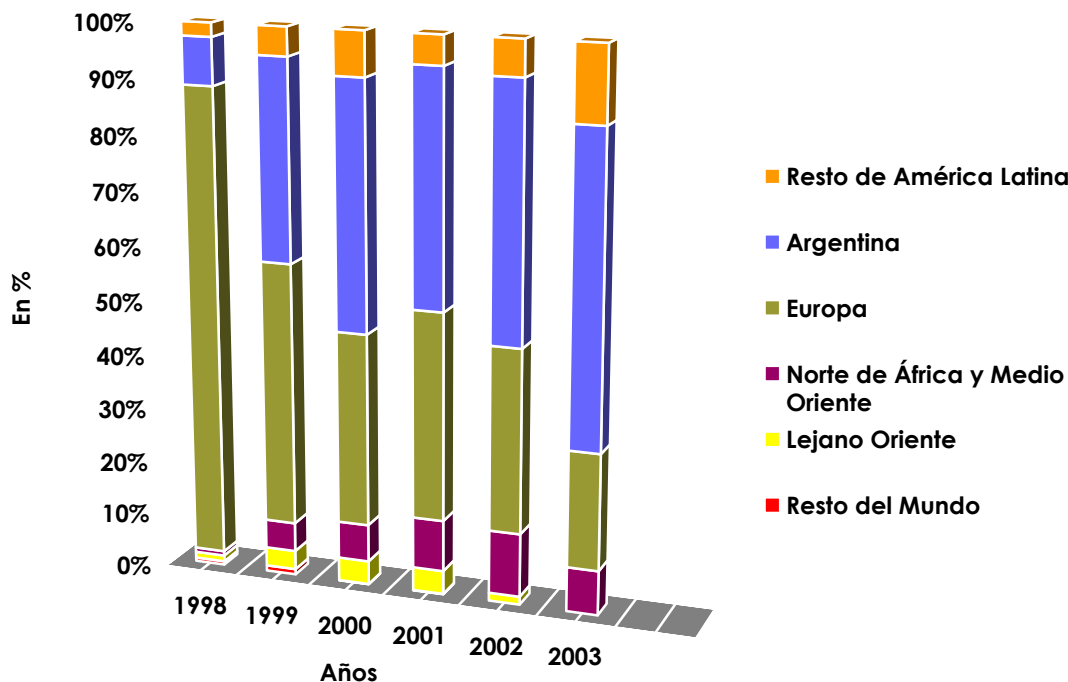
Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 15; 2004b: 1; 2003a: 24; y; 2002a: 17).

Gráfico 13. Evolución de los Resultados Operativos de Repsol YPF por Áreas Geográficas, 1998-2003



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 15; 2004b: 1; 2003a: 24; y; 2002a: 17).

Gráfico 14. Evolución de los resultados operativos de Repsol YPF por participación de las áreas geográficas, 1998-2003



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 15; 2004b: 1; 2003a: 24; y; 2002a: 17).

Hacia 1998, de un total de € 1.680 MM de resultados operativos correspondientes al grupo Repsol YPF, Argentina y el resto de América Latina participaban con apenas poco más del 8% (€ 145 MM) y 2% (€ 42 MM), respectivamente, mientras que Europa lo hacía con algo más del 86%, Norte de África (NA), Medio Oriente (MO), Lejano Oriente (LO) y el Resto del Mundo (RM) con menos del 3% en su conjunto.

El panorama se volvió más alentador en 1999, tras la compra de la argentina YPF SA, participando Latinoamérica con casi el 42% (€ 1.101 MM) en la generación de resultados operativos del Grupo: Argentina con casi 37% (€ 964 MM) y el resto de la región 5% (€ 137 MM), sobre un total de € 2.629 MM. Mientras que Europa había disminuido al 48% aproximadamente, correspondiendo un considerable aumento al conjunto de NA, MO, LO y RM: casi un 10%.

Pero 2000 fue el año más positivo en lo que respecta a los resultados operativos del Grupo: € 6.242 MM. En la distribución de la participación por áreas geográficas, Argentina y el resto de América Latina lograron concentrar el 45% (€ 2.830 MM) y 8% (€ 503 MM), respectivamente. Europa, por el contrario, redujo su participación al 35%; y el conjunto de

NA, MO, LO y RM participaron con poco más del 11% en los resultados operativos del Grupo, prácticamente sin cambios importantes en relación a 1999.¹²

La participación de Argentina incrementó hacia 2001, representando el 43% (€ 2.104 MM) de los resultados operativos, mientras que el resto de la región disminuyó su participación al 5% (€ 261 MM), sobre un total de € 4.920 MM. Por su parte, Europa aumentó al 38%, y el NA, MO, LO y RM lograron una leve mejoría también, al participar con casi el 14%.

En 2002 Argentina participó con el 47% (€ 1.573 MM) de los resultados operativos del Grupo (€ 3.323 MM), y el resto de América Latina con poco más del 6% (€ 219 MM). Europa, sin embargo, descendió al 34%, mientras que el NA, MO y LO alcanzaron representar algo más del 13%, registrando el RM pérdidas por aproximadamente € 46 MM.

Y en 2003, Argentina nuevamente continúa representando el grueso de los resultados operativos de Repsol YPF (€ 3.860 MM), al participar con casi el 57% (€ 2.198 MM), y el resto de América Latina con casi el 14% (€ 531 MM). Muy por el contrario, Europa participa en el ejercicio 2003 con poco más del 21%, y el NA y MO con el 8%, ya que el LO registró pérdidas cercanas a los € 11 MM y el RM no ha participado prácticamente en este ejercicio.

2.4. Principales indicadores por áreas de negocio

A continuación caracterizaremos las actividades de upstream y downstream de Repsol YPF por áreas geográficas, prestando especial atención a la participación de Argentina y a las empresas controladas por el Grupo que operan en el país.

Repsol YPF realiza actividades de exploración y producción, refino, logística y comercialización, química, gas y electricidad en diversas partes del mundo.

Respecto al área de negocio Exploración y Producción, las reservas hidrocarburíferas más importantes del Grupo se encuentran en América Latina, en particular en Argentina.

En nuestro país, el Grupo controla las actividades de ésta área de negocio a través de las empresas YPF SA y Pluspetrol Energy SA (se recomienda ver datos pertinentes en el Cuadro C-2 del Anexo 1).¹³

Al 31/Dic/2003, la distribución geográfica de las reservas probadas de hidrocarburos (total: 5.433 MBOE) es la siguiente: 51% Argentina, 23% Bolivia, 14.5% Trinidad y Tobago, 4% Venezuela, 1% Brasil, 1% Ecuador, 2% Argelia, 2% Libia, 1% Dubai y 0.5% RM. Es decir, que el 94.5% de las reservas probadas de petróleo y gas natural de Repsol YPF se encuentran en América Latina (Repsol YPF, 2004a: 16-35; 2004c: 15-20). Ver Gráfico G-1 del Anexo 1.¹⁴ Pero si observamos la evolución de la distribución geográfica de tales reservas,

¹² "... en el año 2000 Repsol registró en España un margen de rentabilidad sobre ventas del 5,3%, mientras que en Argentina YPF obtuvo una tasa de ganancia (siempre sobre facturación) del 14,2%" (Azpiazu y Basualdo, 2002: 40).

¹³ Cuadro C-2: "Empresas controladas por el grupo Repsol YPF al 31/Dic/2003 en Argentina", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

¹⁴ Gráfico G-1: "Distribución geográfica de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF al 31/Dic/2003, en %", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

para el período 1998-2003 (ver Gráfico G-2 del Anexo 1),¹⁵ notaremos que para 1998 Argentina representaba el 39% de las reservas de hidrocarburos totales del Grupo (1.001 MBOE), el resto de América Latina (RAL) un 9%, el NA y MO participaban con un 40%, el LO y el Mar del Norte (MdN) con apenas el 5% y 6%, respectivamente, y el 1% restante correspondía a España. Ya en 1998 América Latina en su conjunto albergaba el 48% de las reservas probadas de Repsol YPF (2004a: 20; 2002a: 22).

Tras la adquisición de YPF SA por parte de Repsol en 1999, las reservas probadas de petróleo y gas natural del Grupo aumentaron de 1.001 MBOE a 4.698 MBOE, correspondiendo de ese total a la Argentina un 71%, al RAL un 13%, al NA y MO un 8% (en relación al año anterior, no han disminuido sus volúmenes, pero tampoco aumentaron significativamente como Argentina o el RAL), 5% LO, 2% MdN y 1% RM. Las reservas en territorio español se encuentran prácticamente agotadas. Con la operación más importante de toda su historia (la compra de YPF), Repsol logra incrementar sus reservas probadas de hidrocarburos en casi 5 veces respecto al año anterior. América Latina, al finalizar el ejercicio 1999, representa el 84% de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF (2004a: 20; 2002a: 22).

Hacia 2000, de un total de 4.942 MBOE, las reservas de Argentina representaban un 71% del mismo, las del RAL un 17%, NA y MO participaban con un 7% y LO con 5%. Las reservas del MdN y del RM que poseía el Grupo se han agotado. La participación de América Latina en su conjunto asciende a un 88% (Repsol YPF, 2004a: 20; 2002a: 22).

En 2001 las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF se habían incrementado a 5.606 MBOE, correspondiendo a la Argentina el 59% de las mismas, un 31% al RAL, 5% NA y MO, y 5% LO. La participación de América Latina alcanza el 90% (Repsol YPF, 2004a: 20; 2002a: 22).

Para 2002 las reservas probadas de petróleo y gas natural del Grupo habían disminuido a 5.261 MBOE, correspondiendo a la Argentina el 59% de las mismas, al RAL el 37% y el 4% restante al NA y MO. Las reservas hidrocarburíferas que el Grupo posee en el LO se encuentran agotadas. La participación de América Latina aumentó hasta alcanzar el 96% (Repsol YPF, 2004a: 20).

Y en 2003 las reservas han logrado incrementarse, alcanzando los 5.433 MBOE, de los cuales, como hemos visto, un 51% se encuentran en Argentina, 45% en el RAL y 4% en el NA y MO. El 96% de las reservas hidrocarburíferas de Repsol YPF (2004a: 20) se concentran en América Latina. Para una mejor comprensión, se recomienda consultar los gráficos G-1 y G-2 del Anexo 1.

En relación a la producción de hidrocarburos de Repsol (ver gráficos G-3 y G-4 del Anexo 1),¹⁶ la producción de petróleo de Argentina (25%) y el RAL (7%) al finalizar el ejercicio 1998 representaban juntos un 32% (68 kBOD) del total (204 kBOD), mientras que el 46%

¹⁵ Gráfico G-2: "Distribución geográfica de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

¹⁶ Gráfico G-3: "Distribución geográfica de la producción de petróleo de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

Gráfico G-4: "Distribución geográfica de la producción de gas natural de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

correspondía al NA y MO, un 20% al RM y un 2% a España. Con respecto a la producción de gas natural, en ese mismo año Argentina era el principal productor del Grupo, correspondiéndole un 66% (176 MCFD) del total (267 MCFD), siguiéndole España con un 21%, RM con 12% y RAL con 1%. En el NA, MO, LO y MdN el Grupo prácticamente no posee reservorios gasíferos para explotar (Repsol YPF, 2004a: 21; 2002a: 23).

Para 1999, la explotación de petróleo de Repsol YPF se incrementaba significativamente tras la compra de YPF SA, pasando a producir 451 kBOD, de los cuales el 57% (259 kBOD) correspondían a la Argentina y un 8% al RAL (65% la región en su conjunto, más del doble en relación al año anterior), 22% al NA y MO, y el RM un 13%. Lo mismo ocurre con la extracción de gas natural, ya que la producción pasa en un año de 267 MCFD a 1.298 MCFD, correspondiendo a la Argentina un 78% de la misma (1.006 MCFD), un 1% al RAL, 4% a España y 17% al RM (Repsol YPF, 2004a: 21; 2002a: 23).

En 2000 las producciones de petróleo y gas natural vuelven a aumentar, alcanzando 636 kBOD y 2.215 MCFD al finalizar el ejercicio, respectivamente. Argentina representaba en 2000 el 68% de la producción de petróleo (432 kBOD) y un 82% de las de gas natural (1.805 MCFD), el RAL un 8% en petróleo y un 6% en gas, RM 8% en petróleo y 10% en gas, NA y MO 8% en petróleo y España un 2% en producción gasífera. Cabe destacar que el 76% de la producción de petróleo y el 88% de la producción de gas natural se desarrolla en América Latina, especialmente en Argentina (Repsol YPF, 2004a: 21; 2002a: 23).

Hacia 2001, la producción de petróleo no varió demasiado en relación al año anterior, alcanzando 645 kBOD al finalizar el ejercicio, mientras que la de gas natural disminuyó a 2.075 MCFD. En estos totales, Argentina participó con un 69% en la producción de petróleo (444 kBOD) y con un 75% de la producción de gas natural (1.544 MCFD). En este último la disminución corresponde al incremento de participación del RAL, que alcanzaría al cerrar el ejercicio 2001 el 16%, mientras que en petróleo lo haría con un 11%. NA y MO descenderían a un 11% de participación en la producción de petróleo, y a 9% el RM; mientras que éste último descendería también en su participación en la producción de gas natural: 9%. Correspondería a América Latina en su conjunto el 80% y 91% de la producción de petróleo y gas natural, respectivamente, de Repsol YPF (2004a: 21; 2002a: 23).

En 2002, la extracción de petróleo del Grupo descendió a 584 kBOD, correspondiendo a la Argentina un 75% de la misma (438 kBOD), un 14% al RAL y el 10% restante al NA y MO. América Latina concentraría al cierre del ejercicio 2002 el 89% de la producción de petróleo de Repsol YPF. En relación a la explotación de gas natural de la Compañía (2.336 MCFD), el 67% correspondió a la Argentina (1.561 MCFD), un 28% al RAL y un 5% al RM, concentrando América Latina el 95% de la producción de gas natural de Repsol YPF (2004a: 21; 2002a: 23).

Y al 31/Dic/2003, la producción de petróleo y gas natural de Repsol YPF alcanzaron 594 kBOD y 3.021 MCFD, respectivamente. Argentina representa el 73% de la explotación de petróleo (432 kBOD) y el 61% de la de gas natural (1.842 MCFD), mientras que el RAL participa con el 16% de la producción de petróleo y el 36% de la de gas. NO y MO producen el 10% del crudo, y el RM el 3% del gas (Repsol YPF, 2004a: 21; 2002a: 23). Se recomienda consultar los gráficos A1-3 y A1-4 del Anexo 1.

El área de negocio **Refino y Marketing** comprende las actividades de refino, logística y comercialización de combustibles, incluidos los gases licuados de petróleo, para los mercados mayorista y minorista. Repsol YPF es el mayor operador en Argentina y España de la actividad de refino, lidera la comercialización de los productos derivados del petróleo en los mercados de ambos países y se encuentra en plena expansión su red de estaciones de servicio y distribución de GLP en España y América Latina (Repsol YPF, 2004a: 39). La capacidad de refino de la Compañía alcanzó los 1.234 kBOD al cierre del ejercicio 2003, correspondiendo casi un 60% a España, un 27% a la Argentina, un 8% a Perú y casi un 5% a Brasil (Repsol YPF, 2004a: 36-43). Se recomienda ver el Gráfico G-5 del Anexo 1.¹⁷ En cuanto a las cuotas de mercado de GLP obtenidas por Repsol YPF (2004a: 50-55) al 31/Dic/2003, en España lograron monopolizar el mercado, participando con más del 89%; en Argentina con 34.5%, Bolivia y Ecuador obtuvieron el 40%, en Perú el 28%, en Marruecos poco más del 2%, en Portugal el 4% y en Francia participan con apenas el 0.3%. Se recomienda ver el Gráfico G-6 del Anexo 1.¹⁸ Repsol YPF (2004a: 39 y 40) opera 9 refinерías en el mundo, 5 de las cuales se encuentran en España, 3 en Argentina y 1 en Perú, y adicionalmente tiene participaciones en otra refinерía en Argentina (50% de REFINOR) y dos en Brasil (30% de REFAP y 30.71% de Manguinhos).

Figura 1. Refinerías y Logística en Argentina



En la Figura 1, podemos observar la ubicación geográfica de las terminales en las 5 cuencas sedimentarias del país, los poliductos de Repsol YPF en color azul oscuro y el poliducto de REFINOR (50% de Repsol YPF + 21.5% de Pluspetrol, controlada por YPF) en azul claro, los oleoductos de la empresa en color rojo, las refinерías de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, la de REFINOR en Campo Durán, Provincia de Salta, donde la Compañía tiene una participación del 50%, y las refinерías de terceros (Repsol YPF, 2004a: 39).

En Argentina, Repsol YPF opera una red de 1.801 km de poliductos para a la distribución de los productos que refina, uniendo a sus dos principales refinерías con las 16 instalaciones de almacenamiento y despacho de mayor relevancia (ver Figura 1). Por otra parte, posee 54 instalaciones aeroportuarias y 27 camiones cisterna (Repsol YPF, 2004a: 43).

Mientras que la logística para la distribución de productos refinados en España, al 31/Dic/2003 la red de transporte de la empresa constaba de 3.427 km de poliductos, unos 5 buques y 77 camiones cisterna, más alrededor de 40 instalaciones de almacenamiento y 33 instalaciones aeroportuarias (Repsol YPF, 2004a: 42).

Fuente: Repsol YPF (2004a: 43).

¹⁷ Gráfico G-5: "Capacidad de Refino de Repsol YPF por áreas geográficas al 31/Dic/2003, en kBOD", Anexo 1.

¹⁸ Gráfico G-6: "Gas Licuado de Petróleo (GLP). Cuotas de mercado de Repsol YPF al 31/Dic/2003, en %", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/indicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

Las empresas controladas por el Grupo en ésta área de negocio en Argentina son (se recomienda ver Cuadro C-2 del Anexo 1):¹⁹

- ❑ Cía. de Servicios Industriales Gas Licuado SA (Comsergas) y Poligas Luján SA, quienes controlan en conjunto más del 55% de la distribución del GLP;
- ❑ las refinерías de YPF SA: La Plata (Buenos Aires), Luján de Cuyo (Mendoza.), Plaza Huincul (Neuquén) y Campo Durán (Salta), ésta última (REFINOR SA) es controlada en un 50% directamente, y en un 71.5% si le adicionamos la participación de Pluspetrol;
- ❑ para la ingeniería, construcción y explotación de oleoductos, gasoductos y distribución de gas natural, las siguientes empresas: Gasoducto del Pacífico (Argentina) SA, Oleoducto Transandino Argentina SA, Gasoducto Oriental SA y Astra Evangelista SA;
- ❑ las empresas del Grupo encargadas de la logística de productos derivados del petróleo: Oleoductos del Valle SA y Terminales Marítimas Patagónicas SA;
- ❑ la empresa a cargo de la comercialización de hidrocarburos refinados es: Operadora de Estaciones de Servicio SA (OPESSA);
- ❑ y para la comercialización de gas, las siguientes empresas: Gas Austral SA, Mejorgas SA, Oiltanking Ebytem SA y Repsol YPF Gas SA.

Repsol YPF controla las actividades del área de negocio Química, en Argentina, a través de las siguientes empresas (ver Cuadro C-2 del Anexo 1):²⁰

- ❑ Petroken Petroquímica Ensenada SA, PBB Polisor SA e YPF SA para la producción y comercialización de productos petroquímicos;
- ❑ la fabricación y venta de productos de gas está a cargo de Profertil SA.

Y, para ir finalizando, en el área de negocio Gas y Electricidad, en Argentina el Grupo Repsol YPF controla (ver Cuadro C-2 del Anexo 1):²¹

- ❑ dos distribuidoras de gas natural responsables del suministro del servicio público de gas por redes para Capital Federal y conurbano bonaerense: Gas Natural BAN SA y METROGAS SA (ver Mapa 2, Capítulo 3 del presente documento);
- ❑ la Central Dock Sud SA, encargada de la generación y comercialización de energía eléctrica;
- ❑ la Compañía Mega SA, fraccionadora de gas;
- ❑ Natural Energy SA, comercialización de gas;
- ❑ las restantes sociedades de cartera: Gas Natural SDG Argentina SA, Gas Argentino SA, Invergas SA e Inversora Dock Sud SA.

¹⁹ Cuadro C-2: "Empresas controladas por el grupo Repsol YPF al 31/Dic/2003 en Argentina", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

²⁰ Cuadro C-2: "Empresas controladas por el grupo Repsol YPF al 31/Dic/2003 en Argentina", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

²¹ Cuadro C-2: "Empresas controladas por el grupo Repsol YPF al 31/Dic/2003 en Argentina", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

2.5. "Plan estratégico 2003-2007"

No conformes con el efecto positivo logrado gracias a la pesificación parcial de los costes de inversión y operativos que el Grupo obtuvo en Argentina luego de la trágica crisis política de Dic/2001, lo que trajo consigo márgenes extraordinarios, considerando los sucesivos incrementos en los precios de venta, más precisamente el 90% de aumento en las gasolinas y el 140% de aumento en los gasóleos (Repsol YPF: 2003a: 11), el Ing. Alfonso Cortina de Alcocer, Presidente Ejecutivo del grupo Repsol YPF SA, y el Lic. Ramón Blanco Balín, Consejero Delegado de la petrolera en cuestión, proponen en el "Plan Estratégico 2003-2007", presentado el 10/Nov/2003, los siguientes anuncios (Repsol YPF, 2003b):

- ❑ *La producción crecerá más de un 5% anual.*
- ❑ *El margen medio por barril aumentará más de un 10%.*
- ❑ *La inversión alcanzará 18.800 millones de euros.*
- ❑ *El ratio de endeudamiento se situará entre el 15% y el 25%.*
- ❑ *Se ahorrarán 900 millones de euros en costes recurrentes.*

Para lograr las metas de este "Plan", fijarán prioritaria la diversificación geográfica de las áreas de negocios del Grupo a fin de mejorar la rentabilidad sobre el capital empleado: superar el 14%. Por tal motivo, la expansión de nuevas áreas cobran relevancia sin precedentes en la historia de Repsol, como Bolivia, Brasil, Ecuador, Golfo de México, Trinidad y Tobago, Venezuela y Libia. Diversificación geográfica que, por cierto, acompañará el mantenimiento de la rentabilidad relacionada a la extracción, industrialización y exportación de hidrocarburos en Argentina, 70% de libre disponibilidad en la transferencia de divisas por exportaciones mediante. Por consiguiente, *"al final del periodo 2003-2007, la producción de hidrocarburos procedente de Argentina representará el 56% del total de la Compañía, frente al 72% de 2002, mientras que el resto de países supondrán el 44% del total de producción"* (Repsol YPF, 2003b). Se recomienda ver la Figura F-1 en el Anexo 1.²²

En el caso de incrementar el margen medio por barril en más de un 10%, considerando que el principal país de producción hidrocarburífera para el Grupo es Argentina, tal meta podría ser cumplimentada si el oligopolio petrolero liderado por Repsol YPF logra aumentar los precios de venta de las gasolinas y gasóleos en el mercado interno argentino, pues, por más diversificación geográfica que se busque, para 2007 se supone que Argentina seguirá liderando la producción de petróleo y gas natural de la empresa (56%). Lo más probable es que Bolivia, Brasil, Ecuador, Venezuela, Trinidad y Tobago, Argelia, Libia, Irán y Qatar concentren las mayores reservas y producción de hidrocarburos de Repsol YPF cuando los yacimientos de petróleo y gas natural de Argentina estén casi agotados al comienzo de la década entrante.

En relación al área de negocio Refino y Marketing, la estrategia de Repsol YPF será basada en consolidar su posición en aquellos países en los cuales lidera casi monopólicamente el mercado, como ocurre en Argentina: 62% (Secretaría de Energía de la Nación, 2004), en Perú: 54% (Repsol YPF, 2004c: 21) y en España: 41,4% (Repsol YPF, 2004a: 45), considerando la futura expansión a potenciales mercados, como el de Brasil, donde la

²² Figura F-1: "Producción de petróleo y gas de Repsol YPF en 2002 y su proyección hacia 2007", Anexo 1: http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

empresa tiene participaciones en dos refinerías, tras el intercambio de activos de 2001. Por otra parte, Repsol YPF es el primer operador de marketing en Argentina y España, el primer distribuidor de gas licuado de petróleo (GLP) en Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador, España y Perú, y tercera distribuidora de GLP a nivel mundial (Repsol YPF, 2003b). Todo gracias al programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

El "Plan" de Repsol YPF contempla un programa de inversiones de € 18.800 MM, de los cuales un 60% (€ 11.280 MM) se destinarán al área de negocio Exploración y Producción, donde un 71% de la misma corresponderá a la extracción de hidrocarburos, un 15% a producción de gas natural licuado (GNL) y un 14% a exploración; otro 26% (€ 4.888 MM) se invertirá en el área de Refino y Marketing, donde un 44% corresponderá a refino, un 36% a marketing y un 20% a producción de GLP; otro 8% (€ 1.504 MM) al área Gas y Electricidad; y; el otro 6% (€ 1.128 MM) del total de la inversión, será destinado al área de negocios Química. Cabe resaltar, en consonancia con la política de diversificación geográfica que caracteriza en parte a este "Plan", el 46% del programa de inversiones a realizarse fuera de Argentina y España (Repsol YPF, 2003b), correspondiendo a estos dos países un 26% y 28%, respectivamente. Se recomienda ver la Figura F-2 en el Anexo 1.²³

²³ Figura F-2: "Resumen del Programa Inversor", Anexo 1:
http://salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo1_sdti022.pdf.

3. El oligopolio petrolero y su responsabilidad en la formación de los precios de combustibles y las tarifas de servicios públicos, en las exportaciones y en el desabastecimiento del mercado interno

3.1. Introducción

En este capítulo caracterizaremos brevemente la evolución de los precios de combustible y de las tarifas de gas natural durante el período 1991-2001 (por su complejidad, trataremos las tarifas del sector eléctrico en otra oportunidad). Luego analizaremos los costos de producción hidrocarburífera que el oligopolio petrolero (en particular Repsol YPF) tiene en Argentina y su estrategia para actuar como agentes dominantes en la formación de precios y tarifas. Finalizaremos el presente capítulo analizando la responsabilidad del oligopolio petrolero en las exportaciones de hidrocarburos y en el desabastecimiento del mercado interno.

3.2. Precios de combustibles y tarifas de servicios públicos

La diferencia conceptual entre «precios de mercado» y «tarifas de servicios públicos» es la siguiente. El precio es aquel en que su fijación depende del “libre juego” de la oferta y la demanda. Sin embargo, cabe señalar que los mecanismos de mercado son manipulados arbitrariamente por el oligopolio petrolero, o, dicho de otro modo, los precios son fijados por las empresas que conforman dicho oligopolio. Mientras que las tarifas de servicio público, servicio caracterizado por ser ininterrumpido, son (o deberían ser) fijadas por el Estado nacional en beneficio de los usuarios, a fin de conceder a la sociedad en su conjunto energía barata, necesaria para el crecimiento sostenible de la economía planificada hacia el desarrollo.

En Argentina no existe ningún tipo de regulación oficial sobre precios del petróleo y sus derivados desde el año 1990, pues, en un contexto de grandes reformas estructurales, como hemos visto en los apartados precedentes, se decidió otorgar a las supuestas “fuerzas del mercado” la fijación de los mismos. Esto que comúnmente se ha dado en llamar “desregulación” de los precios, corresponde en rigor a una transferencia de la función “regulación” por parte del Estado nacional al oligopolio petrolero. *Aregulación*, concepto que definimos en la introducción del primer capítulo de este trabajo.

Al inicio de la primera administración Menem, los conglomerados locales y extranjeros que conformaban la estructura del mercado hidrocarburífero, fuertemente concentrada, junto a los *think tanks* y periodistas empleados por capitales foráneos, predicaron que la equiparación de tales precios con los internacionales, regulación a cargo de los “mecanismos de mercado” mediante, resultaría en un efecto derrame que beneficiaría al conjunto de la sociedad. Sin embargo, cabe señalar que en la medida que el precio internacional del crudo disminuía durante gran parte de la década del '90, más precisamente de 1992 a 1994 y de 1996 a 1999, en nuestro país las variaciones se correspondían más con una dinámica anarquista que con la supuesta equiparación al precio internacional.

Daniel Azpiazu (2002: 188) observa que:

“La simple visión de las respectivas curvas tiende a revelar que ante caídas del WTI [West Texas Intermediate] el precio local de la nafta permanece estable o decae levemente. Asimismo, ante incrementos de aquel, la nafta aumenta con mayor celeridad e intensidad. Como resultado final, entre Marzo de 1991 y Octubre de 2001, el WTI se incrementó el 11,6% al tiempo que en la Argentina la nafta especial lo hizo en el 57,4%. Cabe señalar, asimismo, que en idéntico período el Índice de Precios Mayoristas registró en el país un incremento de apenas 12,5%, mientras que el del IPC fue de 57,1% (ligeramente inferior al de las naftas especiales).

(...)

La no-convergencia entre los precios domésticos de los principales derivados del petróleo y del crudo internacional fue constante durante todo el decenio de los años noventa”.

Por su parte, Ricardo Ortiz y Martín Schorr (2002: 10) señalan que entre los años:

“(…) 1991 y 2001 el gas oil sin impuestos en la Argentina se elevó un 27% respecto de la evolución del precio del petróleo crudo [internacional]; un 34% en relación con el precio del gas oil FOB en Rotterdam, y un 60% respecto del mismo producto en Singapur. En el ejemplo de la nafta común sin impuestos, en el mismo período su precio en la Argentina creció un 43% por encima del valor del crudo [internacional], y un 90% en relación con el valor de la gasolina regular FOB en Nueva York”.

En relación a las tarifas de gas natural, Daniel Azpiazu y Martín Schorr (2001: 20) señalan que entre Mar/1991 y Dic/2000, las abonadas por los usuarios residenciales²⁴ sufrieron un incremento del 121.1%, crecimiento casi tres veces más elevado que el registrado por la tarifa promedio ponderado. Continuando con los restantes tipos de servicio, las tarifas medias abonadas por los grandes usuarios industriales (GUFD)²⁵ apenas aumentaron un 7%, y aquellos con acuerdos contractuales de servicio de distribución interrumpible (GUID)²⁶ prácticamente mantuvieron el mismo nivel: incremento del 1%. Sin embargo, las abonadas por pequeñas y medianas empresas comerciales e industriales (SGP),²⁷ experimentaron un aumento del 20,3%. Dicen Azpiazu y Schorr (2001: 20):

“En el período analizado [Mar/1991 a Dic/2000] el Índice de Precios al Consumidor se incrementó un 58,9%, mientras que el Índice de Precios al por Mayor aumentó un 17%. Como producto de esta evolución de los precios domésticos, la tarifa media creció, en términos reales, un 23,1%, las abonadas por los consumidores residenciales aumentaron un 39,1%, mientras que la tarifa promedio correspondiente a los usuarios comerciales e industriales (SGP, GUID y GUFD) descendió, siempre a valores reales, un 7,3% (disminución que se ubica en el orden del 12% de considerar exclusivamente el comportamiento de las tarifas abonadas por los grandes usuarios industriales)”.

Es relevante destacar el incremento llevado a cabo en las tarifas del servicio público de gas natural por redes en el período previo a la privatización de Gas del Estado (GdE): Mar/1991 a Ene/1993, donde el aumento de la tarifa promedio correspondió a un 30%,

²⁴ **Servicio Residencial:** Servicio con medidor individual para uso doméstico no comercial.

²⁵ **GUFD:** Servicio Grandes Usuarios Firme Distribución.

²⁶ **GUID:** Servicio Grandes Usuarios Interrumpible Distribución.

²⁷ **SGP:** Servicio General Pequeño.

registrándose en los distintos tipos de usuarios un incremento del 101.2% para los residenciales, del 9.8% para el SGP, del 3.3% para el GUPD y del 11.5% para el GUID (Azpiazu y Schorr, 2001: 20).²⁸ Esta medida de ajuste estructural de la primera administración Menem dejó un precio base con el que las empresas beneficiarias de la privatización de GdE iniciaron la prestación del servicio público.

Con el Decreto N° 2731/93, del 29/Dic/1993, las tarifas del servicio público de gas natural comenzaron un ajuste dos veces al año, más precisamente en los meses de Mayo y Octubre. Es decir, que a partir de Ene/1994 las "fuerzas del mercado" supuestamente se hicieron cargo de la fijación de tales tarifas, configurándose en función de ello un mercado mayorista, conformado por diferentes agentes económicos, tales como las empresas productoras y las distribuidoras, los grandes usuarios industriales y las generadoras termoeléctricas (Azpiazu y Schorr, 2001: 12; ENARGAS, 2001: 13).

A ello deben adicionarse los niveles de facturación, si consideramos que antes de la privatización GdE alcanzaba un promedio anual de U\$S 1.600 millones, y que a partir de 1993 superaban los U\$S 2.000 millones anuales (Azpiazu y Schorr, 2001: 21). Es decir, un incremento del 21%, aproximadamente, respecto a los niveles de facturación de GdE, por parte de las empresas del sector privado. Dicen Azpiazu y Schorr (2001: 21-22):

"La forma que adoptó la reestructuración tarifaria realizada antes de la privatización jugó un papel determinante en la explicación del incremento registrado en la facturación empresarial, lo cual se encuentra estrechamente asociado a las distintas elasticidades-precio que presentan los diferentes tipos de consumo (residencial o industrial). En efecto, el "rebalanceo" del cuadro tarifario se efectuó a partir del incremento en las tarifas de aquellos tipos de consumo que presentan una demanda altamente inelástica y cautiva (residenciales), y de la disminución de aquellos que presentan un mayor grado de elasticidad en tanto poseen la capacidad de sustituir el uso de gas natural por el de otros insumos energéticos (energía eléctrica, fuel oil, etc.), al tiempo que pueden desvincularse – total o parcialmente– de la red de distribución (grandes usuarios). La conjunción de todo ello indujo, como era de esperar, un importante aumento en los ingresos por ventas de las firmas prestatarias".

En suma, a lo largo de toda la década del '90 se han implementado medidas de ajuste estructural que han sido desfavorables para la mayoría de la población. En este caso lo hemos constatado con los aumentos en las tarifas del servicio público de gas natural por redes; pero también en los increíbles niveles de facturación registrados desde 1993, pues, la evidencia empírica demuestra una nula inversión en infraestructura, tecnología y, en particular, en la expansión de la red troncal de gasoductos para el abastecimiento del mercado interno. Azpiazu y Schorr (2001) arguyen:

"(...) el análisis de la performance económica de las empresas gasíferas vis-à-vis la de las principales firmas oligopólicas que actúan en el país, sugiere, contrariamente a lo esperado, una correspondencia inversa con el riesgo empresarial subyacente a las distintas actividades: a menor o

²⁸ Dicen Azpiazu y Schorr (2001: 20-21): "En el transcurso del período mencionado [Mar/1991 a Ene/1993] los precios al consumidor aumentaron un 43,6%, mientras que los mayoristas lo hicieron en un 6,9%. De resultas de ello, las tarifas abonadas por los usuarios domésticos crecieron, a valores reales, un 40,1%, mientras que la correspondiente al conjunto de los consumidores no residenciales disminuyó un 9% (caída que fue del orden del 15% de considerar sólo la evolución de las tarifas abonadas por los grandes usuarios manufactureros)".

nulo riesgo (como es el caso de las distribuidoras y las transportistas de gas natural), mayor tasa de ganancia".

Ahora bien, tras la grave crisis política de Dic/2001 que trajo por consiguiente la renuncia de la administración de De la Rúa, asume al comienzo de Ene/2002 Eduardo Duhalde la Presidencia de la Nación. A los pocos días de conformar su gobierno logra que el poder legislativo sancione en tiempo récord, el 9/Ene/2002, la Ley N° 25561 (de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario), dando por resultado la derogación del régimen de convertibilidad del peso argentino con el dólar estadounidense, la pesificación de las tarifas dolarizadas hasta esa fecha, mediante la modificación del régimen de precios estipulados en la Ley N° 24076. No obstante, el 3/Feb/2002 Duhalde firma el Decreto N° 214/02, a través del cual se lleva a cabo la pesificación total de la economía del país.

Esta pesificación total de la economía argentina afectó positivamente los costes de inversión y operativos de las petroleras que operaban en el país. Si bien sus márgenes no se vieron afectados por la desdolarización de los precios de combustible, ya que fueron compensados tanto con la pesificación parcial de los costes de inversión y operativos como por las exportaciones a precio internacional, las cuales cabe señalar representan la mitad de la producción de crudo del país, el oligopolio petrolero en su avaricia por obtener márgenes extraordinarios aumentó los precios de combustibles al mercado interno, mientras el gobierno de Duhalde, por Decreto N° 310/02, les fijaba retenciones a las exportaciones de crudo (20%) y derivados (5%), medida ya establecida pero no del todo desarrollada en el Art. 6 de la Ley N° 25561. En suma, a lo largo del año 2002 se presentaron sucesivos incrementos en el precio de venta de los combustibles para el mercado interno: 90% de aumento en las gasolinas y 140% de aumento en los gasóleos (Repsol YPF: 2003a: 11).

Este mal acostumbramiento por parte de la élite del petróleo en fijar precios al crudo y derivados como si se trataran de *commodities*, acompañado de la complicidad de innumerables funcionarios públicos en cada una de las administraciones de turno, volvieron a ratificar su poder dominante en la pulseada por el control de los precios sobre los recursos estratégicos de Argentina con el decreto firmado por Duhalde en Dic/2002:

"El Gobierno argentino confirmó por Decreto en diciembre de 2002 el esquema de libre disponibilidad del 70% de las divisas generadas por las exportaciones de hidrocarburos. De esta forma, la compañía se asegura la flexibilidad para disponer de su flujo de fondos para atender normalmente sus obligaciones comerciales y financieras fuera de la Argentina. Las compañías operadoras en Argentina en el "upstream" y en el "downstream" llegaron a un acuerdo con el Gobierno de estabilidad de precios en el primer trimestre de 2003. Como resultado del mismo, las compañías de upstream compensarán los mayores precios sobre el WTI de referencia de 28,5 US\$/bbl, con los menores precios si éstos se produjeran, durante un período de tres meses, plazo a partir del cual se liquidarán los saldos correspondientes" (Repsol YPF, 2003a: 3).

Ello significa que, gracias al "Decreto Duhalde 2002", las petroleras extranjeras, en particular Repsol YPF quien posee el 46% de las reservas probadas de petróleo y el 48% de las gasíferas, produce el 42% del petróleo y 46% del gas natural del país, refina el 62% del petróleo crudo y controla el 34.5% de la distribución de GLP, podrán transferir a sus casas matrices el 70% de las divisas generadas por exportación de hidrocarburos sin abonar un solo centavo. Eso es lo que quiere decir *"libre disponibilidad (...) para disponer de su flujo de*

fondos a fin de atender normalmente sus obligaciones comerciales y financieras fuera de la Argentina".

No sólo fue insensato por parte de la administración Duhalde otorgar la libre disponibilidad del 70% de las divisas que ingresan vía exportaciones a los miembros de la élite del petróleo, sino que además fue muy ridículo fijar el precio del barril de crudo a nivel internacional (de Dic/2002): U\$S 28,50 para el mercado interno, como si fuéramos un país importador de hidrocarburos. Países que han logrado el autoabastecimiento, como todos los miembros de la OPEP, o como México, Colombia, Noruega, el Reino Unido o la Federación Rusa, fijan sus precios de acuerdo a sus propios costos de producción, no según los precios internacionales que fijan la OPEP, LukOil de la Federación Rusa, BP y SHELL del Reino Unido y los conglomerados más poderosos del mundo, cuyas casas matrices se encuentran en los países importadores más relevantes en términos de demanda: EE.UU., China, Japón, Francia, Alemania, Italia, etc.

Hoy en día, May/2004, el precio internacional del barril de crudo alcanzó los U\$S 42, y la mitad de la producción de petróleo del país se destina a la exportación, lo que supone unos márgenes más que extraordinarios si consideramos los costes bajísimos en la producción de crudo que Argentina ofrece. No conforme con ello, el oligopolio petrolero liderado por Repsol YPF presiona constantemente a la administración Kirchner en comercializar el barril de crudo a precio internacional para el mercado interno. A tal punto llega la desesperante avaricia de estos grupos económicos que el abastecimiento de gasoil y GNC se encuentra comprometido.²⁹

¿Por qué tanta desesperación? ¿Acaso los costos de producción en Argentina son muy elevados, razón por la cual se deben aumentar los precios de venta para obtener así márgenes adecuados? No, nada eso, más bien todo lo contrario. No sólo los costos de producción de hidrocarburos en Argentina han mejorado gracias a la pesificación parcial, sino que siempre han sido baratos.³⁰

Veamos a continuación, a modo de ejemplo, los costos de producción de hidrocarburos que Repsol YPF tiene en Argentina. El coste de extracción de petróleo y gas natural ("lifting cost") al finalizar el ejercicio 2003 fue de U\$S 1,72 el barril equivalente de petróleo (bep), el coste de descubrimiento ("finding cost") fue de 1,46 U\$S/bep, y los costes de

²⁹ Ver notas en medios de prensa gráfica del 17-24/May/2004.

³⁰ En un trabajo de Nicolás Gadano (2000: 213 y 248) se pueden apreciar los costos de producción de petróleo en Argentina para el período 1992-1997 (en U\$S), a modo de referencia:

Tipos de costos (1)	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Costo extracción	4.18	3.68	3.00	2.72	2.56	2.55
Costo desarrollo	2.40	3.20	3.50	3.61	3.15	3.40
Costo de descubrimiento	0.60	0.70	1.95	1.25	1.39	1.02
COSTO TOTAL Barril de Petróleo Crudo	7.18	7.58	8.45	7.58	7.10	6.97
Precio de Venta	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Precio Internacional del Barril de Crudo (2)	20.60	18.50	17.20	18.40	22.20	20.60

Notas: (1) Los distintos tipos de costos del barril de crudo registrados en Gadano (2000) fueron confirmados en informes de la Fundación Arturo Illia, Secretaría de Energía de la Nación e YPF SA. (2) Los valores correspondientes al precio de venta internacional del barril de petróleo crudo, tomando como referencia el WTI (West Texas Intermediate), fueron consultados en tablas de precios de petróleo crudo publicadas en el Sitio Web de la Secretaría de Energía de la Nación: <http://energia.meccon.gov.ar> y confirmados en Energy Information Administration (US-DOE, 1998) y en OPEC Review (1999).

descubrimiento y desarrollo ("finding & development cost") fue de 4,38 U\$/bep. Es decir, **el costo total de producción por barril equivalente de petróleo que Repsol YPF obtiene en Argentina es de U\$S 6,10** (Repsol YPF, 2004c: 16). Asimismo, si consideramos que ninguna empresa realiza serias inversiones de riesgo en la exploración de nuevos yacimientos hidrocarburíferos, debemos decir que el costo total de producción de un barril de equivalente de petróleo en Argentina, tomando los datos de Repsol YPF, equivale a **U\$S 4,64**.

Queda reflejado aquí la increíble rentabilidad del negocio petrolero en Argentina: costo total de producción del barril equivalente de petróleo a **U\$S 6,10** (probablemente U\$S 4,64) y un precio de venta al mercado interno de, por ahora, **U\$S 28,50** y para la exportación el precio internacional, digamos, **U\$S 42** el barril.

Si consideramos solamente una producción de petróleo anual de 46,752 MM m³ (como la registrada en 2003 para el total del país), multiplicado por 6,289 bbl/m³ (conversión de m³ en bbl) y luego por 42 U\$/bbl, estamos hablando aquí de un negocio equivalente a los **¡U\$S 12.350 MM/año!** Advertencia: este número refiere solamente a las actividades del *upstream*. Si le adicionamos las del *downstream*, más o menos habría que multiplicar aquella cifra por 3, elevándose entonces a más de **U\$S 37.050 MM/año...**

Ahora bien, los importes señalados tienen como objeto definir la magnitud del negocio petrolero en Argentina y las razones que fundamentan las acciones de los conglomerados extranjeros en comercializar los hidrocarburos a precio internacional en el país. Si quisiéramos ser un poco más específicos, las actividades del *upstream* en el mercado interno (a U\$S 28,50 el bbl) representan **U\$S 4.190 MM**, las exportaciones representan **U\$S 4.631 MM** (a U\$S 31,50 el bbl, precio anual WTI promedio para 2003), y en su conjunto los ingresos de las actividades del *upstream* representan más de **U\$S 8.821 MM**. Correspondiendo más de **U\$S 12.570 MM** a la totalidad de eslabones del circuito productivo del petróleo (sumatoria de las actividades de *upstream* y *downstream*) en Argentina, sin exportaciones.

Cabe señalar que los costos del gas natural están asociados a los costos de producción del petróleo, pues, en la medida que se extrae crudo se extrae gas natural; y el gas licuado de petróleo (GLP) es un producto asociado al crudo, extrayéndose también a un precio muy barato, como hemos visto arriba. Esto significa que solamente a un simio se le puede ocurrir elevar a precio internacional el valor del gas natural comercializado en el mercado interno. El precio internacional sólo debe ser abonado por un país cuando no le queda otra posibilidad que importar la totalidad de los recursos hidrocarburíferos que consume, como resultan ser los casos de Japón, EE.UU. y la mayoría de los países miembros de la Unión Europea. Por cierto, los países miembros de la OPEP, la Federación Rusa, México, Reino Unido y Noruega, que poseen reservas en su propio territorio (los primeros) o reservas estratégicas en el Mar del Norte y otros lugares (los dos últimos), aplican precios y tarifas preferenciales, como es lógico, para la comercialización en el mercado interno.

Con estos datos, resulta fácil concluir que las ganancias son más que extraordinarias, lo que nos lleva a pensar que sería un crimen la inacción por parte del Estado nacional en no recuperar la renta petrolera cuando las tasas de desempleo, pobreza e indigencia alcanzan, según la onda de Oct/2003 de la Encuesta Permanente de Hogares (EPH-INDEC, 2003), el

15.4%, 47.8% y 20.5%, respectivamente,³¹ pero por sobre todo porque la Ley N° 17319 establece que los recursos hidrocarburíferos son patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional, y para ello es necesaria la existencia de una empresa nacional de hidrocarburos, que recupere la propiedad del subsuelo y la renta petrolera para el bienestar social del pueblo argentino, pues, sin estos recursos estratégicos el país nunca tendrá posibilidad alguna de alcanzar el desarrollo tan deseado, ya que sin energía barata y abundante la doble estrategia de industrialización más innovación científico-técnica no hay desarrollo posible.

3.3. Tarifas del gas, exportaciones y desabastecimiento del mercado interno

Lo analizado hasta aquí nos dice que el resultado más impactante de los programas de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales SE y Gas del Estado SE, ejecutados hace doce años atrás, se refleja en que Argentina tiene actualmente serios problemas en el abastecimiento de gas natural y combustible. Lo peculiar de todo esto es que la "escasez" de gas ocurre en verano, pero más insólito aún: "escasez" de gas natural y combustibles en un país sin grandes problemas estructurales en la red troncal de gasoductos y con reservas hidrocarburíferas para, por lo menos, 9 años en petróleo y 12 años en gas natural, al actual ritmo de producción (ver Cuadro 4 y Gráfico 8 del presente documento).

Sin embargo, en los medios masivos de comunicación social, tanto periodistas como ex secretarios de Energía de la Nación atribuyen la denominada "crisis energética", 1° a los problemas estructurales en el transporte y distribución del gas natural; 2° a la incapacidad de inversión por parte de las empresas del sector debido a los supuestos costos "muy elevados" en la producción de hidrocarburos; y; 3° al incremento del consumo, que supuestamente en parte se debe a la reactivación productiva tras la pesificación de las tarifas y el congelamiento tarifario.³² Como hemos visto en las páginas precedentes, nada de esto es cierto. ¿Por qué?

1° Si bien es verdad que existen ciertas restricciones en el transporte de gas natural, no es algo novedoso por cierto, ya que viene ocurriendo todos los inviernos desde hace por lo menos 10 años, ello ocurre porque las empresas energéticas beneficiadas con los programas de privatización del sector hidrocarburífero (productoras, licenciatarias del transporte y distribución) no han realizado las inversiones pertinentes (es decir, construcción de nuevos gasoductos para la red troncal que abastece al mercado interno) a fin de brindar un servicio público ininterrumpible a todos los tipos de usuarios consumidores de calefacción y energía eléctrica. De existir una verdadera crisis estructural, nunca podría haberse precipitado en tan pocos meses. Por otra parte, según informes del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), si consideramos que el consumo nacional de gas

³¹ Para el caso de la tasa de desempleo, cabe señalar que la EPH incluye la incidencia de los *Planes Jefes y Jefas de Hogar*, pues, si se descuentan los puestos de trabajo previstos por dicho programa el desempleo registraría un incremento adicional, situándose cerca del 24%.

³² El empresario, muy conocido por todos..., Mauricio Macri dice al respecto: "Hay que entender definitivamente que el problema ha sido que a partir del congelamiento de las tarifas (del gas) se generó más demanda, no hubo más inversiones y se produjo este agujero" (Página/12, 14-May-2004). Una afirmación basada completamente en la ignorancia.

natural al 31/Dic/2003: 28.470 MM m³ representa una **caída del 8.9% en relación al año 2000** (31.238 MM m³) y un **modesto incremento del 1.7% respecto al año 2002** (27.990 MM³), ¿de cuál problema estructural hablan estos "especialistas energéticos"?

Es más, el 6/May/2004, en el programa de TV por cable "Dominó" (CVN), el Ing. Ricardo Falabella, ex Presidente del Gasoducto Norargentino, señaló que las empresas productoras de hidrocarburos están presionando al gobierno de Kirchner con restricciones en el suministro de gas natural a los grandes usuarios para lograr redolarizar las tarifas. Ese mismo día, en un discurso el Presidente de la Nación Néstor Kirchner advirtió que las administraciones de Menem habían dejado al Estado nacional con las "*manos atadas*", en referencia a la "desregulación" y a los programas de privatización de las empresas de servicios públicos, y advirtió que la "*presión y extorsión de los grupos económicos*" debe terminar, y que en adelante tendrán que invertir y no especular más en el país, en clara referencia al oligopolio petrolero, y en particular a Repsol YPF. Expresiones que volvieron a ser confirmadas por Kirchner en la presentación del Plan Estratégico de Energía y de la creación de la empresa Energía Argentina SA (ENARSA) el 11/May/2004.³³

Gustavo Calleja (2004) afirma que no hay gas natural y combustibles porque las productoras no quieren entregarlo, a no ser que se redolaricen las tarifas y vuelvan a aumentar los precios de combustibles. En numerosos artículos publicados en los boletines emitidos por el MORENO (Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora) se hace clara referencia a la extorsión de las empresas productoras en no entregar gas y combustibles para que el gobierno de Kirchner acepte redolarizar las tarifas y se permita aumentar los precios de combustibles.

2° Hemos visto en el presente capítulo y en el anterior que los márgenes obtenidos por las productoras hidrocarburíferas en Argentina, en particular las que conforman el oligopolio petrolero, son realmente increíbles, tanto por los bajísimos costos de producción de petróleo y gas natural como por los elevados precios de venta fijados al mercado interno y los precios internacionales para los volúmenes exportados (50% de la producción del petróleo y 20% del gas natural).

3° ¿De cuál reactivación productiva y aumento del consumo hablan estos "especialistas"?, si la demanda del consumo interno se incrementó apenas un 1.7% en 2003 respecto al año anterior (<http://www.enargas.gov.ar>), y los "grandes

³³ Ver Anexo III del presente documento de trabajo:

http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo3_sdti022.pdf

ENARSA será una empresa energética de capitales mixtos. El capital social de ENARSA estará conformado de la siguiente manera: 53% de las acciones corresponderán al Estado nacional, 12% a las provincias, y el 35% restante al sector privado. Esta empresa, en caso de ser dirigida por personal competente, de atraer personal especializado y de tener un área de planificación energética, podría convertirse en una herramienta de poder como en su momento lo fueron YPF, Gas del Estado, Agua y Energía Eléctrica, etc. Pero no alcanzará con sólo descubrir yacimientos *off-shore* (en el Mar Argentino), la empresa deberá por lo menos acatarse a la Ley N° 17319, lo que le permitiría recuperar inmediatamente las reservas hidrocarburíferas, y por medio de su explotación generar los fondos específicos para financiar planes, proyectos y programas orientados al desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los hidrocarburos.

exportadores" del país no son grandes industrias, sino más bien empresas exportadoras de materias primas, especialmente de los sectores del agro e hidrocarburos. Si comparamos el grado de participación respecto al consumo de gas natural por tipos de usuarios, al **31/Mar/2003**, los hogares representaban el 12.6%, los comercios el 2.9%, los entes oficiales el 1.0%, **las centrales termoeléctricas, las refinadoras y las productoras de hidrocarburos el 32.0%**, las industrias el 41.3%, los consumidores de gas natural comprimido (GNC) el 9.3%, y otros: 0.9%. Mientras que al **31/Mar/2004**, los hogares representaban el 10.8%, los comercios el 2.6%, los entes oficiales el 0.9%, **las centrales termoeléctricas, las refinadoras y las productoras de hidrocarburos el 36.1%**, las industrias el 39.1%, los consumidores de gas natural comprimido (GNC) el 9.5%, y otros: 1.0%.

En Argentina, la expansión de la red troncal de gasoductos para satisfacer las necesidades energéticas del mercado interno finalizó con la construcción del último gasoducto en el año 1988: NEUBA II (Neuquén-Buenos Aires), es decir, antes de las reformas estructurales, cuando existían Yacimientos Petrolíferos Fiscales SE y Gas del Estado SE. Esto nos dice que las empresas energéticas responsables de la administración del transporte y distribución del gas natural, al igual que las productoras (que participan en los eslabones transporte y distribución), no han efectuado las inversiones correspondientes, aún con los grandes beneficios obtenidos entre 1991 y 2001 por los incrementos sucesivos en las tarifas de gas. Pero también es verdad que se han registrado importantes inversiones en la construcción de 11 nuevos gasoductos para abastecer únicamente a mercados extranjeros (siete a Chile, tres a Uruguay y uno a Brasil) en los últimos seis años (1997-2003, ¡a razón de 2 gasoductos por año!), restándole prioridad al abastecimiento interno, en clara violación a lo establecido por las leyes 17319 y 24076.

La Ley N° 17.319 de Hidrocarburos es bastante clara, veamos lo que dice al respecto:

"El presente proyecto asigna al dominio del Estado Nacional sobre los yacimientos de hidrocarburos los caracteres de inalienable e imprescriptible; asegurándose así la aplicación de una modalidad de aprovechamiento eminentemente administrativa, en la cual los derechos de los particulares funcionarán siempre en armonía con los intereses generales de la República.

La finalidad del cuerpo legal es clara e intergiversable satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con la producción de sus yacimientos, para lo cual es menester contar con adecuadas reservas.

(...)

La exportación de hidrocarburos y sus derivados es legislada en estrecha coordinación con el aseguramiento de la autosuficiencia del país en la materia, ya que el Poder Ejecutivo la autorizará siempre que se trate de cantidades no requeridas para la adecuada satisfacción de las necesidades internas".

Y también lo es la Ley N° 24076 (de Privatización de GdE, y marco regulatorio para el transporte y distribución del gas), que en su Art. 3 señala lo siguiente:

"Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno".

En cuanto a las cifras exactas, veamos lo que dice el especialista en energía del MORENO, Dr. Félix Herrero (2004):

“Con las privatizaciones, las empresas multinacionales de la energía comenzaron a exportar, desde Argentina, cerca del 20% del total de gas natural extraído en el país. Como repasa Raúl Dellatorre, un elevado porcentaje del 46,5% de la extracción «es retenido por las propias petroleras para su exportación, reinyección, venteo o autoconsumo; el mercado interno sólo recibe el 54,5%»” (la cita corresponde al periódico Página/12, del 10-May-2004, p. 2).

De los siete gasoductos construidos hacia Chile, dos de ellos se extienden desde los yacimientos ubicados en la Cuenca del Noroeste, más precisamente en la Provincia de Salta, Argentina, y llegan al Norte del país vecino, de gran producción minera (cobre), a fin de abastecer a las centrales termoeléctricas y suministrar calefacción a los aglomerados urbanos más grandes de esta región geográfica. El gasoducto Norandino es operado por Transportadora de Gas del Norte (TGN), propiedad de la belga Tractabel y la estadounidense Southern Company, tiene una capacidad de 5 millones de m³ diarios, y recorre 380 km para llegar a destino. El otro es Noroeste-Gas Atacama, operado por CMS Energy, tiene una capacidad de 9 millones de m³ diarios, y recorre 531 km para llegar a destino.

Otros dos gasoductos se extienden desde los yacimientos ubicados en la Cuenca Neuquina (Provincia del Neuquén) y en la Cuenca Cuyana (Provincia de Mendoza), Argentina, el primero abasteciendo al Centro de Chile, donde se concentra la mayor densidad de población, y el segundo al Sur del país vecino, abasteciendo ambos a las centrales termoeléctricas y para suministrar calefacción a los aglomerados urbanos más grandes de ambas regiones geográficas. Gas Andes es operado por TGN, tiene una capacidad de 10 millones de m³ diarios, y recorre 313 km para llegar al Centro de Chile. El otro es gasoducto, Pacífico, es operado por un consorcio internacional conformado por la francesa TotalFinaElf, El Paso International, Gasco de Chile, la estatal chilena ENAP y la hispano-estadounidense Repsol YPF, tiene una capacidad de 3,5 millones de m³ diarios, y recorre 530 km para llegar al Sur de Chile.

Los tres últimos gasoductos se extienden desde los yacimientos ubicados en la Cuenca Austral, uno de ellos en el Sur de la Provincia de Santa Cruz y dos en la Provincia de Tierra del Fuego, Argentina, y llegan al Sur de Chile para abastecer a las industrias del gas natural que producen metano para su exportación a EE.UU.³⁴ El gasoducto que se extiende desde la Provincia de Santa Cruz son los siguientes: Posesión, operado por Repsol YPF, y Methanex-YPF, también operado por Repsol YPF, con una capacidad de 2 millones de m³ diarios, y recorre 8 km para llegar a destino. Los otros dos gasoductos parte de los yacimientos de Tierra del Fuego: Methanex-Sipetrol, operado por Sipetrol, tiene una capacidad de 1,22 millones de m³ diarios, y recorre 1.2 km; Methanex-Pan American,

³⁴ Cabe señalar que el gas natural es un gas constituido principalmente por metano (CH₄), un gas incoloro, que se encuentra comprimido en algunas capas geológicas y el mismo constituye un excelente combustible. Más allá de lo violatorio que resulta exportar gas natural si consideramos lo declarado en la Ley N° 17319 y en el Art. 3 de la Ley N° 24076, como hemos visto, el gas natural exportado a Chile, sin pagar impuestos por exportación y sin valor agregado en su tratamiento, es procesado en ese país y luego exportado (a EE.UU.) como producto industrializado, no como materia prima.

operado por Pan American Energy, tiene una capacidad de 2 millones de m³ diarios, y recorre 48.5 km.

En relación a los tres gasoductos construidos hacia Uruguay, los tres son operados por TGN y se extienden desde los yacimientos ubicados en la Cuenca Neuquina, más precisamente de la Provincia del Neuquén, y recorren miles y miles de kilómetros para llegar a destino. Uno de ellos es el gasoducto Paysandú, con una capacidad de 1 millón de m³ diarios. El gasoducto Casablanca, con una capacidad de 2 millones de m³ diarios. Y el tercer gasoducto construido hacia Uruguay es Cruz del Sur, con una capacidad de 6 millones de m³ diarios, inaugurado recientemente. Este gasoducto fue construido por un consorcio internacional integrado por British Gas, las estadounidense Pan American Energy y Wintershall Energy, y la estatal uruguaya ANCAP.

El gasoducto construido por Techint hacia Brasil, Paraná-Uruguayana, proviene de la Cuenca del Noroeste (más precisamente de la Provincia de Salta), es operado por TGN y TGM (Transportadora de Gas del MERCOSUR), tiene una capacidad de 15 millones de m³ diarios, aunque se lo viene operando con 2,8 millones de m³ diarios, abasteciendo a una central termoeléctrica de 500 MW de potencia instalada; se estudia la posibilidad de extenderlo hasta Porto Alegre. Se encuentra en proyecto de construcción otro gasoducto, MERCOSUR, que unirá la Cuenca del Noroeste argentino con Curitiba, Brasil, y podría extenderse hasta San Pablo.

Por consiguiente, ante el desabastecimiento del mercado interno, el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) adoptó medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico; estableciendo la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno; en el marco del *"Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte"* (Resolución N° 265/04, del 24/Mar/2004). A esto se sumó la aplicación de medidas para el cumplimiento efectivo del *"Programa de Uso Racional de la Energía"* (Resolución N° 261/04, del 7/May/2004), a los fines de contribuir al mejoramiento en las condiciones de abastecimiento del mercado interno de energía en todo el territorio nacional.

Otra de las medidas adoptadas por la administración Kirchner ha sido disponer a las provincias productoras y a la Subsecretaría de Combustibles, dependiente de la Secretaría de Energía de la Nación, requerir a los permisionarios (de exploración) y concesionarios (de explotación) toda la información y documentación vinculada con la producción de hidrocarburos y con las transacciones comerciales que se realicen, que se consideren necesarias para otorgar transparencia al proceso de determinación de precios y para asegurar la correcta liquidación de regalías (Resolución N° 435/04, del 10/May/2004), en concordancia a los derechos y obligaciones establecidos en el Título III de la Ley 17319 de Hidrocarburos, Art. 70: *"Los permisionarios y concesionarios suministrarán a la autoridad de aplicación en la forma y oportunidad que ésta determine, la información primaria referente a sus trabajos y, asimismo, la demás necesaria para que cumpla las funciones que le asigna la presente ley"*.

Este punto resulta interesante, considerando que desde las reformas estructurales la Secretaría de Energía de la Nación, al igual que los organismos oficiales de las provincias

productoras, nunca más han solicitado los informes, planillas, contratos en su poder o en poder de las empresas productoras, facturas, remitos y todo otro documento que pueda estar relacionado con el cálculo y la liquidación correcta de las regalías, ya que el Art. 80 inciso d) de la Ley N° 17319 establece que: *“Por transgresión reiterada del deber de proporcionar la información exigible, de facilitar las inspecciones de la autoridad de aplicación o de observar las técnicas adecuadas en la realización de los trabajos”, las concesiones de explotación serán caducadas. En caso de llevarse a la práctica lo dispuesto en este artículo de la Ley de Hidrocarburos, es decir, de considerar “anulado, caducado o extinguido un permiso o concesión, revertirán al Estado las áreas respectivas con todas las mejoras, instalaciones, pozos y demás elementos que el titular de dicho permiso o concesión haya afectado al ejercicio de su respectiva actividad, en las condiciones establecidas en los artículos 37° y 41°” (Art. 85, Ley N° 17319).*³⁵

No obstante, el PEN firmó el 13/Feb/2004 los decretos 180 y 181. El primero se refiere a la creación del Mercado Electrónico del Gas, perjudicando a los consumidores y empresas industriales de gas natural comprimido (GNC), combustible sustituto, no complementario, al establecer que las empresas productoras de gas natural participen en el mismo; y el segundo corresponde al ajuste tarifario para los usuarios de gas natural por redes.

Este decreto (181/04) establece que los usuarios del Servicio Residencial se clasificarán en 3 categorías: R1, R2 y R3. Los umbrales de consumo que definen las distintas categorías del Servicio Residencial (ver Figura 2), fueron establecidos acorde al consumo promedio de cada tipo de usuario para cada Zona de Distribución.

En palabras de Gustavo Calleja (2004),

“Cambian tarifas por precios. En versión de los funcionarios, los usuarios domiciliarios no van a tener incremento de tarifas, pero si uno lee los textos ve que al sector de familias lo van a segmentar de acuerdo con los niveles de consumo bimestrales de gas, y a fines del invierno va a haber aumento para todos. Salvo los que no consuman casi nada, que pueden tener un anafe de dos hornallas. Al resto le van a dar un garrotazo de alrededor de un 30%, y se va a trasladar a los precios.

Los consumidores no domésticos, pequeños industriales y demás, tendrán que concurrir al mercado mayorista gasífero. Es como encerrarlos en la jaula con los leones, porque los que están enfrente son prácticamente las más grandes empresas del país, empezando por Repsol y siguiendo por Petrobrás, Tecpetrol (de Techint), Panamerican, etc.: las grandes productoras de crudo y gas. Esto es difícil de implementar, incluso”.

³⁵ **Art. 37:** *“La reversión total o parcial al Estado de uno o más lotes de una concesión de explotación comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión. Se excluyen de la reversión al Estado los equipos móviles no vinculados exclusivamente a la producción del yacimiento y todas las demás instalaciones relacionadas al ejercicio por el concesionario de los derechos de industrialización y comercialización que le atribuye el artículo 6° o de otros derechos subsistentes”.*

Art. 41 (concesiones de transporte): *“Las concesiones a que se refiere la presente sección serán otorgadas por un plazo de treinta y cinco (35) años a contar desde la fecha de adjudicación, pudiendo el Poder Ejecutivo, a petición de los titulares, prorrogarlos por hasta diez (10) años más por resolución fundada. Vencido dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho”.*

Los mencionados decretos son el resultado del acuerdo pactado entre las empresas productoras y la administración Kirchner, de aumentar las tarifas del servicio público del gas natural, a fin de convertirlas en precios fijados por el oligopolio petrolero, que en el Mercado Mayorista del Gas, 5 empresas concentran el 89.1% de la oferta (ver Cuadro 6 y Gráfico 11 del Capítulo 1): 46.2% Repsol YPF (36.9% YPF + 9.3% Pluspetrol), 20.2% Total Austral, 10.2% Pan American Energy, 6.7% Petrobras y 5.8% Tecpetrol (Techint). Lamentablemente, el PEN ha concretado, como dice Gustavo Calleja, el viejo sueño del Ministro de Economía de la Dictadura Militar de Videla: José Alfredo Martínez de Hoz.

Figura 2. Umbrales de consumo de las categorías del Servicio Residencial R1, R2, y R3

Distribuidoras	Subzonas	Umbrales (límite superior - m ³ /año)		
		R1	R2	R3
Metrogas	BAN	500	1000	>
	Litoral	500	1000	>
	Centro	500	1000	>
	Cuyana	600	1100	>
	Gasnor	500	800	>
Gasnor	Salta	500	800	>
	Tucumán	400	700	>
Pampeana	Bs. Aires	500	1000	>
	B. Blanca	600	1200	>
	La Pampa N.	1000	1500	>
	La Pampa S.	1000	1500	>
Sur	B. Aires Sur	1700	2700	>
	Chubut	2200	3800	>
	S. Cruz	4300	6900	>
	T. Fuego	4700	8100	>
	Neuquén	1700	2600	>
	Cordillerano	2200	3800	>
GasNea	Entre Ríos	450	1000	>

Fuente: Anexo 1, Decreto N° 181/2004, Poder Ejecutivo Nacional.

Se recomienda consultar el Anexo IV del presente documento, en el cual presentamos la Resolución N° 208/04 (del 21/Abr/2004) del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios: "Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, dispuesto por el Decreto 181/2004" (http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo4_sdti022.pdf).

Figura 3. Valores de referencia actuales y finales del ajuste y el mecanismo de protección contemplados en el Decreto N° 181/2004 [tipo de cambio utilizado: \$ 2,90/U\$S].

Cuenca de Origen	Valores de Referencia Actuales ³	Valor de Referencia a Julio 2005
	\$/m3 de 9300 Kcal	\$/m3 de 9300 Kcal
NOA	0,046992	0,109
NEUQUINA - TGS	0,056146	0,115
NEUQUINA - TGN	0,056146	0,115
CHUBUT SUR	0,039461	0,109
SANTA CRUZ	0,039461	0,098
TIERRA DEL FUEGO	0,039461	0,096

Fuente: Resolución N° 208/04, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

Figura 4. Incrementos porcentuales a aplicar a los precios pagados por los prestadores de servicios de gas por redes a productores en mayo de 2001, o en su defecto a los valores de referencia actuales del cuadro 1, correspondientes a los volúmenes de gas para abastecer a "usuarios industriales" y "generadores", conforme al artículo 4° a) a) y 4° a) b) del acuerdo; vigencia: conforme al artículo 4° a) del acuerdo.

Cuenca de Origen	Incremento.
NOA	40.01%
NEUQUINA - TGS	33.21%
NEUQUINA - TGN	33.21%
CHUBUT SUR	50.14%
SANTA CRUZ	43.89%
TIERRA DEL FUEGO	42.71%

Fuente: Resolución N° 208/04, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

Figura 5. Incrementos porcentuales a aplicar en octubre 2004, mayo 2005 y julio 2005, a los precios correspondientes a los volúmenes de gas natural para abastecer a "usuarios industriales", a "generadores" y a los "nuevos consumidores directos" conforme al artículo 4° a) a), 4° a) b) y 4° b) del acuerdo.³⁶

Cuenca de Origen	Variación
NOA	18.33%
NEUQUINA - TGS	15.42%
NEUQUINA - TGN	15.42%
CHUBUT SUR	22.53%
SANTA CRUZ	19.95%
TIERRA DEL FUEGO	19.46%

Fuente: Resolución N° 208/04, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

En el contexto de esta "crisis del gas", el 11/May/2004, el Presidente de la Nación Néstor Kirchner, junto al Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación Julio De Vido y al Secretario de Energía de la Nación Daniel Cameron, presentaron el "Plan Energético Nacional 2004-2008" (ver Anexo II, documento adjunto al SDTI022).³⁷ Este "Plan" tendría como fin aplacar las falencias del sector que desembocaron en la denominada "crisis".

Según la Secretaría de Energía de la Nación (2004), las principales diez medidas del "Plan", al corto plazo, serán:

- ❑ Aplicar retenciones del 25% a la exportación de petróleo crudo y del 20% a las de gas natural.
- ❑ Creación de la empresa ENARSA: Energía Argentina SA (ver Anexo III, documento adjunto al SDTI022).
- ❑ Importación de 8 MM bbl de fuel-oil de Venezuela, durante May-Oct/2004 (\$ 730 MM).
- ❑ Importación de energía eléctrica de Brasil, equivalente a 2,5 MM m³ de gas natural.
- ❑ Ampliación de la capacidad de transporte del corredor Comahue-Buenos Aires, por ampliación de capacitores serie EETT de 500 kV Choele Choele y Olavarría; aumento de capacidad aproximada: 300 MW (\$ 40,6 MM); fecha estimada de habilitación: 4^{to} trimestre 2004.
- ❑ Programa de elevación de cota en la central hidroeléctrica Yaciretá, de 76 msnm a 78 msnm en Abr/2005 (\$ 87,6 MM).

³⁶ "Con excepción de la Cuenca Noroeste, cualquiera sea el precio de cada contrato en Mayo de 2001, los precios máximos a trasladar a tarifas y a pagar por las prestatarias y aquellos a pagar por los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS y GENERADORES, a los productores signatarios del convenio, no superarán los valores emergentes de la aplicación de las fórmulas antes consignadas; y ello así, salvo que los incrementos periódicos emergentes de la aplicación de esas fórmulas sean inferiores a los valores resultantes de aplicar los incrementos establecidos en los Cuadro 2 y 3, y en tal caso prevalecerán estos últimos, salvo acuerdo de partes. Para la Cuenca Noroeste, los incrementos de los Cuadro 2 y 3 son los máximos aplicables y trasladables a tarifas por las prestatarias del servicios de gas por redes y los máximos exigibles a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS y GENERADORES" (Resolución N° 208/04).

³⁷ Anexo II: http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso/docs/anexo2_sdti022.pdf.

- ❑ Línea de 500 kV Choele Choel - Puerto Madryn; fecha estimada de habilitación: 4^{to} trimestre 2005 (\$ 232 MM).
- ❑ Decretos 180 y 181.
- ❑ Importación de gas natural de Bolivia a YPFB (subsidiaria de Repsol YPF Bolivia).
- ❑ Garantía de abastecimiento al mercado interno: cumplimiento de las leyes 17319 y 24076.

Mientras que al largo plazo, las cuatro principales medidas serán:

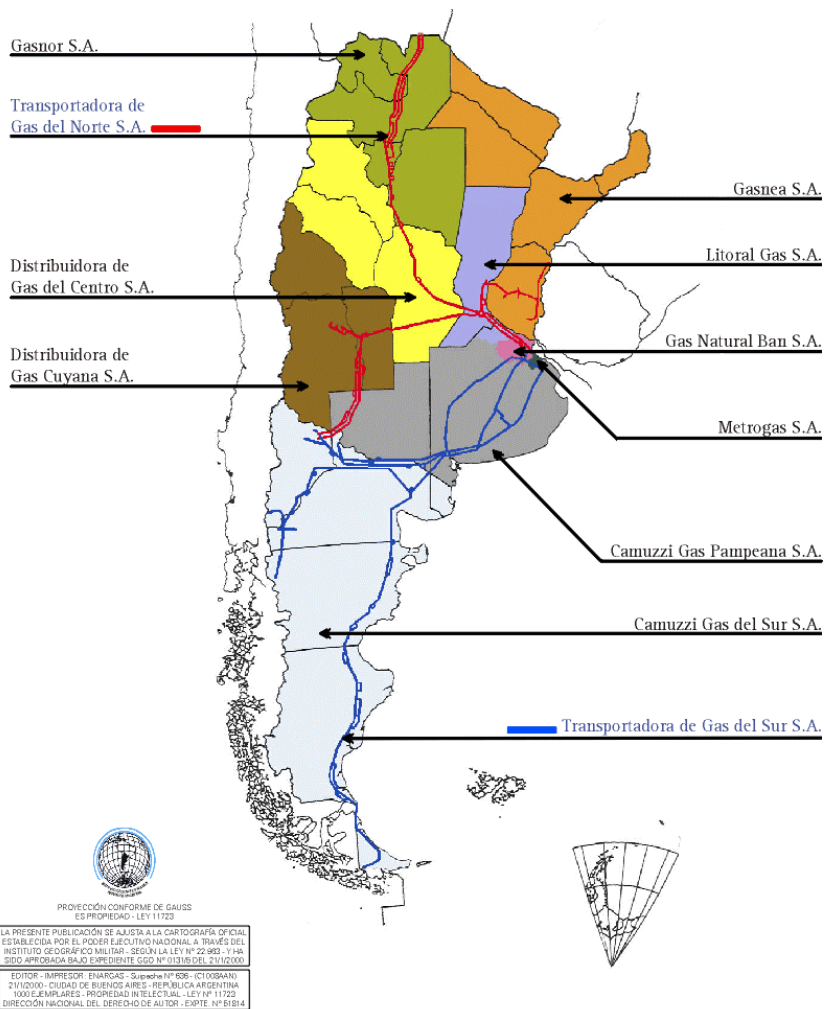
- ❑ Finalizar las obras pendientes en la central hidroeléctrica Yaciretá, de 1700 MW de potencia instalada a 3100 MW, elevando cota a 83 msnm; fecha estimada: 2008 (\$ 1638,50 MM).
- ❑ Finalizar las obras pendientes en la central nucleoelectrica Atucha II, de 692 MW; fecha estimada: 2009 (\$ 1418,10 MM).
- ❑ Revisión de los proyectos de aprovechamientos hidroeléctricos, entre ellos los binacionales Garabí (con Brasil) y Corpus Christi (con Paraguay).
- ❑ Construcción de 3 gasoductos para la red troncal: Patagónico, San Martín II y Noreste Argentino, durante 2005-2007 (aportes privados y fondos fiduciarios: \$ 5400 MM).

El total de la inversión del "Plan Energético Nacional" equivale a \$ 11149,80 MM (Secretaría de Energía de la Nación, 2004).

Tanto en el Anexo II de este documento, correspondiente a la reproducción completa del "Plan" de la administración Kirchner, como en el Anexo III, que corresponde a la reproducción completa del Proyecto de Ley de creación de ENARSA, podemos observar que en ninguna de las metas del "Plan" y del radio de acción de ENARSA se contempla la posibilidad de llevar a cabo esfuerzos exploratorios *on-shore*, menos aun la de recuperar los yacimientos hidrocarburíferos "entregados" en la década pasada. Si bien el "Plan" menciona que debe ser respetada la Ley N° 17319, no se hace mención alguna a la revisión de las concesiones de explotación y permisos de exploración que violan tajantemente dicha Ley de Hidrocarburos. Menos aun se considera la recuperación de la renta petrolera, necesaria para desarrollar fuentes de energía primaria alternativas a los hidrocarburos. Asimismo, con respecto a ENARSA, es preferible la creación de una empresa estatal de la energía a continuar sin tener nada, ya que la misma es el mecanismo de poder necesario a la hora de enfrentar a la élite del petróleo con el imperio de la Ley de Hidrocarburos. Es un Proyecto que, en mi opinión personal, debería ser apoyado por el Pueblo Argentino.

Ahora bien, en el Mapa 2 podemos observar que la red troncal de gasoductos prácticamente no abastece a las provincias del NEA, o, en el caso de las provincias del NOA brinda acceso a la mitad de la población, así como también se descubren serios déficit en el abastecimiento de las restantes regiones del país, con la excepción de la Patagonia. Ya en el año 2001 Gustavo Calleja (2001b) denunciaba que entre el 50% y 90% de los hogares (según la provincia) del Norte argentino no tenían acceso al gas natural por redes.

Mapa 2. Licenciatarias de los servicios de distribución y transporte de gas natural



Fuente: ENARGAS (<http://www.enargas.gov.ar>).

En relación a la incorporación de usuarios a la red troncal, desde 1993 y hasta la fecha apenas alcanza el millón, mientras que el registrado durante la administración Alfonsín superó los dos millones y medio en apenas 5 años.³⁸ Sucede que tanto el consumo propio, el venteo y las exportaciones de las empresas del sector, durante las administraciones Menem, De la Rúa, Duhalde, y respecto a la actual por lo menos hasta el mes de Marzo, nunca fueron controladas por el Estado nacional en cómo extraían los energéticos, menos

³⁸ Consideremos que el entonces Presidente de la Nación Raúl Alfonsín ignoraba completamente y se encontraba al margen de tal planificación estratégica de la Secretaría de Energía (SEyM); esa planificación correspondía a quienes trabajaban en la SEyM por aquel entonces: CPN Gustavo Calleja e Ing. José Francisco Freda, entre otros. Por cierto, Alfonsín se encontraba ocupado preparando con el entonces Ministro Terragno los programas de privatización del sector energético, que por haber finalizado con una profunda crisis su administración no tuvo la "oportunidad" de implementar. Poco tiempo más tarde, Menem lo hizo...

aun cuánto extraían, ni tampoco cuál era el destino que se les daba, en desmedro del abastecimiento interno y el respeto por la legislación pertinente (leyes 17319 y 24076).

Según la consultora Equis, para May/2004 el 36.1% de la población del país no tiene acceso al gas natural por redes (ver Mapa 2), es decir, 13.461.000 de ciudadanos. Al desagregarlo por condición de pobreza, el 58.2% de la población que se encuentra por debajo de la línea de pobreza, es decir, 10.373.568 de ciudadanos, no sólo carece de conexión a la red troncal, sino que consume otros energéticos sustitutos, entre los más importantes el gas de garrafa (GLP).

Si analizamos el desabastecimiento del mercado interno desagregando por regiones geográficas, según la investigación del equipo de trabajo del sociólogo Artemio López, los porcentajes y cantidades absolutas correspondientes a los hogares sin acceso al gas natural por redes son los siguientes (Equis, 2004: 2):

- 99.7% Región NEA (Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones), es decir: 810.786 hogares.
- 41.2% Región NOA (Catamarca, Jujuy, Salta, Santiago del Estero y Tucumán), es decir: 387.919 hogares.
- 28.7% Región Pampeana (Buenos Aires, Córdoba, Entre Ríos, Santa Fe), es decir: 1.060.123 hogares.
- 19.4% Región Cuyo (La Rioja, Mendoza, San Juan y San Luis), es decir: 128.200 hogares.
- 16.4% Región Metropolitana (Capital Federal y primer Cordón del Conurbano Bonaerense), es decir: 559.062 hogares.
- 2.2% Región Patagonia (Chubut, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego), es decir: 10.539 hogares.

Según estudios realizados por la consultora Equis (2004: 3), el 85% de los ciudadanos que no tienen acceso a la red troncal de gasoductos consume gas envasado (garrafa), mientras que el 15% restante consume leña, papel, queroseno, etc. Estos números reflejan la carencia de inversiones en infraestructura a partir de las reformas estructurales. Veamos las conclusiones del informe de investigación de la consultora Equis (2004: 5).

“Entre estos combustibles de reemplazo, sin duda el gas envasado es el mayoritariamente usado por los hogares, por lo que el precio de garrafas y tubos de gas envasado resulta central en el presupuesto de la población ubicada bajo la línea de pobreza, donde 58 de cada 100 ciudadanos utiliza combustibles sustitutos del gas natural, en especial gas envasado.

La fijación pública del precio del gas envasado ofrecido a las familias resulta entonces estratégico como mecanismo anti pobreza y, dada la extensión cuantitativa, la heterogeneidad geográfica de la población pobre que utiliza el recurso (1.759.000 personas, donde el 45% reside en el Norte del país) y las restricciones presupuestarias que supone cumplir los compromisos asumidos con los organismos de crédito internacionales, el único mecanismo de control de precio posible es subsidiar con parte de las ganancias empresarias el precio de todo el gas envasado, puesto que no hay posibilidad técnica para iniciar una distribución en escala numérica y geográfica como la que requiere la satisfacción de la carencia de gas natural realmente existente en el país”.

Los ciudadanos que deben comprar garrafas, tienen dos alternativas: comprar garrafas a \$ 25 e incluso en algunos sitios a \$ 32, o en su defecto quemar madera. Los \$ 18 fijados como "tarifa social" para la garrafa sólo podrán encontrarse en 606 puntos de venta (CEGLA, 2004) sobre un universo de 100.000. Según la Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>), la garrafa de 10 kg con precio diferencial al consumidor final ("garrafa social") puede encontrarse a \$ 18 en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Neuquén, Santa Fe y Tucumán; a \$ 18,50 en las provincias de Entre Ríos, La Pampa, Río Negro, San Juan y Santiago del Estero; y a \$ 19 en las provincias de Catamarca, Corrientes, Chaco, Chubut, Formosa, Jujuy, La Rioja, Misiones, Salta, San Luis y Santa Cruz. Asimismo, considerando el increíblemente barato costo de producción de petróleo y gas (pues recordemos que cuando se extrae petróleo también se extrae gas natural, y por supuesto gas licuado de petróleo -GLP-, el que se utiliza para las garrafas y tubos de gas), la tarifa social de la garrafa debería equivaler a \$ 4 (de lo contrario sería cometer un crimen), si tenemos en cuenta tanto las increíbles ganancias de las empresas productoras y de los intermediarios de la cadena de valor del *downstream*, así como también el destino de las misma: los consumidores de bajos recursos y los desempleados, que por cierto más del 58% de estos consumidores de garrafa viven por debajo de la línea de pobreza.

Para comprender e interpretar mejor la problemática de la garrafa siempre conviene analizar primero la composición estructural del mercado del gas licuado de petróleo (GLP) en Argentina. El mismo, según la Secretaría de Energía de la Nación, se encuentra altamente concentrado en los eslabones del *upstream*: 6 empresas concentran el 84.5% de la producción de GLP, entre ellas, Repsol YPF Gas participa con un 34.5%, siguiéndole TotalGaz con 20.5% y Shell Gas 7.8%. En el *downstream*, se puede observar que la red de fraccionadoras y distribuidoras se conforma por 49 fraccionadoras y 280 distribuidoras habilitadas, y la comercialización constituida en casi 100.000 puntos de venta. Podemos ver aquí una cadena de valor compuesta por numerosos intermediarios, cuyos márgenes permiten comercializar las garrafas de 10 kg a \$ 25 promedio, salvo los escasos 606 puntos de venta que venden la "garrafa social" entre \$ 18 y \$ 19, según la Provincia.³⁹

Lo analizado hasta aquí no puede comprenderse e interpretarse si no se conoce cuál es el verdadero conjunto de resultados devenidos con los programas de privatización del sector energético: la alta concentración en la propiedad de las reservas, en la producción e industrialización de los insumos esenciales para la generación de energía eléctrica y calefacción, considerando que el oligopolio petrolero participa directa e indirectamente en el control de las empresas responsables del transporte y distribución de electricidad y gas. Estos resultados son determinantes del grado de inversión de capital de riesgo, del tipo de extracción (predominantemente irracional) y del criterio a utilizar en la fijación de precios

³⁹ Según la **Resolución N° 196/02** (del 15/Jul/2002), las empresas productoras de gas licuado de petróleo (GLP) se comprometen a mantener estables los niveles de precios en las ventas del fluido a empresas fraccionadoras, para cada boca de expendio de cada empresa productora, de manera de asegurar que el precio promedio ponderado a nivel país, elaborado en base a esos niveles de precios, no supere los \$ 600/TM, es decir, que el precio fijado para la garrafa de 10 kg equivale a \$ 6. No obstante, las propias distribuidoras señalan que el valor es generalmente de \$ 9 la garrafa. En tal caso, las productoras tienen márgenes increíbles incluso fijando un precio de \$ 2 a las distribuidoras mayoristas.

de combustibles y de tarifas de servicios públicos. Se trata de la poderosa *élite* del petróleo, que todo lo resuelve cuando el Estado *laissez faire, laissez passer*.

A modo de conclusión

La información precedente refleja en forma clara la alta dependencia en el consumo de recursos hidrocarburíferos que tiene Argentina, y no existe todavía una planificación energética que contemple reemplazar a los mismos antes del agotamiento definitivo de las reservas probadas: en 2012 las de petróleo y en 2016 las de gas natural, aunque el inicio del colapso energético (crisis de tipo estructural) llegará con las fiestas "Mayas" de 2010. Por otra parte, si esperamos a que se cumplan los vencimientos de las concesiones de explotación de los yacimientos pertinentes, se debe considerar que ello ocurrirá en 2017, y, como hemos visto, para tal fecha estarán agotados.

Según cálculos de la Comisión Nacional de Energía Atómica (2004), el consumo de energía eléctrica de Argentina duplicará los valores actuales para el año 2010, al actual ritmo de crecimiento económico. Y lo irónico de todo esto es que de lograr el país un crecimiento económico sostenido, las necesidades energéticas aumentarán, y de acuerdo a la configuración de la matriz de suministro eléctrico analizada, la demanda cada vez mayor de gas natural, gas-oil y fuel-oil llevarán a un rápido agotamiento de las reservas hidrocarburíferas si no han de realizarse grandes inversiones en exploración de nuevos yacimientos hidrocarburíferos. Por ello es tan importante planificar el desarrollo de nuevas fuentes de energía primaria alternativas a los recursos naturales no renovables.

Si el Estado nacional no recupera la renta petrolera, las centrales hidroeléctricas y nucleoelectricas necesarias para evitar el colapso del suministro eléctrico en unos pocos años serán imposibles de construir, y lo mismo para los combustibles sustitutos de los derivados del crudo, como ser el hidrógeno (producido a través de la energía eólica) y los biocombustibles (en base a aceites de oleaginosas y alcoholes de cereales), que si no se financia la esfera productiva pertinente tendremos que importar gasolinas y gasóleos a precio internacional (se debe considerar que en la medida que transcurran los años el precio del barril del crudo irá en aumento, ya sea por la avaricia de los conglomerados del *cartel*, como por los escasos 38 años de horizonte de vida de las reservas probadas mundiales de petróleo).⁴⁰

No obstante, debe tenerse en cuenta que la planificación de planes, proyectos y programas relacionados a la construcción de centrales hidroeléctricas y nucleoelectricas demandan, desde el inicio hasta la cumplimentación total de las metas, alrededor de 12 años y 6 años, respectivamente. Esto nos dice que el tiempo disponible es inferior al requerido para evitar un colapso energético a comienzos de la década entrante, considerando la alta dependencia hidrocarburífera de la estructura económica argentina. La planificación energética señalada debería iniciarse ahora mismo, contemplando la construcción simultánea de, por lo menos, 5 centrales nucleoelectricas de 800 MW de potencia instalada cada una y de 2 centrales hidroeléctricas de 2500 MW de potencia instalada cada una,⁴¹ de lo contrario las consecuencias serán catastróficas. Por otra parte, considerando la inminente escasez de los derivados del petróleo crudo, no sólo debería contemplarse la

⁴⁰ BP *Statistical Review of World Energy* 2003.

⁴¹ Ver De Dicco, 2004.

producción inmediata de biocombustibles e hidrógeno, sino la inversión en exploración de nuevos yacimientos que puedan abastecer a la industria petroquímica (al mismo tiempo que se inicie un serio programa de explotación racional de los yacimientos hidrocarburíferos) en la próxima década.

El financiamiento pertinente debería provenir de la renta petrolera, una vez que el Estado nacional la recupere. Una segunda etapa de esta planificación energética debería contemplar la posibilidad de sumar a la República Argentina a través de ENARSA al proyecto PetroAmérica, liderado por PDVSA de Venezuela y Petrobras de Brasil. Es una posibilidad muy atractiva que ENARSA (Argentina), YPFB (Bolivia), Petrobras (Brasil), Petroecuador (Ecuador) y PDVSA (Venezuela) se fusionen en una empresa energética supranacional, si consideramos que Sudamérica posee el 9.4% de las reservas probadas mundiales de petróleo (sumando México: 10.6%) y casi el 70% de las reservas petroleras del continente americano, y el 4.5% de las reservas probadas mundiales de gas natural (sumando México: 4.7%) y el 50% de las reservas gasíferas del continente americano;⁴² ya que un conglomerado de estas características podría enfrentar al oligopolio petrolero que opera en América Latina, conformado por empresas euro-estadounidenses.

Claro, tampoco debe olvidarse la otra alternativa, que conviene únicamente a los intereses particulares del sector privado, en especial el oligopolio petrolero: importar gas natural de Bolivia, petróleo crudo y sus derivados de Venezuela (con la mayor de las suertes) y España, respectivamente, y energía eléctrica de Brasil. Alternativa que, por supuesto, no contempla la posibilidad de que en unos años Bolivia esté vendiendo a granel gas natural a EE.UU. y a los principales aglomerados urbanos de Brasil, obstaculizando las exportaciones a la Argentina, si consideramos que Bolivia posee menores reservas probadas de este hidrocarburo respecto a nuestro país, o que en Venezuela no exista una revolución bolivariana para entonces y que los precios internacionales del barril de crudo tengan un piso de U\$S 40, si tenemos en cuenta el horizonte de vida de las reservas petroleras mundiales.

No caben dudas al respecto que la estrategia para alcanzar el desarrollo se basa en la capacidad estructural para desarrollar mediante nuestros propios recursos los medios de producción correspondientes a los estándares internacionales del proceso de industrialización y de innovación en la ciencia y técnica. Y la plataforma necesaria para llevar a cabo esta estrategia es, en palabras simples: la energía abundante y barata. Sin recursos energéticos propios y sin precios y tarifas preferenciales los costos de producción de la estructura económica argentina serán muy altos, es decir, no serán competitivos en el intercambio comercial internacional.

¿Qué hizo Francia a partir de 1946, cuando se encontraba totalmente devastada tras la ocupación nazi y los bombardeos anglo-estadounidenses?, ¿qué hizo Alemania luego de la segunda crisis mundial del petróleo en 1979?

Con respecto al primero, Francia, nacionalizó el sector energético (Plan Monnet), logrando con esta plataforma de energía abundante y barata industrializar al país y posicionarlo entre los más desarrollados, tanto en términos socioeconómicos, como de industrialización

⁴² BP *Statistical Review of World Energy* 2003.

y de desarrollo científico-técnico.⁴³ Por otra parte, Francia emprendió desde mediados de la década del '50 una segunda planificación energética, orientada al desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los hidrocarburos, en particular, la construcción de casi 60 centrales nucleoelectricas.

El otro caso, Alemania, cuando la segunda crisis mundial del petróleo de 1979 (caída del Shah de Irán, que trajo por consiguiente la nacionalización del petróleo iraní al asumir Khomeini) impactó sobre sus costos de producción,⁴⁴ que por consiguiente resultaron desfavorables en el intercambio comercial con los países de la Comunidad Europea y del resto del mundo, decidió invertir fuertemente en el desarrollo de energías limpias y renovables, como la energía nuclear, al igual que Francia.

Ambos casos deberían servir de ejemplo a nuestro país. La alternativa referida a la importación de hidrocarburos cuando las reservas probadas de estos recursos naturales en Argentina se encuentren agotadas resulta inviable para encaminar al país hacia el desarrollo. Sólo en la mente de cínicos, de lacayos y de saqueadores foráneos puede existir la idea de que el ajuste estructural (en nuestro caso en particular los aumentos de precios de combustibles y de tarifas de servicios públicos, la explotación y exportación irracional, cero inversión y transferencia de capitales e ingresos del trabajo argentino al exterior) es la estrategia que conduce hacia el desarrollo. Esta alternativa de modelo energético

⁴³ En Ene/1946 se adoptó en Francia el Plan Monnet, cuando todos los recursos de la economía francesa habían sufrido enormes daños como resultado de la guerra (Segunda Guerra Mundial). La industria francesa encaró el dilema grabado en el programa "*modernisation ou décadence*". Contra este fondo se hicieron colocaciones estatales extensas para desarrollar industrias clave. No obstante, uno de los principales problemas fue proveer a la economía nacional con energía barata y abundante.

Por consiguiente se decidió nacionalizar la producción de combustibles (petróleo) y de energía eléctrica (el carbón mineral y el gas natural eran en aquel entonces los recursos hidrocarburíferos utilizados para la generación de energía eléctrica), la cual fue acompañada por enormes inversiones públicas en el sector energético en su conjunto.

La industria francesa se desarrolló apreciablemente gracias a la sustancial ayuda financiera del Estado, pero el principal factor fue el considerable crecimiento del consumo industrial causado por la nacionalización de la producción energética, clave de estas reformas estructurales en Francia. La generación de energía eléctrica mostró un crecimiento muy significativo: mientras que el volumen total de la esfera productiva se incrementó en un 43% entre 1947 y 1953, la generación de energía eléctrica mostró más del 50%.

En los sectores estatales (energía eléctrica, carbón mineral, gas natural y petróleo) las metas del plan fueron satisfechas casi en un 100%. Este resultado se obtuvo debido al hecho de que en los sectores nacionalizados las metas estatales eran compulsivas.

El mercado petrolero francés fue privatizado recién en los años '80, cuando Francia llevaba casi dos décadas como país desarrollado, gracias a las grandes inversiones estatales en el sector de la energía, nacionalizado, por cierto. Las empresas de administración del transporte y distribución del gas natural y de la energía eléctrica, al día de la fecha, continúan siendo activos estratégicos del Estado francés, aunque de línea marcadamente neoliberal en su accionar sobre los países latinoamericanos que llevaron a cabo reformas estructurales en el sector energético. La posibilidad de llevar a cabo programas de privatización en ambos sectores, en la actualidad y en el futuro próximo, son nulas.

⁴⁴ Las fluctuaciones de precios generadas por el juego especulativo originado a raíz de la crisis resultante de la revolución iraní de 1979 habían detenido, como en 1973, el crecimiento económico de los países industrializados, tal como lo manifestó Alemania Federal cuando acusó a EE.UU. de perturbar los mercados favoreciendo gigantescos beneficios a empresas estadounidenses, lo que perjudicaba considerablemente el nivel de competitividad de la industria alemana, al depender ésta fuertemente de las importaciones de petróleo (De Dicco y Lahoud, 2003).

neoliberal, de continuar prevaleciendo, eliminará definitivamente toda posibilidad de emanciparnos del subdesarrollo insostenible.

En suma, la necesidad de que el Estado nacional recupere la propiedad de las reservas y, con esto, la renta petrolera es una obligación que la administración Kirchner debería asumir urgentemente, con responsabilidad y pensando siempre en relación al futuro.

Como dice el Ing. José Francisco Freda (2004):

"¿Cómo hará nuestro país para disponer de energía después de 2017? No lo hará si no contamos con una política energética que priorice al país y al bien común de sus habitantes por sobre los intereses económicos de las empresas, y un planeamiento que obligue a una explotación racional de nuestros escasos recursos petroleros".

Sin planificación, control y regulación del sector energético por parte del Estado nacional no hay futuro. Lo único que puede haber es el continuo aumento de las tasas de pobreza, indigencia, desempleo, mortalidad infantil y desnutrición, transferencia de capital y de ingresos (del trabajo argentino) al exterior, aumento de tarifas públicas al punto de convertirlas en precios fijados por el oligopolio petrolero, saqueo de los recursos naturales y ocupación territorial por parte de los países imperialistas del G7 (no olvidar Afganistán e Irak, por nombrar casos recientes).

Por estas sencillas razones, la administración Kirchner tiene la obligación de luchar contra el oligopolio petrolero y recuperar la soberanía energética perdida hace quince años. La responsabilidad del Estado en este sector clave de la economía es total, y su incumbencia responde a una necesidad social a la cual está obligado.

Ricardo Andrés De Dicco. Buenos Aires y Castelar, 27/May/2004

Referencias bibliográficas

ARGENTINA – COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA (2004). *Alternativas Energéticas para el siglo XXI*. CNEA. Buenos Aires.

ARGENTINA – ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (2001). *Informe Trimestral ENARGAS. Datos operativos de las Licenciatarias de Gas, Abril 2000 - Marzo 2001*. ENARGAS, Volumen IX, N° 29. Buenos Aires.

ARGENTINA - SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN (2004a). *Plan Energético Nacional (2004-2008). Programa de Gestión*. Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Buenos Aires.

(2004b). *Boletín Mensual de Combustibles, Enero de 2004*. Dirección General de Cooperación y Asistencia Financiera, Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Buenos Aires.

— (2003a). Tablas e informes estadísticos de precios, producción y reservas de hidrocarburos, en <http://energia.mecon.gov.ar>.

— (2003b). *Informe de Coyuntura Energética, Octubre-Noviembre de 2003*. Centro de Estudios Energéticos, Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Buenos Aires.

— (2002a). *Boletín Anual de Reservas, Diciembre de 2002*. Dirección Nacional de Recursos Hidrocarburíferos y Combustibles, Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación. Buenos Aires.

— (2002b). *Balances Energéticos, 1990-2002*. Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación. Buenos Aires.

— (2001). *Informe Estadístico. Reservas Comprobadas y Probables de Petróleo y Gas Natural*. Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación. Buenos Aires.

— (1999). *Balance Energético Nacional. Serie 1986-1998*. Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación. Buenos Aires.

— (1994 a 1999). *Anuarios de Combustibles*, varios números. Secretaría de Energía, Ministerio de Economía de la Nación. Buenos Aires.

AZPIAZU, Daniel (2002). "Las principales problemáticas y especificidades sectoriales en el ámbito de las áreas-mercados privatizados", en *Las privatizaciones en la Argentina. Diagnósticos y propuestas para una mayor competitividad y equidad social*. Fundación OSDE - CIEPP. Buenos Aires.

AZPIAZU, Daniel / BASUALDO, Eduardo (2002). *El proceso de privatización en la Argentina. La renegociación con las empresas privatizadas. Revisión contractual y supresión de privilegios y de rentas extraordinarias*. Documento del Área Economía y Tecnología, FLACSO Argentina. Buenos Aires.

AZPIAZU, Daniel / SCHORR, Martín (2001). *Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital*. Documento del Área Economía y Tecnología, FLACSO Argentina. Buenos Aires.

BAO, Rodrigo / DE DICCO, Ricardo A. (2003). *El capital social del grupo Repsol YPF, Abr/2003*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura, Fundación Arturo Illia. Buenos Aires.

— (2002). *Las prácticas irregulares entre el Estado nacional, la Provincia del Neuquén y Repsol YPF. El caso del yacimiento gigante Loma de la Lata-Sierra Barrosa*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura, Fundación Arturo Illia. Buenos Aires.

BP (2003). *BP Statistical Review of World Energy 2003*. British Petroleum. London.

CALCAGNO, Alfredo E. / CALCAGNO, Eric (2003). *Argentina. Derrumbe neoliberal y proyecto nacional*. Ediciones Le Monde diplomatique, "El Dipló" - Capital Intelectual. Buenos Aires.

— (2001). "La privatización del petróleo. Azaroso destino de YPF", en *Le Monde diplomatique*, Edición Cono Sur (Jul/2001). Capital Intelectual. Buenos Aires.

CALLEJA, Gustavo Adolfo (2004). "¿Se cumple el sueño de Martínez de Hoz?", en *Info-Moreno* N° 45 (5-May-2004). Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO). Buenos Aires.

— (2001a). "Un 'regalo' del Estado. El negocio (privado) petrolífero", en *Le Monde diplomatique*, Edición Cono Sur (Oct/2001). Capital Intelectual. Buenos Aires.

— (2001b). "La Revolución Privatizadora. La experiencia argentina en el sector energético", en *Ciudadanos. La Revolución* (2001). Ediciones Fundación Arturo Illia - Ediciones Corregidor, Año 2, N° 4. Buenos Aires.

CEGLA (2004). *Acuerdo de estabilidad de precios, puntos de venta de garrafa social*. Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA). Buenos Aires.

CORDESMAN, Anthony H. (1998a). "Projected total energy supply for the world economy", en *The changing geopolitics of energy – Part I. Key global trends in supply and demand: 1990-2020*. Center for Strategic and International Studies (CSIS). Washington, DC, 1998.

— (1998b) "Geopolitical impact of oil and gas reserves", en *The changing geopolitics of energy – Part II. Global oil and gas production and reserves*. Center for Strategic and International Studies (CSIS). Washington DC.

DE DICCO, Ricardo Andrés (2004). *Lineamientos propositivos para una planificación energética orientada al desarrollo de Argentina*. AREP001, Material del Área Recursos Energéticos y Planificación del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

— (2003). *Argentina: entre la planificación y el colapso energético. Necesidad de crear una empresa estatal de hidrocarburos y ahondar esfuerzos con YPF, Petrobras y PDVSA en el Proyecto PetroAmérica*. Área Política Internacional y Energía del Centro de Pensamiento Político Latinoamericano (CEPPLA). Buenos Aires.

— (2001). *Crisis energética en Argentina: sin planificación el colapso será inevitable*. Monografía, Cátedra "Seminario de Investigación III. Taller de Tesis", Escuela de Sociología, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad del Salvador. Buenos Aires.

— (2000). *Agotamiento de las reservas de petróleo y gas natural en Argentina*. Monografía, Cátedra "Estructura Social de Argentina", Escuela de Sociología, Facultad de Ciencias Sociales, Universidad del Salvador. Buenos Aires.

DE DICCO, Ricardo A. / LAHOUD, Gustavo O. (2003). *Las reformas neoliberales en el sector energético de América Latina*. Documento de Trabajo (próximo a publicar) del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO), Universidad del Salvador. Buenos Aires.

— (2003). *La crisis de la energía y el rol de los intelectuales en la escena geopolítica mundial*. Documento de Trabajo (próximo a publicar) del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

EQUIS (2004). *El mapa nacional y social de la carencia provisión de gas natural. Hogares y personas por región y país para población total y pobre*. Consultora Equis, Equipos de Investigación Social. Buenos Aires.

FREDA, José Francisco (2004). "Argentina... ¿Hacia dónde nos llevan?", en *Info-Moreno* N° 46 (12-May-2004). Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO). Buenos Aires.

— (2003). *Reservas de Hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos a nivel nacional y mundial. Perspectivas en el sector de generación térmica. Necesidad de una planificación energética nacional y una legislación del uso racional de la energía*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura, Fundación Arturo Illia. Buenos Aires.

FREDA, J. F. / CALLEJA, G. / RIZZUTO, H. (2000). *La cuestión energética: las políticas aplicadas, las modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, la prórroga de la concesión de Loma de la Lata y la supresión de los subsidios a los combustibles en la Patagonia*. Documento de Trabajo del Instituto de Energía e Infraestructura, Fundación Arturo Illia. Buenos Aires.

FIA-UGT (2002). *Planificación energética y entorno sectorial. Análisis para el debate*. Ediciones de la Federación de Industrias y Afines (FIA-UGT). Madrid.

GADANO, Nicolás (2000). "Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas en la Argentina", en HEYMANN, Daniel / KOSACOFF, Bernardo (2000), *La Argentina de los Noventa. Desempeño económico en un contexto de reformas (Tomo II)*. CEPAL-EUDEBA-UBA, primera edición. Buenos Aires.

GALASSO, Norberto (2002). *De la Banca Baring al FMI. Historia de la deuda externa argentina*. Ediciones Colihue, primera edición. Buenos Aires.

HERRERO, Félix (2004). "Las exportaciones de gas natural argentino", en *Info-Moreno* N° 46 (12-May-2004). Movimiento por la Recuperación de la Energía Nacional Orientadora (MORENO). Buenos Aires.

— (2002). "El mayor accionista de Repsol es californiano", en *El País* (10-Nov-2002). Buenos Aires.

— (2001). "Tarifas altas y eficiencia baja: la Argentina y EE.UU.", en *¿Desregulación o descontrol energético en California?* Revista Realidad Económica, Abr-May/2001, Instituto Argentino para el Desarrollo Económico (IADE). Buenos Aires.

IEA (2002). *Key World Energy Statistics*. International Energy Agency. París.

KOZULJ, Roberto (2002). *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*. División de Recursos Naturales e Infraestructura, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Organización de las Naciones Unidas (CEPAL-ONU). Santiago de Chile.

KOZULJ, Roberto / BRAVO, Víctor (1993). *La política de desregulación petrolera argentina. Antecedentes e impactos*. IDEE - Centro Editor de América Latina. Buenos Aires.

OLADE (2003). *Sistema de Información Económica Energética*. Organización Latinoamericana de Energía. Quito.

OPEC (2003). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2002*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Viena.

— (1999). *OPEC Review*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Viena.

ORTIZ, Ricardo / SCHORR, Martín (2002). *La reconfiguración del poder económico en el sector de los hidrocarburos durante la década del noventa y sus consecuencias en la salida de la Convertibilidad*. Ponencia presentada en las V° Jornadas de Sociología, organizadas por la Carrera de Sociología de la Universidad Nacional de Buenos Aires (UBA), del 11 al 15 de Noviembre de 2002. Buenos Aires.

REPSOL YPF SA (2004a). *Áreas de Negocio 2003*. Repsol YPF S.A. Madrid.

— (2004b). *Avance de resultados del cuarto trimestre de 2003*. <http://www.repsol-ypf.com.ar>

— (2004c). *Informe Anual 2003*. Repsol YPF S.A. Madrid.

— (2004d). *Resumen Histórico. Repsol YPF en bolsa*. <http://www.repsol-ypf.com.ar>

— (2003a). *Avance de resultados del cuarto trimestre de 2002*. Repsol YPF S.A. Madrid.

— (2003b). *Plan Estratégico 2003-2007 de Repsol YPF*. <http://www.repsol-ypf.com.ar>

— (2002a). *Áreas de Negocio 2001*. Repsol YPF S.A. Madrid.

— (2002b). *Cuentas Anuales correspondientes a los Ejercicios terminados el 31 de Diciembre de 2001 y 2000 e Informe de Gestión de 2001*. Repsol YPF S.A. Madrid.

ROFMAN, Alejandro (1999). "Capítulo III: Los circuitos productivos del petróleo y del carbón en la Patagonia Austral", en *Las economías regionales a fines del siglo XX. Los circuitos del petróleo, del carbón y del azúcar*. Editorial Planeta Argentina. Buenos Aires.

SCHORR, Martín / KULFAS, Matías (2003). *La deuda externa argentina. Diagnóstico y lineamientos propositivos para su reestructuración*. Centro Interdisciplinario para el Estudio de Políticas Públicas (CIEPP) - Fundación OSDE. Buenos Aires.

US DOE (2003). *Energy Overview of Argentina*. United State Department of Energy (US DOE), Energy Information Administration (EIA). Washington, DC.

— (2000). *World Crude Oil and Natural Gas Reserves, 2000*. United State Department of Energy (US DOE), Energy Information Administration (EIA). Washington, DC.

— (1998). *International Energy Outlook, 1998*. United State Department of Energy (US DOE), Energy Information Administration (EIA). Washington, DC.

WORLD ENERGY COUNCIL (2001). "Chapter Four. The Threat of 'An Unliveable World'", en *Living in One World. Sustainability from an Energy Perspective*. London.

YPF SA (2002a). *Estados Contables al 31 de Diciembre de 2001, 2000 y 1999, juntamente con el Informe del Auditor y el Informe de la Comisión Fiscalizadora*. YPF S.A. Buenos Aires.

— (2002b). *Memoria 2001*. YPF S.A. Buenos Aires.

— (1994). *Memoria 1993*. Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. Buenos Aires.

LEYES NACIONALES (analizadas en este estudio)

Ley N° 17319 (1967). Hidrocarburos.

Ley N° 23696 (1989). Reforma del Estado.

Ley N° 23697 (1989). Emergencia Económica.

Ley N° 24076 (1992). Marco Regulatorio de la Actividad del Gas Natural. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado.

Ley N° 24145 (1992). Federalización de Hidrocarburos. Transformación Empresarial y Privatización del Capital de YPF Sociedad Anónima. Privatización de Activos y Acciones de YPF S.A.

Ley N° 25561 (2002). Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.

Proyecto de Ley de creación de Energía Argentina Sociedad Anónima -ENARSA- (2004).

DECRETOS DEL PODER EJECUTIVO NACIONAL (analizados en este estudio)

Decreto N° 1212/89 (1989).

Decreto N° 1225/89 (1989).

Decreto N° 1589/89 (1989).

Decreto N° 2778/90 (1990).

Decreto N° 2408/91 (1991).

Decreto N° 1108/93 (1993).

Decreto N° 2731/93 (1993).

Decreto N° 1252/00 (2000).

Decreto N° 214/02 (2002).

Decreto N° 310/02 (2002).

Decreto N° 180/04 (2004).

Decreto N° 181/04 (2004).

RESOLUCIONES DEL MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS DE LA NACIÓN (analizadas en este estudio)

Resolución N° 208/04 (2004).

RESOLUCIONES DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN (analizadas en este estudio)

Resolución N° 196/02 (2002).

Resolución N° 261/04 (2004).

Resolución N° 265/04 (2004).

Resolución N° 435/04 (2004).

SITIOS WEB consultados

Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS): <http://www.enargas.gov.ar>

Pan American Energy Argentina: <http://www.pan-energy.com>

Petrobras Argentina: <http://www.petrobras.com.ar>

Repsol YPF: <http://www.repsol-ypf.com.ar>

Secretaría de Energía de la Nación: <http://energia.mecon.gov.ar>

BREVE HISTORIA DEL IDICSO

Los orígenes del IDICSO se remontan a 1970, cuando se crea el "Proyecto de Estudio sobre la Ciencia Latinoamericana (ECLA)" que, por una Resolución Rectoral (21/MAY/1973), adquiere rango de Instituto en 1973. Desde ese entonces y hasta 1981, se desarrolla una ininterrumpida labor de investigación, capacitación y asistencia técnica en la que se destacan: estudios acerca de la relación entre el sistema científico-tecnológico y el sector productivo, estudios acerca de la productividad de las organizaciones científicas y evaluación de proyectos, estudios sobre política y planificación científico tecnológica y estudios sobre innovación y cambio tecnológico en empresas. Las actividades de investigación en esta etapa se reflejan en la nómina de publicaciones de la "Serie ECLA" (SECLA). Este instituto pasa a depender orgánica y funcionalmente de la Facultad de Ciencias Sociales a partir del 19 de Noviembre de 1981, cambiando su denominación por la de Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) el 28 de Junio de 1982.

Los fundamentos de la creación del IDICSO se encuentran en la necesidad de:

- ❑ Desarrollar la investigación pura y aplicada en Ciencias Sociales.
- ❑ Contribuir a través de la investigación científica al conocimiento y solución de los problemas de la sociedad contemporánea.
- ❑ Favorecer la labor interdisciplinaria en el campo de las Ciencias Sociales.
- ❑ Vincular efectivamente la actividad docente con la de investigación en el ámbito de la facultad, promoviendo la formación como investigadores, tanto de docentes como de alumnos.
- ❑ Realizar actividades de investigación aplicada y de asistencia técnica que permitan establecer lazos con la comunidad.

A partir de 1983 y hasta 1987 se desarrollan actividades de investigación y extensión en relación con la temática de la integración latinoamericana como consecuencia de la incorporación al IDICSO del Instituto de Hispanoamérica perteneciente a la Universidad del Salvador. Asimismo, en este período el IDICSO desarrolló una intensa labor en la docencia de post-grado, particularmente en los Doctorados en Ciencia Política y en Relaciones Internacionales que se dictan en la Facultad de Ciencias Sociales. Desde 1989 y hasta el año 2001, se suman investigaciones en otras áreas de la Sociología y la Ciencia Política que se reflejan en las series "Papeles" (SPI) e "Investigaciones" (SII) del IDICSO. Asimismo, se llevan a cabo actividades de asesoramiento y consultoría con organismos públicos y privados. Sumándose a partir del año 2003 la "Serie Documentos de Trabajo" (SDTI).

La investigación constituye un componente indispensable de la actividad universitaria. En la presente etapa, el IDICSO se propone no sólo continuar con las líneas de investigación existentes sino también incorporar otras con el propósito de dar cuenta de la diversidad disciplinaria, teórica y metodológica de la Facultad de Ciencias Sociales. En este sentido, las áreas de investigación del IDICSO constituyen ámbitos de articulación de la docencia y la investigación así como de realización de tesis de grado y post-grado. En su carácter de Instituto de Investigación de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad del Salvador, el IDICSO atiende asimismo demandas institucionales de organismos públicos, privados y del tercer sector en proyectos de investigación y asistencia técnica.

ÁREAS DE INVESTIGACIÓN DEL IDICSO

- | | | |
|--|---|--|
| <input type="checkbox"/> Desarrollo Social Local y Regional | <input type="checkbox"/> Organizaciones No Gubernamentales y Políticas Públicas | <input type="checkbox"/> Empleo y Población |
| <input type="checkbox"/> Recursos Energéticos y Planificación | <input type="checkbox"/> Relaciones Internacionales de América Latina | <input type="checkbox"/> Relaciones Internacionales de Asia y el Pacífico |
| <input type="checkbox"/> Gobernabilidad Democrática y Reforma Política | <input type="checkbox"/> Historia Cultural y Social Contemporánea | <input type="checkbox"/> Historia de las Relaciones Internacionales en el Mundo Antiguo y Medieval |
| <input type="checkbox"/> Sociedad, Estado y Religión en América Latina | <input type="checkbox"/> Relaciones Iglesia-Estados | <input type="checkbox"/> Migraciones y Derechos Humanos |

Decano de la Facultad de Ciencias Sociales:
Lic. Eduardo Suárez

Director del IDICSO:
Dr. Pablo Forni

Comité Asesor del IDICSO:
Dr. Raúl Bisio
Dr. Alberto Castells
Dr. Ariel Colombo
Dr. Floreal Forni

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO DEL IDICSO (SDTI)

Edición y corrección: *Ricardo De Dicco*, Departamento de Comunicación y Tecnología del IDICSO

Tel/Fax: (+5411) 4952-1403

Email: idicso@yahoo.com.ar

Sitio Web: <http://www.salvador.edu.ar/csoc/idicso>

Hipólito Yrigoyen 2441
C1089AAU Ciudad de Buenos Aires
República Argentina

ANEXO I

Tabla de Contenidos

Cuadro C-1. Actividades de Repsol YPF en el Mundo	2
Cuadro C-2. Empresas controladas por el grupo Repsol YPF al 31/Dic/2003 en Argentina	3
Figura F-1. Producción de petróleo y gas de Repsol YPF en 2002 y su proyección hacia 2007	5
Figura F-2. "Resumen del Programa Inversor"	5
Gráfico G-1. Distribución geográfica de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF al 31/Dic/2003, en %	6
Gráfico G-2. Distribución geográfica de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %	7
Gráfico G-3. Distribución geográfica de la producción de petróleo de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %	8
Gráfico G-4. Distribución geográfica de la producción de gas natural de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %	9
Gráfico G-5. Capacidad de Refino de Repsol YPF por áreas geográficas al 31/Dic/2003, en kBOD ..	10
Gráfico G-6. Gas Licuado de Petróleo (GLP). Cuotas de mercado de Repsol YPF al 31/Dic/2003, en %	11

ANEXO I

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Cuadro C-1. Actividades de Repsol YPF en el Mundo				
Países	Áreas de Negocio			
	Exploración y Producción	Refino y Marketing	Química	Gas y Electricidad
Argentina	X	X	X	X
Bolivia	X			
Brasil	X	X	X	X
Chile		X		
Colombia	X			X
Cuba	X			
Ecuador	X	X		
EE.UU.	X		X	
Guyana	X			
México	X		X	X
Perú	X	X		
Trinidad y Tobago	X			
Venezuela	X			
Alemania			X	
Dinamarca			X	
España	X	X	X	X
Francia		X		
Italia		X	X	
Portugal		X		
Arabia Saudita	X			
Dubai	X			
Indonesia	X			
Irán	X			
Kazajstán	X			
Argelia	X			
Guinea Ecuatorial	X			
Libia	X			
Marruecos	X	X		
Sierra Leona	X			

Fuente: Repsol YPF (2004a: 2).

ANEXO I

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Cuadro C-2. Sociedades controladas por el grupo Repsol YPF al 31/Dic/2003 en Argentina						
Nombre de la Sociedad	Sociedad Matriz	Actividad	% Particip. Patrimon.	% Partic. Control	Cifras en millones de euros (€)	
					Capital	Resultados 2003
YPF SA	Repsol YPF SA	Exploración y producción de hidrocarburos	99.04	99.04	4.321,83	1.351,90
Pluspetrol Energy SA	YPF SA	Exploración y producción de hidrocarburos	44.57	45.00	76,45	57,13
Gasoducto del Pacífico Argentina SA	Gasoducto Pacífico Cayman SA	Construcción y explotación de gasoductos	8.67	8.75	98,31	0,89
Oleoducto Transandino Argentina	A&C Pipeline Holding	Construcción y explotación de gasoductos	17.83	100.00	0,32	0,59
Oiltanking Ebytem SA	YPF SA	Transporte y almacenaje de hidrocarburos	29.71	30.00	9,29	11,56
Terminales Marítimas Patagónicas SA	YPF SA	Logística de productos derivados del petróleo	32.83	33.15	11,40	6,54
Oleoductos del Valle SA	YPF SA	Logística de productos derivados del petróleo	36.64	37.00	87,36	(4,63)
Compañía Mega	YPF SA	Fraccionadora de gas	37.64	38.00	161,42	104,13
Petroken Petroquímica Ensenada SA	YPF SA	Producción y comercialización de productos petroquímicos	49.52	50.00	88,25	17,53
PBB Polisur SA	YPF SA	Producción y comercialización de productos petroquímicos	27.73	28.00	36,43	80,87
Refinerías del Norte SA (REFINOR)	YPF SA	Refino y comercialización de productos petrolíferos	49.52	50.00	88,01	23,06
Poligas Luján SA	YPF SA	Envasado, transporte y comercialización de GLP	50.01	50.49	*	*
Profertil SA	YPF SA	Fabricación y venta de productos de gas	49.52	50.00	281,11	88,79
Gas Natural BAN SA	Invergas SA	Distribución de gas	13.69	70.00	185,85	35,38
Metrogas SA	Gas Argentino SA	Distribución de gas	31.42	70.00	451,75	6,10
Gasoducto Oriental SA	Astra Evangelista SA	Distribución de gas natural	16.50	16.66	*	1,90

ANEXO I

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Central Dock Sud SA	Inversora Dock Sud SA	Generación y comercialización de energía eléctrica	39.53	9.98	6,90	43,65
Comsergas	Repsol YPF Gas SA	Instalaciones de gas	52.70	62.00	0,56	0,07
Astra Evangelista SA	YPF SA	Ingeniería y construcción	99.04	100.00	6,90	3,02
Repsol YPF Gas SA	Repsol Butano SA	Comercialización de gas	85.00	85.00	21,85	5,92
Gas Austral SA	Repsol YPF Gas SA	Comercialización de gas	42.50	50.50	*	0,67
Mejorgas SA	Repsol YPF Gas SA	Comercialización de gas natural	75.73	100.00	0,27	(0,67)
Natural Energy SA	Kromschroeder SA	Comercialización de gas	13.54	72.00	0,03	0,37
Operadora de Estaciones de Servicio SA (OPESSA)	YPF SA	Comercialización de hidrocarburos	98.90	99.85	94,92	4,37
Caveant SA	Repsol YPF Capital SL	Financiera	100.00	100.00	2,83	18,72
Invergas SA	Gas Natural International SDG SA	Sociedad de cartera	19.55	72.00	42,24	(0,09)
Gas Natural Argentina SDG SA	Gas Natural International SDG SA	Sociedad de cartera	19.55	72.00	104,27	(0,03)
Gas Argentino SA	YPF SA	Sociedad de cartera	44.89	45.33	245,08	9,87
Inversora Dock Sud SA	YPF SA	Sociedad de cartera	42.45	42.86	74,60	33,02

Fuente: Repsol YPF (2004c: 110-119).

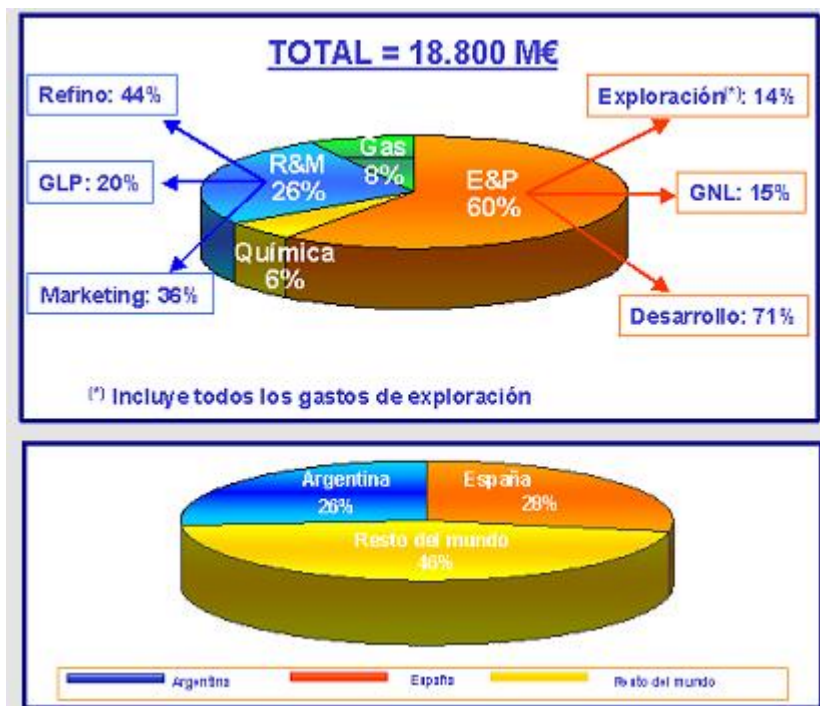
Nota: (*) Importe positivo inferior a € 20.000.

Figura F-1. Producción de petróleo y gas de Repsol YPF en 2002 y su proyección hacia 2007



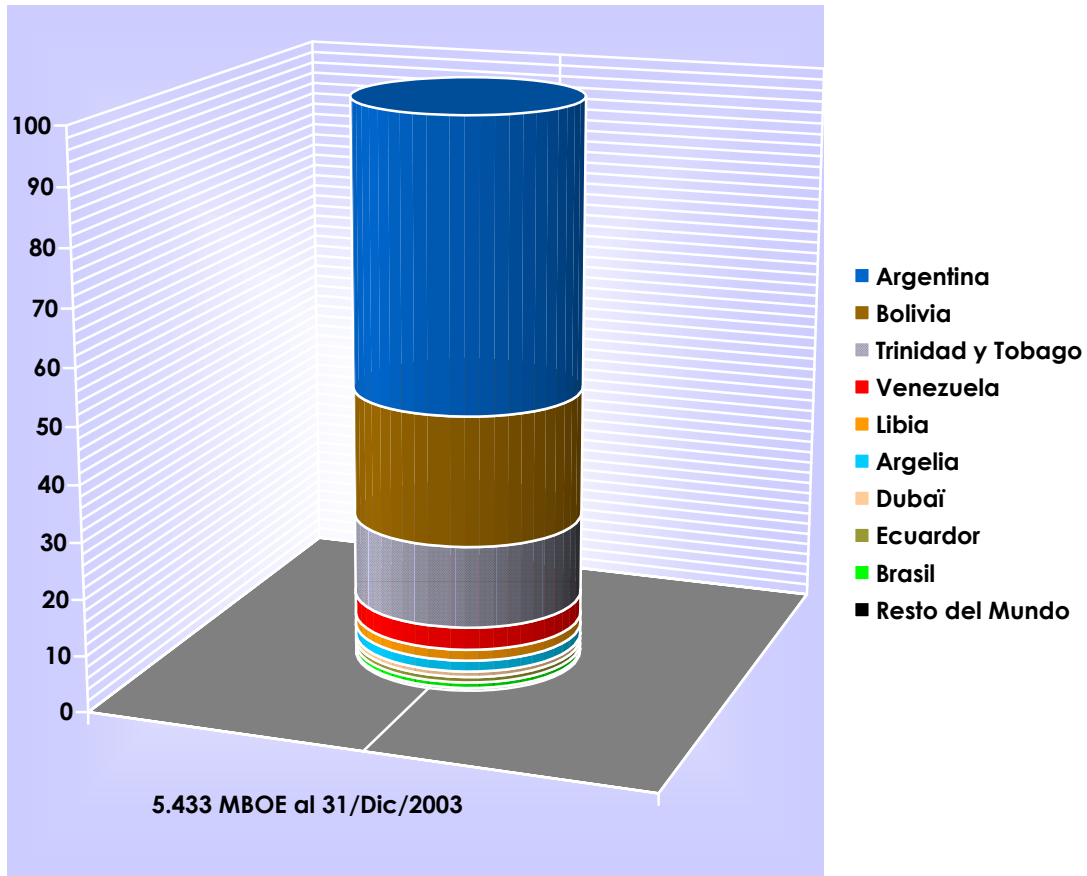
Fuente: Repsol YPF (2003b).

Figura F-2. "Resumen del Programa Inversor"



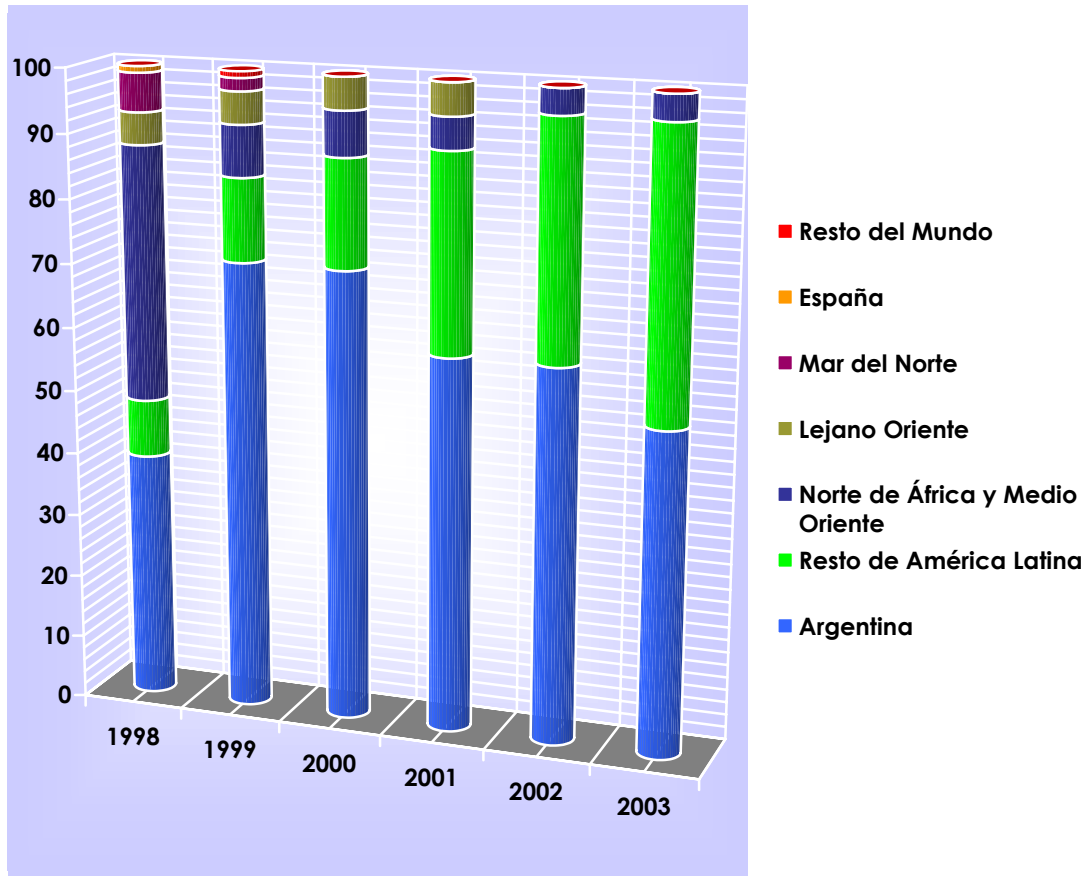
Fuente: Repsol YPF (2003b).

Gráfico G-1. Distribución geográfica de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF al 31/Dic/2003, en %



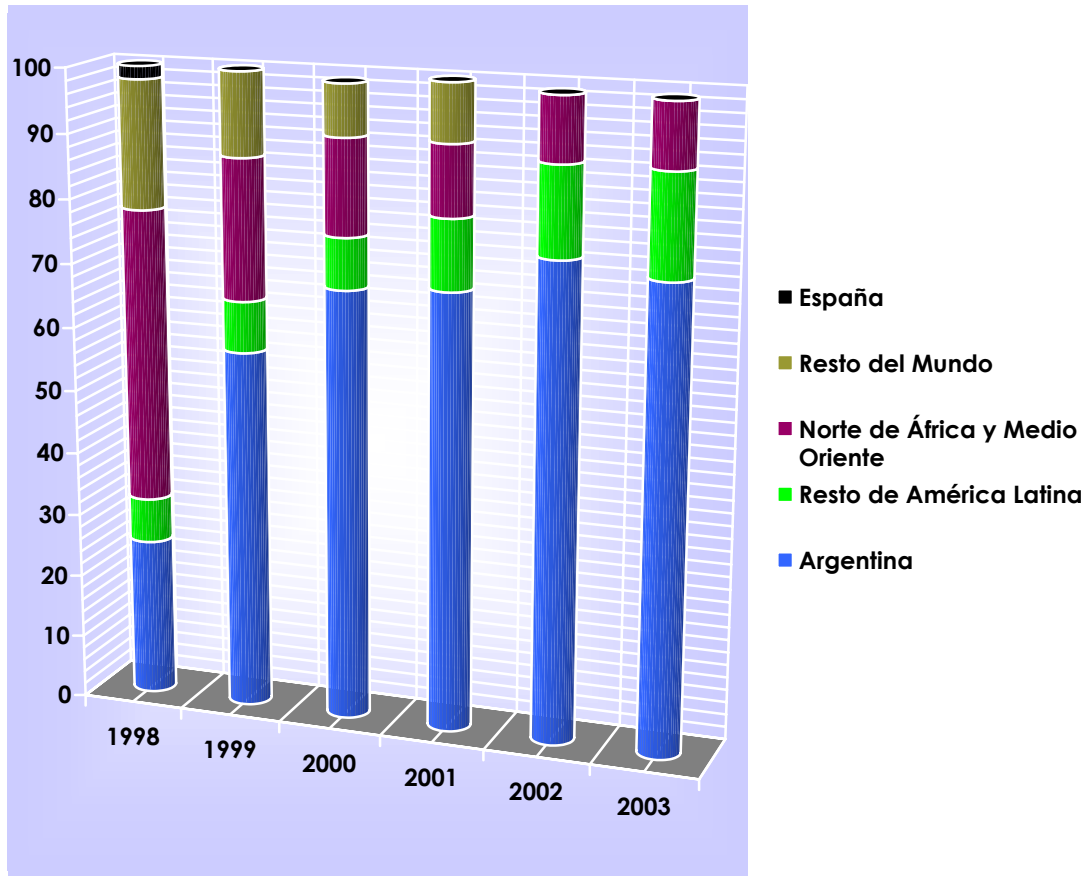
Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 16-35; 2004c: 15-20).

Gráfico G-2. Distribución geográfica de las reservas probadas hidrocarburíferas de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %



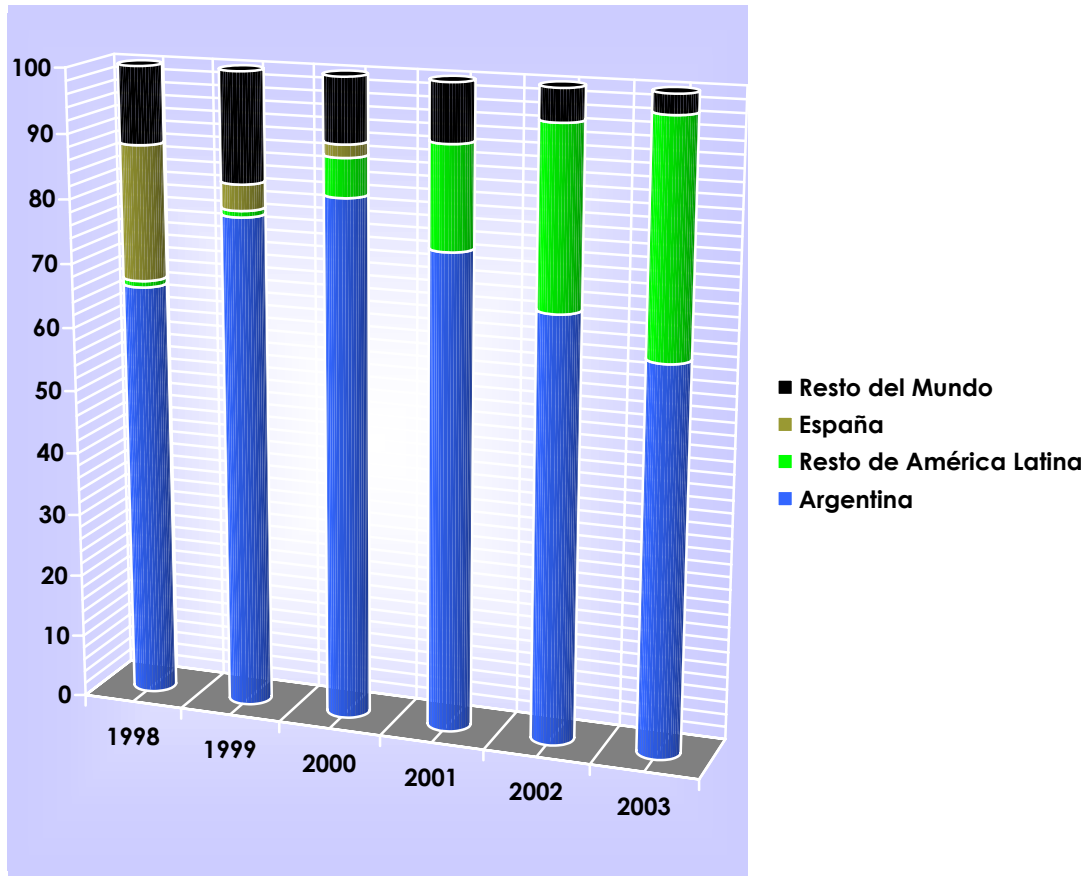
Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 20; 2002a: 22).

Gráfico G-3. Distribución geográfica de la producción de petróleo de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 21; 2002a: 23).

Gráfico G-4. Distribución geográfica de la producción de gas natural de Repsol YPF al final del año, período 1998-2003, en %



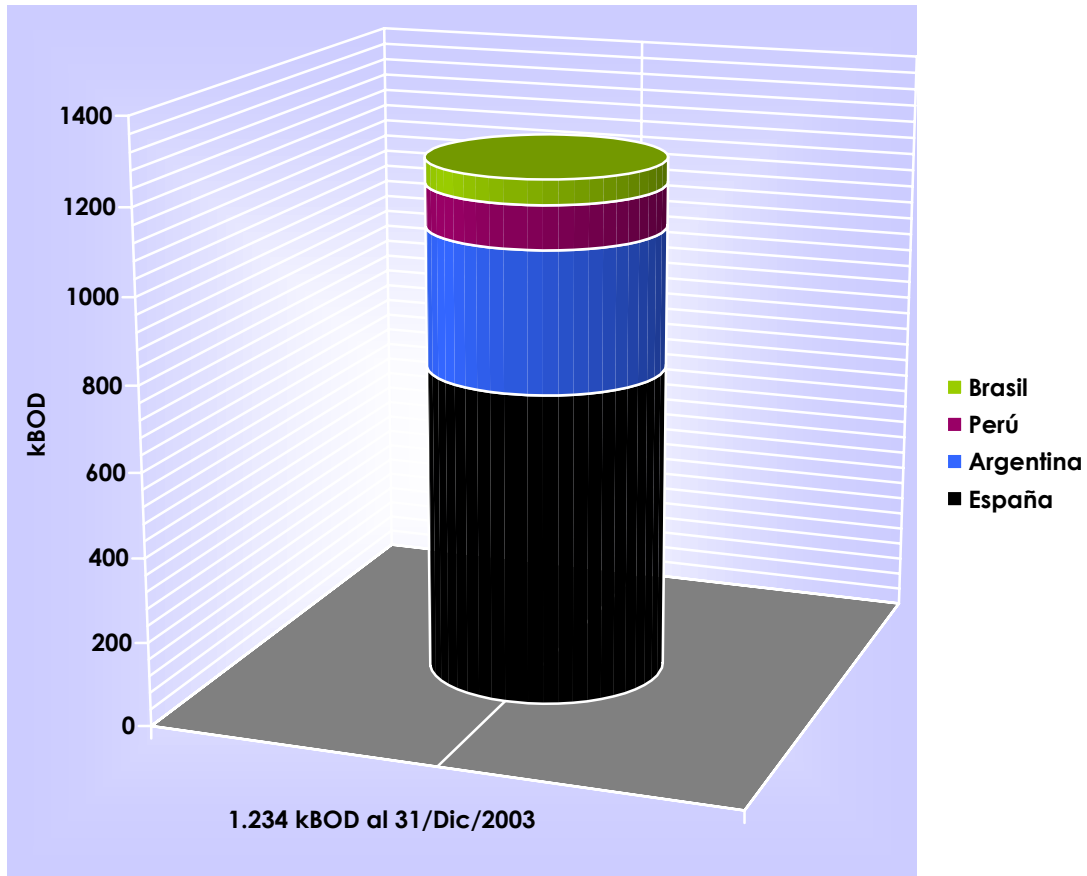
Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 21; 2002a: 23).

ANEXO I

SDTI022.

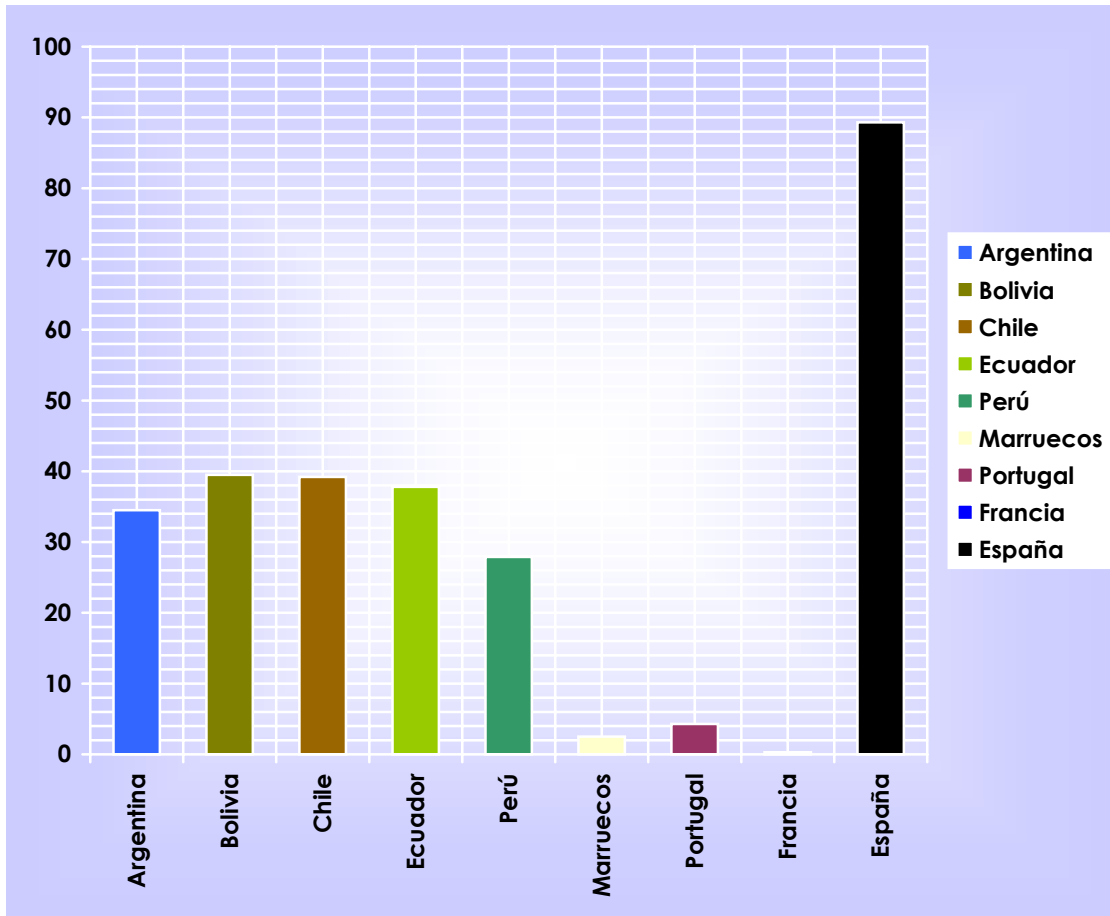
¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Gráfico G-5. Capacidad de Refino de Repsol YPF por áreas geográficas al 31/Dic/2003, en kBOD



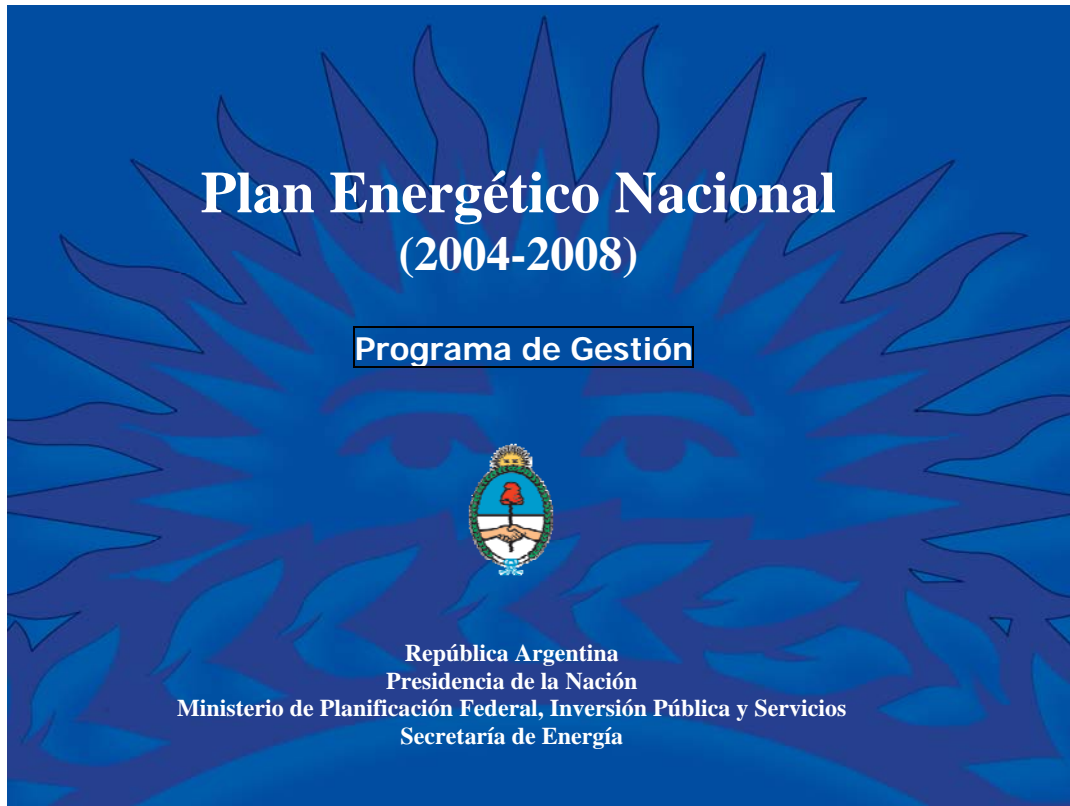
Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 36-43).

Gráfico G-6. Gas Licuado de Petróleo (GLP). Cuotas de mercado de Repsol YPF al 31/Dic/2003, en %



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en Repsol YPF (2004a: 50-55).

ANEXO II





MEDIDAS EN EJECUCIÓN

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios - Secretaría de Energía

Implementación por CAMMESA de Acuerdo Argentino-Venezolano

- ❑ Se firmó Convenio Integral de Cooperación entre la República Argentina y la República Bolivariana de Venezuela, con vigencia por tres años
- ❑ Venezuela se compromete a proveer Fuel Oil a Argentina a su solicitud
- ❑ **Volumen de Fuel Oil:** hasta 8 millones de barriles entre mayo y octubre de 2004 (1,2 MMT)
- ❑ **Monto máximo previsto:** 730 MM\$
- ❑ **Vigencia:** Mayo a Octubre de 2004

Suministro Interrumpible de Energía Eléctrica de Brasil

- ❑ Marco: Comisión Mixta Bilateral Permanente en Materia Energética - Acta suscripta por autoridades energéticas de Argentina y Brasil el 31/03/2004
- ❑ Llamado a Licitación Pública Internacional para realizar "Acuerdos de Provisión" para disponer energía eléctrica en Nodos Frontera con Brasil, Potencia 500 MW (Equivalente a 2,5 MMm³/día de gas natural).
- ❑ Aprovecha intercambios de oportunidad entre países
- ❑ Acuerdos de Provisión CAMMESA/Oferentes
- ❑ **Vigencia:** Junio – Noviembre 2004

PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA – ENERGIA ELECTRICA

- ❑ Se ha puesto en marcha un Programa de Uso Racional de la Energía
- ❑ Se emitió al respecto la Resolución S.E. N° 415/04
- ❑ Objeto: incentivar el ahorro de energía eléctrica para generar excedentes para uso industrial
- ❑ Los cargos adicionales se aplican a los usuarios beneficiados por la no aplicación de los ajustes del precio de la energía eléctrica y del gas natural
- ❑ **Fecha de inicio:** mayo de 2004

PROGRAMA DE USO RACIONAL DE LA ENERGIA – GAS NATURAL

- ❑ **Residenciales R1 y R2:** Aprox. el 60% de los usuarios. Desde 0 hasta el consumo promedio de cada zona. Sólo reciben beneficios en comparación con el 100% consumido en igual período del año anterior.
- ❑ **Residenciales R3 y Comercios:** Beneficios respecto al 95% del consumo de igual período del año anterior. Cargos Adicionales por el consumo excedente.
- ❑ Los Beneficios, equivalentes al cargo por consumo, son pagados por la industria.
- ❑ Los Cargos Adicionales, equivalentes al costo del gas del largo plazo, no incrementan los ingresos de las licenciatarias, sino que van a financiar ampliaciones de transporte.

Reparación del 2º Transformador de Potencia de la C.H. Río Grande Córdoba

- **Beneficios:**
 - Ahorro de \$3.000.000 medios anuales en combustibles por los próximos tres años
 - 370 MW de reserva de potencia rápida para emergencias
 - 25 % de incremento en la energía bombeada, concentrada en trimestre invierno Mayo – Julio
- **Inversión estimada:** 6,7 MM\$
- **Plazo de Obra:** 9 meses
- **Fecha estimada habilitación:** 1er. Trimestre 2005

Ampliación Compensación serie 3ra y 4ta Ternas LAT Comahue - Buenos Aires

- Ampliación de capacidad de transporte del corredor Comahue – Buenos Aires por ampliación de capacitores serie de EETT de 500 kV Choele Choel y Olavarría
- Aumento de capacidad aprox. 300 MW
- Financiación: 100% fondos SALEX
- **Inversión estimada:** 40,6 MM\$
- **Plazo de Obra:** 12 meses
- **Fecha estimada habilitación:** 4to. Trimestre 2004

Elevación nivel embalse Yacyretá de cota 76 a cota 78 msnm en Abril 2005

- Programa de elevación del nivel de embalse hasta cota prevista de 83 msnm requiere obras complementarias y acciones conexas
- Durante 2004 llevar cota a 77 msnm, lo cual implica un aumento de aprox. 180 MW de potencia adicional.
- Durante 2005 se llegará a la cota a 78 msnm, que dará otros 180 MW de potencia adicional
- El sistema de transporte existente permitirá colocar en el MEM prácticamente toda la energía generada
- **Inversión estimada:** 87,6 MM\$
- **Fecha de finalización:** Abril de 2005

Resolución S.E. N° 01/2003 – Estado de Situación

- Habilita obras para mejorar la confiabilidad y seguridad del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)
- Se han suscrito contratos de fideicomiso para obras en áreas de transportistas
- El programa de obras de transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal se desarrolla normalmente
- Incorporaciones:

ANEXO II

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

- 780 MVA de transformadores
- 257 MVAR de capacitores
- 264 MVAR de compensación Shunt
- Inversión: 58,10 MM\$
- Finalización: junio de 2004 a febrero de 2005

Línea 500 kV Choele Choel – Puerto Madryn

- Interconecta al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP)
- Interconecta la ET Choele Choel, en Río Negro, con nueva ET 500/330 kV Puerto Madryn, en Chubut
- 22/04/04 se firmó contrato COM – Comenzaron Obras
- Fondos del FFTEF
- **Inversión estimada:** 232 MM\$
- **Plazo de Obra:** 20 meses
- **Fecha estimada habilitación:** 4to. Trimestre 2005

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

- **JUNIO – AGOSTO 2003** Estudio del Costo de Exploración y Explotación del Gas Natural en Boca de Pozo.
- **FEBRERO 2004** Decretos 180 y 181/2004. Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Boca de Pozo.
- **ABRIL 2004** Firma y Homologación del Acuerdo con los productores de gas natural para implementar el Esquema de Normalización. Período 2004/2006.
- **MAYO 2004** Implementación de lo dispuesto en el Decreto 181/2004.

**PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
ESQUEMA DE NORMALIZACIÓN**

- **INDUSTRIAS** Usuarios Industriales, Generación y GNC. Fin del período de normalización: Julio 2005. Es el 80% de la demanda.
- **MERCADO TOTAL** Fin del período de normalización: 31 de Diciembre 2006.
- **NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS** La industria paulatinamente pasará a comprar el gas en boca de pozo en forma directa.

MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS (MEG)

- **TRANSPARENCIA DEL DESPACHO.** Todos los agentes del mercado podrán acceder en tiempo real a la información del despacho de gas natural.
- **TRANSPARENCIA COMERCIAL.** Toda la información relevante de todos los contratos firmados entre cualquier agente de la industria será publicada.

ANEXO II

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

- **MERCADOS SPOT Y SECUNDARIOS.** Todas las operaciones de compra de gas spot en boca de pozo, reventa de capacidad de transporte, etc, deberán negociarse en el MEG.
- **MERCADOS A TÉRMINO.** Voluntariamente las partes podrán utilizar el MEG para cerrar contratos a término de distinto tipo.

ACUERDO CON BOLIVIA

- **INICIO.** Mayo / Junio 2004.
- **VOLÚMENES ACORDADOS.** Hasta 4 MMm³/día por el ducto Pocitos – Campo Durán, hasta saturar la capacidad del Gasoducto Norte.
- **VENDEDOR EN FRONTERA.** Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).
- **COMPRADOR EN FRONTERA.** Productores, Industrias, Generadoras Térmicas o Distribuidoras.

GARANTÍA DE ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO

En cumplimiento de lo dispuesto en la:

- **LEY 17.319** Ley de Hidrocarburos.
- **LEY 24.076** Ley del Gas.

Sólo se autorizarán las exportaciones que no comprometan el abastecimiento del mercado interno.

Renegociación de Contratos de Concesión

- **JUNIO 2004:** Primer Acuerdo de normalización, Licencias de Transporte y Distribución de Electricidad y Gas. Pautas Metodológicas para la reformulación de las Licencias.
- **DICIEMBRE 2006:** Fin Período de Normalización de las Licencias de Transporte y Distribución de Electricidad y Gas.



**MEDIDAS A IMPLEMENTARSE
EN EL CORTO Y EN EL
MEDIANO PLAZO**

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios - Secretaría de Energía

Compensación shunt en el corredor ET Rincón de Santa María - Salto Grande

- ❑ Actualmente: 1.900 MW desde ET Rincón de Santa María, con tensión en el límite superior de la misma
- ❑ Se analizan alternativas para un aumento progresivo de capacidad de transporte entre NEA y GBAL
- ❑ 1ra etapa: instalación de 350 MVar de compensación capacitiva shunt, aumenta capacidad hasta 2.300MW
- ❑ ET de instalación: Paso de la Patria, Resistencia, Romang, G. Rodríguez
- ❑ **Inversión estimada:** del orden de 20,3 MM\$
- ❑ **Plazo de obra:** 18 meses **Puesta en Servicio:** 2006

Plan Nacional de Transporte - Ampliaciones en el SADI

- ❑ **LAT 500 kV Sistema Transmisión Yacyretá**
 - Inversión Estimada: 302,0 MM\$
 - Plazo de obra: 36 meses
- ❑ **5ta. LAT Comahue – Gran Mendoza – San Juan**
 - Inversión Estimada: 507,5 MM\$
 - Plazo de obra: 36 meses
- ❑ **LAT 500 kV NOA – NEA**
 - Inversión Estimada: 684.4 MM\$
 - Plazo de obra: 36 meses
- ❑ **LAT 500 kV Pto Madryn - Pico Truncado - Río Gallegos**

ANEXO II

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

- Inversión Estimada: 754,0 MM\$

Acuerdo Eléctrico para la Readaptación del MEM hasta diciembre de 2006

- **Objetivo:** alcanzar el funcionamiento sustentable del Mercado Eléctrico Mayorista en el mediano plazo
- **Mediante:**
 - Segmentación de la oferta y la demanda
 - recomposición de la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MEM
 - Recomposición del Fondo de Estabilización
- **Período de transición:** Mayo 2004 – Diciembre 2006

Central Hidroeléctrica Yacyretá

- **Objeto:** alcanzar cota de proyecto en un plazo máximo de 4 años
- **Cota (msnm) Actual:** 76, Futura: 83
- **Potencia (MW) Actual:** 1.700, Futura: 3.100
- **Energía Generada (GWh):** Actual 11.450, Futura 18.500
- **Flujo de Fondos (MM \$) 1638,5**
 - 2005: 571,3
 - 2006: 493,0
 - 2007: 327,7
 - 2008: 246,5
 - Total: 1638,5
- **Plazo de Ejecución:** 4 años
- **Fin de Obra (estimada):** 2008

Central Nuclear Atucha II

- **Objeto:** negociaciones con plazo no mayor de 6 meses para garantizar continuidad y finalización de la obra
 - Potencia Neta: 692 MW
 - Combustible: Uranio Natural o levemente enriquecido
- **Cronograma de Inversiones (MM \$)**

Suministros y Servicios	2005	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Importados	52,20	165,30	165,30	84,10	37,70	504,60
Nacionales	150,80	319,00	304,50	101,50	37,70	913,50
TOTAL	203,00	484,30	469,80	185,60	75,40	1418,10

- **Tiempo estimado finalización:** 52 meses

Proyectos hidroeléctricos - Revisión

- ❑ Se efectuará una revisión de los proyectos hidroeléctricos existentes de módulos superiores a los 400 MW
- ❑ Entre ellos, los binacionales de Garabí (con Brasil) y Corpus Christi (con Paraguay)
- ❑ Se identificarán los que presenten mejores indicadores técnicos y económicos
- ❑ Se seleccionarán los 3 o 4 más rentables

AMPLIACIONES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL. AÑO 2005

- ❑ TGN: 2,8 Millones de m³/día.
- ❑ TGS: Entre 2,6 y 5 Millones de m³/día. Primera Etapa San Martín II.
- ❑ Patagónico: Desde Cerro Dragón hasta Esquel. Hasta 1 MMm³/día. Gasifica amplia región sin gas natural y soluciona el problema de abastecimiento del Gasoducto Cordillerano.
- ❑ Inversión Total: 1.300 Millones de Pesos.
- ❑ Financiación: Aportes Privados. Fondos Fiduciarios (Decreto 180/2004).

AMPLIACIONES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL. AÑOS 2006-2007

- ❑ Gasoducto Noreste Argentino:
Mayo 2006. Capacidad de diseño original: 20 MMm³/día. Ampliable a 30 MMm³/día.
- ❑ Gasoducto San Martín II:
Fin Primera Etapa: 5,4 MMm³/día (Total 1ª etapa: 8 MMm³/día).
Segunda Etapa: 8 MMm³/día.
Total San Martín II: 16 MMm³/día.
- ❑ Inversión Total: 4.100 Millones de Pesos.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Medidas en Ejecución – Inversiones

Obra	MM \$	Meses	E/S o Inic
Sistema Alta Tensión	41,80	----	Jul/04 a Feb/05
Distribución Troncal	16,30	----	Jul/04 a Feb/05
Reparac. 2do. Trafo R Grande	6,70	9	E/S Tr1/05
Compens LAT Comahue-BsAs	40,60	12	E/S Tr4/04
LAT C. Choel-Pto. Madryn	232,00	20	E/S Tr4/05
Cota 78 Yacyretá	87,60	----	E/S Abr/05
Total	425,00		-----

El aporte equivalente que provoca la compra de energía, combustible y algunas ampliaciones de potencia y energía: Sería de hasta 16 MMm³/día de gas natural.

Medidas corto y mediano plazo - Inversiones

Obra	MM \$	Meses	E/S o Inic
Comp Shunt RSM-S Grande	20,30	18	2006
Ampl. Sistema Yacyretá	302,00	36	----
LAT Comahue-G Mza-S. Juan	507,50	36	----
LAT NOA - NEA	684,40	36	----
LAT P. Madryn – Truncado – R. Gallegos	754,00	60	----
Elev. Yacyreta 76/83	1.638,50	48	2008
Atucha II	1.418,10	52	2009
Ampliación de transporte GN - Año 2005	1.300,00		
Ampliación de transporte GN - Año 2006/07	4.100,00		
Total	10724.80		

Inversiones - Resumen

Medidas en Ejecución:..... 425,00 MM \$
 Medidas Corto y Mediano Plazo:... 10.724,80 MM \$
 Total: 11.149,80 MM \$

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios - Secretaría de Energía

ANEXO III

Proyecto de Ley de creación de ENARSA

El Poder Ejecutivo Nacional

Buenos Aires, 3 de Junio de 2004

Al Honorable Congreso de la Nación:

Tengo el agrado de dirigirme a Vuestra Honorabilidad con el objeto de someter a su consideración, un proyecto de Ley referido a la constitución de una persona jurídica bajo el régimen que establece la Ley N° 19.550 (t.o. 1984) y sus modificatorias, tipificada como Sociedad Anónima, dedicada a explorar, explotar, producir, generar, transportar, distribuir y comercializar local e internacionalmente bienes energéticos, cuyo capital social será mayoritariamente integrado por el Estado Nacional. Asimismo podrá prestar el servicio público de transporte y distribución de gas natural. En este proyecto se entiende por bienes energéticos, además de los hidrocarburos, al carbón, a otros minerales, al hidrógeno, a la energía atómica y, en general, a cualquier otro bien que pueda ser utilizado como combustible.

Dicha persona jurídica, que se denominará ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA, tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentren sujetas a tales permisos o concesiones a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley.

La Sociedad que se crea podrá operar en cualquier segmento de la cadena de valor de los energéticos en forma integrada o independiente y asimismo podrá evitar situaciones de abuso de posición dominante, interviniendo en el mercado.

ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA cumplirá con todos los requisitos necesarios para transformarse en una sociedad de oferta pública que cotiza en las Bolsas de Valores nacionales e internacionales.

En la mencionada Sociedad tendrán participación todas las Jurisdicciones Provinciales que deseen suscribir las correspondientes acciones.

Las provincias podrán participar en este nuevo emprendimiento como accionistas, concretando una idea muchas veces declamada pero no llevada a la práctica.

Queremos construir una Argentina equilibrada en lo social y en lo territorial. Para ello, un Estado inteligente tiene que tender a igualar oportunidades.

ANEXO III

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA será una empresa testigo en el mercado energético y constituirá en su interior diversas unidades de negocios que en forma descentralizada generarán iniciativas que puedan, en forma diferencial, captar necesidades de inversión en el sector energético y ofrecimientos financieros de cada zona en particular.

Esto es así, ya que emprendedores locales y/o regionales, están dispuestos a apostar con más intensidad, en los proyectos que impactan con más fuerza en su zona de influencia.

En síntesis, cada unidad de negocio, en el marco de una administración unificada, funcionará como proyecto de inversión descentralizado.

La creación de esta Sociedad, incentivará la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías en nuestro país, asignando recursos fundamentales para aumentar la productividad de nuestra sociedad.

Esto es necesario, ya que hoy observamos que existen países que sin tener abundantes recursos energéticos han desarrollado un complejo sistema científico-tecnológico, basados en los mismos, y otros como el nuestro, que poseyendo una razonable dotación de recursos energéticos, no lo han hecho.

La Sociedad permitirá reconstruir toda la red de proveedores locales, que por el alto componente de insumos y mano de obra que involucra, multiplicará la actividad económica de un sector altamente dinámico.

La persona jurídica definitivamente constituida, tendrá una participación del Cincuenta y tres por ciento (53%) de acciones ordinarias, Clase "A", correspondientes al Estado Nacional, a través del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, del Doce por ciento {12%} de Acciones Ordinarias Clases "B" y "C", a través de los Estados Provinciales y el Treinta y cinco por ciento (35%) de acciones que serán preferidas patrimoniales, sin derecho a voto, Clase "D", que cotizarán en las Bolsas de Valores nacionales e internacionales. Las acciones Clase "D" podrán ser transformadas en Clase "E", las que serán ordinarias y sin derecho a voto y de oferta pública. Asimismo, se contempla la posibilidad de emisión por parte de la Sociedad de obligaciones negociables, las que podrán transformarse en acciones Clase "E".

Estará conducida por un Directorio de siete(7) miembros, cinco (5) de los cuales corresponderán al Estado Nacional y dos (2) a los Estados provinciales, uno (1) de los Directores pertenecientes al Estado Nacional deberá poseer reconocida trayectoria en el Mercado de Capitales.

Respecto del personal de la Sociedad, se prevé la selección del mismo con un criterio de excelencia, pudiendo convocar a empleados de las Administraciones Públicas Nacional, Provincial o Municipal.

En la forma que ha quedado definida la participación accionaria de las partes, se evidencia el propósito de reservar para el Estado Nacional, la mayoría absoluta de las acciones ordinarias emitidas, lo que le permitirá tomar decisiones de

ANEXO III

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

política empresarial, que orienten la dotación energética en función de las necesidades de desarrollo de la economía nacional.

Con criterio federal, se ha dado participación en la conformación del Capital Social a las Provincias, quienes tendrán de este modo debida participación en el destino del recurso energético.

Cabe destacar que los inversionistas privados podrán participar en el emprendimiento a través de la oferta pública del Treinta y cinco por ciento (35%) del Capital Social, situación que habilita el contralor externo del Estado Nacional, y otorga una efectiva transparencia a la actividad societaria.

Por otra parte debe tenerse presente que se propone la creación de una Base de Datos Integral de los Hidrocarburos a los efectos de que el Estado Nacional cuente con la información necesaria brindada por las empresas del sector a fin de alcanzar un mercado transparente y en continuo desarrollo.

Atento la particular importancia de la medida que se somete a su consideración, se solicita la sanción de la misma dentro del plazo más breve posible.

Dios guarde a Vuestra Honorabilidad. Mensaje N° 70. Firmado: Néstor Kirchner, Alberto Angel Fernández y Julio Miguel de Vido.

EL SENADO Y CAMARA DE DIPUTADOS DE LA NACION ARGENTINA, REUNIDOS EN CONGRESO... SANCIONAN CON FUERZA DE LEY;

Artículo 1º- Créase ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA bajo el régimen de la Ley N° 19.550 (t.o. 1984) y sus modificatorias, la que tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los Yacimientos de Hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, el transporte, el almacenaje, la distribución, la comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesados, refinarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos, o exportarlos y realizar cualquier otra operación complementaria de su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto. Asimismo, la Sociedad podrá por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica. La Sociedad podrá realizar actividades de comercio exterior vinculadas con bienes energéticos y podrá desarrollar cualquiera de las actividades previstas en su objeto tanto en el país como en el extranjero.

Artículo 2º- ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA tendrá la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentren sujetas a tales permisos o concesiones a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley.

Artículo 3º- ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA podrá operar en cualquier segmento de la cadena de valor de los bienes energéticos en forma integrada o

ANEXO III

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

independiente a través de unidades de negocios específicas. En su actividad propenderá a promover la innovación tecnológica.

Artículo 4º- ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios.

Artículo 5º- El Estatuto de la Sociedad que se crea por el Artículo 1º contendrá los requisitos exigidos por la Ley de Sociedades Comerciales, con sujeción a las siguientes pautas:

a) Razón Social: ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA.

b) El Capital Social estará representado por Acciones de titularidad del Estado Nacional:

I- Acciones Clase "A": Serán ordinarias, de Un (1) voto por acción, intransferibles, y representarán el Cincuenta y tres por ciento (53%) del Capital Societario. Se requerirá: El voto de la totalidad de ellas en las Asambleas para que se resuelva válidamente en los siguientes temas: (i) Presentación en concurso o quiebra; (ii) Modificación del Estatuto y/o el aumento de capital; (iii) Disolución anticipada de la sociedad; (iv) Cualquier acto societario que implique poner en peligro el patrimonio social y/o la prosecución del objeto principal de ésta sociedad; (v) Cambio de domicilio y/o jurisdicción.

II- Acciones Clases "B" y "C": Serán ordinarias escriturales, con derecho a Un (1) voto por Clase, representarán hasta el Doce por ciento (12%) del Capital Social y serán de titularidad de las Jurisdicciones Provinciales que las suscriban.

III- Acciones Clase "D": Se autoriza la oferta pública de esta clase de acciones, que representan un total del Treinta y cinco por ciento (35%) del Capital Social. Dichas acciones serán preferidas patrimoniales, sin derecho a voto. La preferencia patrimonial consiste en la antelación del reembolso de su valor nominal, en el caso de liquidación y en el cobro de dividendos preferenciales, consistiendo el pago de estos pari passu con las acciones ordinarias, más una proporción del cinco por ciento (5%) por cada unidad.

IV- Acciones Clase "E": La Sociedad podrá transformar acciones Clase "D" en acciones Clase "E". Las acciones Clase "E" serán ordinarias y sin derecho a voto y de oferta pública. La Sociedad podrá emitir obligaciones negociables. Dichas obligaciones podrán transformarse en acciones Clase "E". Los derechos derivados de la titularidad de acciones por el Estado Nacional serán ejercidos por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, o por el funcionario que éste designe, debiendo dicha atribución estar expresamente conferida en el acto constitutivo.

c) La Dirección y Administración estarán a cargo de un Directorio integrado por cinco (5) Directores titulares y cinco (5) suplentes por la Acción Clase "A" y dos (2) Directores titulares y dos (2) suplentes por las Acciones Clase "B" y "C", en forma conjunta. Uno (1) de los Directores por las Acciones Clase "A" deberá poseer

ANEXO III

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

reconocida trayectoria en el Mercado de Capitales. d) El Órgano de Fiscalización estará integrado por una Comisión Fiscalizadora compuesta por cinco (5) síndicos titulares y cinco (5) síndicos suplentes elegidos por la asamblea de accionistas.

Artículo 6º- La Sociedad ejercerá todas las atribuciones de las personas jurídicas de su tipo y estará facultada para suscribir convenios con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras para el cumplimiento de su Objeto Social.

Artículo 7º- ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA seleccionará su personal con un criterio de excelencia, pudiendo convocar a empleados de las Administraciones Públicas Nacional, Provincial o Municipal.

Artículo 8º- ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA podrá crear, administrar, mantener, operar, gerenciar y gestionar una Base de Datos Integral de los Hidrocarburos. Los concesionarios y permisionarios deberán suministrar toda la información que les sea requerida.

Artículo 9º- Autorízase al PODER EJECUTIVO NACIONAL, a realizar las adecuaciones presupuestarias necesarias para suscribir e integrar el Capital Social.

Artículo 10º- En un plazo no mayor de treinta (30) días de sancionada la presente, el Poder Ejecutivo Nacional deberá aprobar el Estatuto Social con sujeción a las pautas previstas en el Artículo 6º y realizar todos los actos necesarios para la constitución y puesta en funcionamiento de la Sociedad, pudiendo delegar expresamente esta facultad en el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Artículo 11º- Comuníquese al Poder Ejecutivo Nacional.

Firmantes:

Dr. Néstor Kirchner, Presidente de la Nación.

Arq. Julio De Vido, Ministro de Planificación, Inversión Pública y Servicios de la Nación.

Dr. Alberto Fernández, Jefe de Gabinete de Ministros de la Nación.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

ANEXO IV**GAS NATURAL. Resolución N° 208/2004 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios**

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

GAS NATURAL

Resolución 208/2004

Homológase el "Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/2004", suscripto el 2 de abril de 2004 entre la Secretaría de Energía y los Productores de Gas.

Bs. As., 21/4/2004

VISTO el Expediente N° S01:0189417/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y los Decretos N° 180 y N° 181 ambos de fecha 13 de febrero de 2004, y

CONSIDERANDO:

Que por el Decreto N° 181 de fecha 13 de febrero de 2004 se instruyó a la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los fines de que elabore un esquema de normalización del precio del gas natural el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST), con destino a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, y a los usuarios de dichas prestadoras que comiencen a adquirir el gas natural directamente de productores, con arreglo a las pautas básicas que establece la referida norma.

Que conforme lo expuesto en el Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004, la producción y comercialización de gas natural en el mercado interno debe ser reencauzada a partir del establecimiento de un esquema de normalización, contemplando las limitaciones regulatorias que afectan a los servicios públicos objeto de renegociación, sin dejar de reconocer que se trata de una actividad que en el mediano y largo plazo debe volver a operar en el marco de lo establecido en el Decreto N° 2731 de fecha 29 de diciembre de 1993, en un contexto que fija el Decreto N° 180 de fecha 13 de febrero de 2004, donde (i) se encuentre en funcionamiento el MERCADO ELECTRONICO DE GAS, (ii) exista un mayor grado de desagregación y competencia en la industria del gas, y (iii) no existan restricciones de abastecimiento para el mercado interno.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha venido analizando la problemática del gas natural con los productores con el objeto de llegar a un acuerdo razonable para las partes de modo tal que se asegure, al menos, condiciones básicas de abastecimiento, con más el crecimiento de consumo del servicio residencial y los pequeños usuarios, que se verifiquen hasta la fecha prevista en el acuerdo objeto de la presente, para el completamiento del esquema de normalización del mercado de producción y venta de gas natural.

Que teniendo en cuenta las limitaciones que se derivan de la emergencia económica y social que vive la REPUBLICA ARGENTINA, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha adoptado medidas conducentes para reencauzar la industria del gas y de la electricidad, dictando los Decretos N° 180 y N° 181 ambos de fecha 13 de febrero de 2004, y otras disposiciones complementarias.

Que resulta de interés general y de la mayor prioridad en la política de gobierno, el asegurar el abastecimiento interno de gas natural, conforme lo establecido en el Artículo 6° de la Ley N° 17.319 y en el Artículo 3° de la Ley N° 24.076.

Que por Resolución N° 265 de fecha 24 de marzo de 2004, de la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se dispusieron determinadas medidas destinadas a asegurar el abastecimiento interno.

Que por Disposición N° 27 de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA se puso en vigencia PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL Y DEL USO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, destinada a dicho fines.

Que a fin de estar en condiciones de promover políticas conducentes para evitar el desabastecimiento y lograr la normalización del sector, la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha elaborado un estudio de costos de la exploración y la producción de gas natural con el objeto de contar con los elementos de juicio necesarios para negociar con los productores de gas el mencionado acuerdo, el cual debe asegurar condiciones razonables de abastecimiento y una salida a la crisis, contemplando la situación de los consumidores residenciales y el sector de consumidores industriales con menor poder en una negociación directa con los productores.

Que ante todo ello, la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el marco de lo establecido en el Decreto N° 181 de fecha 13 de febrero de 2004, ha negociado con los productores de gas natural un "ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004" el que ha sido suscripto "ad referéndum" de esta autoridad.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Que la SECRETARIA DE ENERGIA, dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha contado con el asesoramiento y asistencia técnica del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS), Organismo Autárquico en el ámbito de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a los fines de negociar el acuerdo que se somete a consideración, y en particular, para determinar los volúmenes de gas natural para atender la demanda interna.

Que teniendo en cuenta que el acuerdo sometido a consideración constituye un esquema de normalización razonable, en cuanto establece un mecanismo de protección para el conjunto de consumidores alcanzados por las medidas que se implementan, y en cuanto no incrementa el costo del suministro a los consumidores de bajos recursos, este Ministerio no tiene objeción alguna para formular.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado la intervención que le compete conforme lo establecido en el Artículo 9º del Decreto N° 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que el presente acto se dicta en uso de las facultades emergentes de los Artículos 2º y 5º del Decreto 181 de fecha 13 de febrero de 2004.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS

RESUELVE:

Artículo 1º — Homologar el "ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004", suscripto entre la SECRETARIA DE ENERGIA y los PRODUCTORES DE GAS de fecha 2 de abril de 2004, que como Anexo I, forma parte del presente.

Art. 2º — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido.

ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004

A los 2 días del mes de abril de 2004 se reúnen el Señor SECRETARIO DE ENERGIA DE LA NACION, Ingeniero Daniel Omar CAMERON, en adelante "La SECRETARIA" en representación del ESTADO NACIONAL, y las empresas abajo firmantes, en adelante colectivamente los "PRODUCTORES" e individualmente el "PRODUCTOR", asimismo, en adelante y en conjunto todos los arriba nombrados denominados las "PARTES" o individualmente la "PARTE", con el objeto de acordar la puesta en marcha del ESQUEMA DE NORMALIZACION de precios para el gas natural

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

establecido por, y en los términos y condiciones del Decreto N° 181/2004 (en adelante el "ESQUEMA DE NORMALIZACION").

ARTICULO 1°.- OBJETO DEL ACUERDO.

El presente ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004 (en adelante el "ACUERDO") tiene por objeto establecer las bases para la implementación del ESQUEMA DE NORMALIZACION de los precios de gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte para el mercado interno, conforme a las pautas básicas establecidas en el Decreto N° 181/2004, y a los términos y condiciones del presente ACUERDO.

ARTICULO 2°.- AMBITO DE APLICACION DEL ACUERDO.

2.1. El presente ACUERDO resulta de aplicación exclusivamente a:

(i) el gas natural que los PRODUCTORES suministren a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes por hasta los volúmenes detallados para cada PRODUCTOR en el Anexo II adjunto al presente ACUERDO;

(ii) el gas natural que los PRODUCTORES suministren a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, conforme tal término se define en el punto 4 B) del presente ACUERDO; y

(iii) el gas natural que los PRODUCTORES suministren en forma directa a los generadores de electricidad, en tanto y en cuanto, el gas natural se utilice para generar energía eléctrica destinada al mercado interno.

2.2. El presente ACUERDO no será de aplicación, excepto que el comprador y vendedor en cuestión determinen lo contrario, a los suministros de gas natural que los PRODUCTORES efectúen a cualquier otro sujeto activo de la industria del gas natural, que no sea prestador del servicio de distribución de gas por redes, NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL o GENERADOR.

ARTICULO 3°.- REGALIAS SOBRE EL GAS NATURAL.

3.1. De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 7° del Decreto N° 181/2004, los precios del gas natural que resultaren de las ventas realizadas por los PRODUCTORES, como consecuencia del presente ACUERDO, serán los únicos que se tomarán como referencia a los efectos de calcular y liquidar las regalías, previstas en el Artículo 62 de la Ley N° 17.319, correspondientes a los volúmenes de gas vendidos por los PRODUCTORES, exclusivamente, en el marco de este ACUERDO.

3.2. Si una o más provincias productoras de hidrocarburos iniciaren acciones legales vinculadas con el pago de las regalías de gas natural devengadas a partir de la vigencia de la Ley N° 25.561 y obtuviesen sentencia judicial firme, por la cual se admitiera la validez de los eventuales reclamos de la naturaleza arriba descriptos, tales que impongan a los PRODUCTORES suscribientes del presente

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

ACUERDO mayores costos por la liquidación de las regalías de gas devengadas durante el período indicado, la SECRETARIA dispondrá las acciones pertinentes para evitar o compensar esos mayores costos a tales PRODUCTORES. Los PRODUCTORES involucrados requerirán la citación del Estado Nacional, a través de la SECRETARIA, como tercero en los expedientes correspondientes. Asimismo, en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319, a pedido de cualesquiera de las partes en la respectiva controversia, la SECRETARIA aceptará tramitar y resolver las actuaciones administrativas pertinentes.

3.3. Si las provincias productoras de hidrocarburos requieren, a partir de la vigencia del presente, la percepción en especie de regalías de gas natural, la SECRETARIA, en uso de sus facultades, llevará adelante las acciones necesarias para evitar que esa decisión de las provincias afecte negativamente las condiciones de abastecimiento interno. Asimismo, en la medida que se le requiera el pago de las regalías en especie, cada PRODUCTOR podrá reducir los volúmenes comprometidos en el Anexo II de este ACUERDO, en un volumen proporcional al pagado en especie, considerando la relación entre el volumen total de producción y el volumen comprometido en el Anexo II, a la fecha de firma del presente ACUERDO. Dicha reducción se aplicará: (i) en primer lugar al gas natural destinado a abastecer a usuarios de la provincia que requiriese el pago de las regalías en especie y (ii) a la prestadora del servicio de distribución de gas natural que opera en la región a la que pertenece dicha provincia.

ARTICULO 4°.- NORMALIZACION DE PRECIOS.

Conforme las pautas básicas establecidas en el Decreto N° 181/2004, las PARTES acuerdan el siguiente ESQUEMA DE NORMALIZACION de los precios de gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte para el mercado interno:

A) AJUSTE DE PRECIOS EN EL GAS EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST)

Con fecha no posterior al 10 de mayo de 2004, se aplicará el ajuste previsto en el Anexo I-a del presente (cuadros 2 y 3) y posterior mecanismo de protección, a los precios de los volúmenes de gas suministrados por los PRODUCTORES a:

a) los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, aplicable sólo a aquellos volúmenes no destinados a abastecer a

i) los usuarios residenciales y,

ii) los usuarios comprendidos en la primera y segunda escala del Servicio General Pequeños Usuarios (SGP). A los efectos de determinar la clasificación de los usuarios SGP en cada una de las escalas, se tomará el promedio mensual de consumo de los últimos 12 meses calendario inmediatos anteriores a la entrada en vigencia del Decreto N° 181/2004.

El grupo de usuarios abastecido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes alcanzados por este ajuste es aquí denominado USUARIOS INDUSTRIALES.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

b) los generadores de electricidad referidos en el punto 2.1.iii. (los "GENERADORES").

Dentro de las acciones necesarias para completar los objetivos previstos en el Artículo 1º del Decreto N° 181/2004, y en el plazo establecido en ese mismo Artículo, la SECRETARIA dispondrá en el futuro la implementación progresiva del allí denominado ESQUEMA DE NORMALIZACION al precio del gas natural que los prestadores del servicio de distribución adquieran para abastecer a los usuarios previstos en los apartados a.i y a.ii precedentes a fin de que al 31 de diciembre de 2006 dichos usuarios estén pagando los valores de referencia finales para el mecanismo de protección aplicable a los precios del gas natural correspondientes a los USUARIOS INDUSTRIALES, GENERADORES y NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, y ello sin perjuicio del compromiso de abastecimiento asumido en forma simplemente mancomunada por los PRODUCTORES para abastecer a los consumos de los usuarios de esos prestadores, según lo acordado en el Artículo 5º y el Anexo II integrantes del presente.

La SECRETARIA y/o el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por instrucción suya, requerirán a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes que identifiquen e informen mensualmente con carácter de declaración jurada al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y a los PRODUCTORES los volúmenes de gas natural entregados a cada uno de los USUARIOS INDUSTRIALES (mientras éstos adquieran el gas de esos prestadores) y a los otros usuarios. El ENARGAS controlará la exactitud de la información entregada por los prestadores del servicio de distribución de gas, la que asimismo podrá ser auditada por cualquiera de los PRODUCTORES que suministre gas natural al prestador en cuestión.

B) MECANISMO DE PROTECCION PARA LOS NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL.

Se entiende por NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL a aquellos USUARIOS INDUSTRIALES que efectúen adquisiciones de gas natural en forma directa a los PRODUCTORES, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, conforme a lo previsto en el Artículo 5º del Decreto N° 181/2004, y según se lo determine en la reglamentación respectiva.

Los precios de gas natural en los puntos de ingreso al sistema de transporte a pagar por los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, acorde a las disposiciones de los Artículos 1º y 2º del presente ACUERDO, serán afectados por un mecanismo de protección que finalizará el 31 de Julio de 2005, definido en el Anexo I-a integrante del presente ACUERDO.

Este mecanismo consiste en el establecimiento, mediante este ACUERDO, de los ajustes a aplicar a los precios del gas correspondientes a las compras de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL. Tales ajustes se exponen en el Anexo I-a, integrante de este ACUERDO.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Conforme a las disposiciones del Decreto N° 181/2004, los prestadores de los servicios de distribución de gas por redes no podrán comprar y los PRODUCTORES no estarán obligados a vender gas natural a esos prestadores, cuando esos volúmenes de gas natural tuvieren por destino el abastecimiento de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL, definidos en el inciso B) de este Artículo, considerando las fechas que oportunamente fije la SECRETARIA DE ENERGIA.

ARTICULO 5°.- VOLUMENES DE GAS NATURAL COMPROMETIDOS.

5.1. Sujeto a lo establecido en este ACUERDO, los PRODUCTORES se comprometen en el marco del mismo, a proveer gas natural por los volúmenes que se establecen en el Anexo II, durante los plazos y a los precios establecidos en el Anexo I-a y I-b de este ACUERDO a:

- (i) los prestadores del servicio de distribución de gas por redes;
- (ii) los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL (conforme su perfil de consumo, según las mediciones disponibles, y por un volumen no mayor al adquirido en el año inmediato anterior por el NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL en cuestión al prestador del servicio de distribución de gas por redes), en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 4° del Decreto N° 181/2004, y;
- (iii) los GENERADORES que, a la fecha de suscripción del presente ACUERDO, utilizan transporte firme adquirido por la prestadora del servicio de distribución de gas por redes, en tanto y en cuanto, el gas natural se utilice para generar energía eléctrica destinada al mercado interno.

El presente compromiso de provisión de gas natural no alcanza a los GENERADORES que, a la fecha de suscripción del presente ACUERDO, adquieren gas natural en forma directa a los PRODUCTORES pero que no utilizan transporte firme de la prestadora del servicio de distribución de gas por redes, los cuales se seguirán rigiendo por los volúmenes que correspondan según los respectivos acuerdos.

5.2. La obligación de los PRODUCTORES de suministrar volúmenes de gas natural en las condiciones referidas en el párrafo precedente, es simplemente mancomunada.

5.3. El suministro de gas natural por un PRODUCTOR a un NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL, en reemplazo del volumen que este usuario recibía del prestador del servicio de distribución de gas por redes, no podrá incrementar el volumen máximo comprometido por el PRODUCTOR en cuestión que surja del Anexo II adjunto al presente ACUERDO, salvo que el PRODUCTOR acuerde expresamente lo contrario.

5.4. Cada PRODUCTOR se compromete a efectuar las inversiones necesarias para alcanzar los volúmenes de producción que el respectivo PRODUCTOR se ha comprometido a suministrar conforme se indica en el Anexo II.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

ARTICULO 6°.- PRECIOS Y ESQUEMA DE NORMALIZACION.

6.1. Las PARTES acuerdan que los niveles de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, aplicables por los PRODUCTORES a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes por hasta los volúmenes requeridos para abastecer a los USUARIOS INDUSTRIALES, a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL y a los GENERADORES, serán los que surgen de aplicar los ajustes detallados en el Anexo I-a que forma parte integrante de este ACUERDO.

6.2. La SECRETARIA se obliga a implementar los ajustes de precios que formen parte del ESQUEMA DE NORMALIZACION, de manera efectiva y oportuna, de modo tal de permitir a los PRODUCTORES cobrar dichos precios de las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, de los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL o de los GENERADORES, incluyendo (i) el traslado de dichos precios a las tarifas de distribución de gas; y (ii) el reconocimiento de los referidos precios del gas natural como Precio de Referencia del Gas en la declaración de costos variables de producción de las centrales térmicas a los efectos de la determinación del Precio Spot o Precio de Mercado.

6.3. Durante el ESQUEMA DE NORMALIZACION, los PRODUCTORES acuerdan que los precios del gas natural resultantes de la aplicación del MECANISMO DE PROTECCION acordado en el Artículo 5° y en el Anexo I-a integrante del presente, no podrán ser superiores al promedio ponderado de los precios correspondientes a las exportaciones de gas natural de los PRODUCTORES, con destino de uso y en condiciones similares, para cada una de la Cuencas.

La SECRETARIA dispondrá los mecanismos de control de estas pautas.

6.4. Las PARTES acuerdan que los precios del gas natural en los puntos de ingreso al sistema de transporte (PIST), cuya normalización se atiende en este instrumento, se establecen en pesos.

6.5. Los precios referenciados y los ajustes acordados en el Artículo 4° y el Anexo I-a del presente ACUERDO, han sido establecidos sobre la base de una relación de cambio entre el peso y el dólar estadounidense equivalente a \$ 2,90 = U\$S 1.

Las PARTES acuerdan que durante la vigencia del ESQUEMA DE NORMALIZACION los ajustes acordados serán revisados por las PARTES sólo si el promedio móvil diario de 30 días, durante un periodo de 30 días consecutivos, del tipo de cambio vendedor, del BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA (cierre vendedor del mercado libre de cambios), difiere, en más o en menos de un 15%, del valor de tipo de cambio antes indicado. En tal caso cualquier PRODUCTOR, o la SECRETARIA, tendrán derecho a solicitar el reajuste de los precios previstos en el presente ACUERDO, a través de la apertura de la renegociación de los mismos.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

La solicitud o el inicio de la renegociación de este ACUERDO, no habilitará a los PRODUCTORES ni al ESTADO NACIONAL a incumplir total o parcialmente con sus obligaciones, acordadas en este ACUERDO.

6.6. En cualquiera de los supuestos previstos en este Artículo, cualquier PRODUCTOR o la SECRETARIA podrán solicitar la apertura de la renegociación de este ACUERDO, exclusivamente, para la adecuación de los precios, hecho que deberá ser notificado en forma fehaciente a los domicilios indicados junto a las firmas de este ACUERDO.

La renegociación deberá iniciarse en forma efectiva dentro del plazo improrrogable de 15 días corridos desde que una PARTE haya solicitado la apertura de la negociación. El proceso de renegociación no deberá extenderse más allá de 60 días corridos. Cumplido dicho plazo sin que las PARTES hayan podido alcanzar un nuevo acuerdo, el presente ACUERDO quedará rescindido de pleno derecho. En caso que la renegociación hubiere sido solicitada por uno o mas PRODUCTORES, la rescisión operará sólo con respecto a la SECRETARIA y el/los PRODUCTOR/ES que hubieran manifestado en forma fehaciente su voluntad rescisoria, y no con respecto a los demás PRODUCTORES.

ARTICULO 7º.- MODIFICACION DE LOS CONTRATOS DE PROVISION DE GAS ENTRE LOS PRODUCTORES Y LOS PRESTADORES.

7.1. Los PRODUCTORES negociarán con las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y/o los GENERADORES, según corresponda, la reestructuración de los correspondientes contratos de compraventa de gas natural, conforme: (i) los volúmenes máximos de gas natural que se establecen en el Anexo II del presente ACUERDO, y (ii) los precios establecidos en el Anexo I-a del presente ACUERDO (en adelante dicho proceso denominado la "REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS"). La SECRETARIA y el ENARGAS prestarán toda la colaboración necesaria para la REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS.

7.2. La REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS deberá realizarse en un plazo no mayor de 45 días corridos a partir de la fecha de entrada en vigencia de este ACUERDO. En caso que no se alcance un acuerdo entre los PRODUCTORES y las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y/o los GENERADORES para la REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS, los PRODUCTORES quedarán liberados de la obligación de suministro del Anexo II.

7.3. En la medida que por aplicación de lo previsto en los Artículos 4º y 5º del Decreto N° 181/2004, y de la reglamentación respectiva, surjan NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL:

(i) Los PRODUCTORES que, al momento en que un NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL debiera pasar a adquirir el gas natural a un PRODUCTOR en forma directa por aplicación del Decreto N° 181/2004, suministraban gas natural al prestador del servicio de distribución de gas natural por redes que abastecía

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

de gas natural a ese NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL, deberán suministrar gas natural al NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL con su mismo perfil de consumo, según las mediciones disponibles, por un volumen no mayor al adquirido en el año inmediato anterior por el NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL en cuestión al prestador del servicio de distribución de gas por redes (en adelante el "VOLUMEN"). Tal obligación de suministro subsistirá hasta el 31 de julio de 2005, excepto que las partes en cuestión acuerden algo distinto. Los volúmenes de gas natural que puedan ser requeridos por el NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL, y que excedan el VOLUMEN podrán ser suministrados por uno o más PRODUCTORES en condiciones libremente pactadas.

(ii) Los volúmenes contractuales de los contratos de compraventa de gas natural suscriptos entre los PRODUCTORES y el prestador del servicio de distribución de gas natural que abastecía al NUEVO CONSUMIDOR DIRECTO DE GAS NATURAL en cuestión, deberán ser disminuidos considerando el VOLUMEN.

7.4. Sin perjuicio de lo establecido en el Artículo 12 del Decreto N° 181/04, y a los efectos de cumplir con la entrega de los volúmenes comprometidos en este ACUERDO, y durante la vigencia de los compromisos asumidos en el presente, los PRODUCTORES podrán celebrar entre ellos y con terceros los acuerdos de compensación de volúmenes, compraventa y otros que puedan resultar necesarios o convenientes a tales efectos.

7.5. Los acuerdos que los PRODUCTORES celebren con (a) las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, (b) los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS DE GAS NATURAL y/o (c) otros PRODUCTORES, en cumplimiento de las obligaciones asumidas en el presente ACUERDO, serán presentados ante la SECRETARIA para su posterior publicación en el MERCADO ELECTRONICO DE GAS. En caso de que las enmiendas a los acuerdos vigentes mencionados en el punto (a) fueran alcanzados por el Impuesto de Sellos en cualquier jurisdicción, la SECRETARIA dispondrá las acciones pertinentes para compensar el mayor costo a los PRODUCTORES.

ARTICULO 8°.- MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

Los PRODUCTORES se comprometen a prestar su colaboración para la puesta en funcionamiento, en el ámbito de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires u otra entidad de características equivalentes sin participación estatal, del MERCADO ELECTRONICO DE GAS (MEG) de modo que este mercado permita cursar las operaciones de gas "Spot" en forma coordinada y simultánea con las transacciones de transporte y distribución de gas natural. Los PRODUCTORES se comprometen también a cursar, en forma exclusiva, todas las operaciones de gas "Spot" que decidan realizar, en el Mercado Electrónico de Gas (MEG). El compromiso expuesto, se encuentra condicionado a que el MEG funcione de manera y en condiciones similares a cualquier otro mercado de tipo bursátil.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Se considerarán operaciones de gas "Spot" aquellas que se cierran de un día para el otro o, cuando el sistema empleado por la sociedad que opere el MEG lo permita, las que se vayan a efectuar en plazos inferiores a un día.

Los PRODUCTORES se comprometen a concurrir con el soporte técnico y financiero, conforme los presupuestos que las PARTES aprueben, necesarios para que el MERCADO ELECTRONICO DE GAS y/o la SECRETARIA, estén en condiciones de replicar, antes del comienzo del invierno del 2004, todos los despachos físicos de las firmas transportistas (cualquiera sea su condición regulatoria) y distribuidoras de gas por redes.

En caso de considerarlo necesario, las PARTES podrán realizar un acuerdo específico donde se detallen los alcances y las responsabilidades de los PRODUCTORES y de la SECRETARIA en relación con la puesta en funcionamiento del MERCADO ELECTRONICO DE GAS.

ARTICULO 9°.- LEY APLICABLE.

El presente ACUERDO se regirá por las leyes de la República Argentina.

ARTICULO 10°.- EXTINCIÓN Y RESCISIÓN.

El presente ACUERDO quedará sin efecto en cualquiera de los siguientes supuestos:

a) Ante el incumplimiento de las PARTES de las obligaciones contraídas en el presente, salvo que dicho incumplimiento sea debido a fuerza mayor. Se aclara expresamente que: (i) el incumplimiento de las obligaciones contraídas mediante el presente ACUERDO por parte de un PRODUCTOR (sin mediar caso fortuito o fuerza mayor) será causal de rescisión del presente ACUERDO sólo con respecto al PRODUCTOR incumplidor, y no con respecto a los demás PRODUCTORES; y (ii) en caso de rescisión del presente ACUERDO por incumplimiento del ESTADO NACIONAL de las obligaciones contraídas mediante el presente ACUERDO, la rescisión en cuestión operará sólo con respecto a los PRODUCTORES que hubieren manifestado fehacientemente su voluntad rescisoria, y no con respecto a los demás PRODUCTORES.

b) Cuando el ESTADO NACIONAL no implementara los ajustes de precios conforme lo previsto en el punto 6.2.

c) Cuando como consecuencia de una o más órdenes de autoridad judicial competente, se suspenda, total o parcialmente, la implementación de los ajustes a los precios del gas natural, y dicha suspensión afecte significativamente a los volúmenes comprometidos conforme el Anexo II. d) Cuando las PARTES así lo convinieran. e) En el supuesto previsto en el Artículo 6.6., 2do. párrafo, de este ACUERDO.

f) Cuando el ESQUEMA DE NORMALIZACIÓN previsto en el Decreto N° 181/2004, no se complete conforme lo previsto en el presente ACUERDO.

ARTICULO 11°.- PLAZO.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

La vigencia del presente ACUERDO se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2006.

ARTICULO 12°.- MISCELANEAS.

La SECRETARIA reconoce expresamente que la suscripción, y posterior aplicación y cumplimiento por parte de los PRODUCTORES del presente ACUERDO, es a instancias del Poder Ejecutivo Nacional y hace al beneficio del interés económico general.

ARTICULO 13°.- ENTRADA EN VIGENCIA.

La fecha de entrada en vigencia de este ACUERDO queda sujeta a su aprobación por parte del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en un plazo no mayor a los 30 días corridos desde la firma del presente.

Queda el presente ACUERDO abierto a la firma o adhesión de las empresas que no están presentes en este acto.

En prueba de conformidad se firman (__) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a los 2 días del mes de abril de 2004.

CONTÍNUA EN PÁGINA SIGUIENTE

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".



ANEXO I-a

(AL ACUERDO DE IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004).

CUADRO 1: VALORES DE REFERENCIA ACTUALES Y FINALES DEL AJUSTE Y EL MECANISMO DE PROTECCION CONTEMPLADOS EN EL DECRETO N° 181/2004 4.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Cuenca de Origen	Valores de Referencia Actuales ³	Valor de Referencia a Julio 2005
	\$/m3 de 9300 Kcal	\$/m3 de 9300 Kcal
NOA	0,046992	0,109
NEUQUINA - TGS	0,056146	0,115
NEUQUINA - TGN	0,056146	0,115
CHUBUT SUR	0,039461	0,109
SANTA CRUZ	0,039461	0,098
TIERRA DEL FUEGO	0,039461	0,096

CUADRO 2: INCREMENTOS PORCENTUALES A APLICAR A LOS PRECIOS PAGADOS POR LOS PRESTADORES DE SERVICIOS DE GAS POR REDES A PRODUCTORES EN MAYO DE 2001, O EN SU DEFECTO A LOS VALORES DE REFERENCIA ACTUALES DEL CUADRO 1, CORRESPONDIENTES A LOS VOLUMENES DE GAS PARA ABASTECER A "USUARIOS INDUSTRIALES" Y "GENERADORES", CONFORME AL ARTICULO 4° A) a) y 4° A) b) DEL ACUERDO; VIGENCIA: CONFORME AL ARTICULO 4°

A) DEL ACUERDO ^{1/2}.

Cuenca de Origen	Incremento.
NOA	40.01%
NEUQUINA - TGS	33.21%
NEUQUINA - TGN	33.21%
CHUBUT SUR	50.14%
SANTA CRUZ	43.89%
TIERRA DEL FUEGO	42.71%

CUADRO 3: INCREMENTOS PORCENTUALES A APLICAR EN OCTUBRE 2004, MAYO 2005 Y JULIO 2005, A LOS PRECIOS CORRESPONDIENTES A LOS VOLUMENES DE GAS NATURAL PARA ABASTECER A "USUARIOS INDUSTRIALES", A "GENERADORES" y a LOS "NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS" CONFORME AL ARTICULO 4° A) a), 4° A) b) y 4° B) DEL ACUERDO ².

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Cuenca de Origen	Variación.
NOA	18.33%
NEUQUINA - TGS	15.42%
NEUQUINA - TGN	15.42%
CHUBUT SUR	22.53%
SANTA CRUZ	19.95%
TIERRA DEL FUEGO	19.46%

CUADRO 4: FORMULAS PARA EL CALCULO DE LOS PRECIOS MAXIMOS EN CADA PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, QUE SE PODRAN APLICAR EN OCTUBRE 2004, MAYO 2005 Y JULIO 2005, CORRESPONDIENTES A LOS VOLUMENES DE GAS NATURAL ADQUIRIDOS POR PRESTADORES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION DE GAS POR REDES PARA ABASTECER A "USUARIOS INDUSTRIALES", A LOS PRECIOS PAGAR POR LOS "GENERADORES" Y LOS "NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS" CONFORME AL ARTICULO 4° A) a), 4° A) b) y 4° B) DEL ACUERDO.

CONTÍNUA EN PÁGINA SIGUIENTE

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Precios en \$/m3 de Gas Natural de 9300Kcal.

$$\text{\$NO}_{\text{Peri}} =$$

(Precio en Mayo de 2001 de Contratos vigentes, o en su defecto valor de referencia actual del Cuadro, 1 ajustado por los incrementos de los Cuadros 2 y 3)

$$\text{\$NEUQUEN}_{\text{Peri}} =$$

$$\left[\text{Pist NO}_{\text{Peri}} / (1 - \text{GR}_{\text{Salta - GBA}}) + \text{TF}_{\text{(Salta - GBA) Peri}} - \text{TF}_{\text{(Nq - GBA) Peri}} \right]^* (1 - \text{GR}_{\text{Nq - GBA}})$$

$$\text{\$CHUBUT SUR}_{\text{Peri}} =$$

$$\left[\text{Pist NO}_{\text{Peri}} / (1 - \text{GR}_{\text{Salta - GBA}}) + \text{TF}_{\text{(Salta - GBA) Peri}} - \text{TF}_{\text{(Chubut Sur - GBA) Peri}} \right]^* (1 - \text{GR}_{\text{Chubut Sur - GBA}})$$

$$\text{\$TIERRA DEL FUEGO}_{\text{Peri}} =$$

$$\left[\text{Pist NO}_{\text{Peri}} / (1 - \text{GR}_{\text{Salta - GBA}}) + \text{TF}_{\text{(Salta - GBA) Peri}} - \text{TF}_{\text{(TdF - GBA) Peri}} \right]^* (1 - \text{GR}_{\text{TdF - GBA}})$$

$$\text{\$SANTA CRUZ SUR}_{\text{Peri}} =$$

$$\left[\text{Pist NO}_{\text{Peri}} / (1 - \text{GR}_{\text{Salta - GBA}}) + \text{TF}_{\text{(Salta - GBA) Peri}} - \text{TF}_{\text{(SCS - GBA) Peri}} \right]^* (1 - \text{GR}_{\text{SCS - GBA}})$$

Referencias:

\$NEUQUEN, \$CHUBUT SUR, \$TIERRA DEL FUEGO, \$SANTA CRUZ SUR: Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, por cada m3 de 9.300 kcal.

Peri = Período de ajuste "i" (1 a 18 para consumo de industrias clientes de las prestatarias y para Nuevos Consumidores Directos).

Pist = Precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte.

NO = Noroeste

GR = Porcentaje de Gas Retenido en el proceso de transporte.

TF = Tarifa Firme de transporte.

GBA = Gran Buenos Aires

Nq = Neuquén

TdF = Tierra del Fuego

SCS = Santa Cruz Sur

Notas:

1. Los incrementos porcentuales del cuadro 2 se aplicarán a los precios que tenía cada uno de los contratos, en Mayo de 2001 y en pesos de ese momento.

2. Con excepción de la Cuenca Noroeste, cualquiera sea el precio de cada contrato en Mayo de 2001, los precios máximos a trasladar a tarifas y a pagar por las prestatarias y aquellos a pagar por los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS y

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

GENERADORES, a los productores signatarios del convenio, no superarán los valores emergentes de la aplicación de las fórmulas antes consignadas; y ello así, salvo que los incrementos periódicos emergentes de la aplicación de esas fórmulas sean inferiores a los valores resultantes de aplicar los incrementos establecidos en los Cuadro 2 y 3, y en tal caso prevalecerán estos últimos, salvo acuerdo de partes. Para la Cuenca Noroeste, los incrementos de los Cuadro 2 y 3 son los máximos aplicables y trasladables a tarifas por las prestatarias del servicios de gas por redes y los máximos exigibles a los NUEVOS CONSUMIDORES DIRECTOS y GENERADORES.

3. Los volúmenes actualmente suministrados por productores que no puedan identificarse con un contrato vigente a Mayo de 2001, deberán adoptar como precio inicial, sobre el cual aplicar los incrementos porcentuales del Cuadro 2 y 3, los niveles de precios de referencia del Cuadro 1.

4. Tipo de cambio utilizado \$ 2.90/U\$S .

Alberto Carl
Poa America Energy
Apoderado

Julio Vieiro
TECPETROL
Apoderado

Gonzalo Cabal
PETROBRAS ENERGIA S.A.
APODERADO

Alberto Saigó
Apoderado
PETROBRAS ENERGIA S.A.

Mrs GRASJEAN
TOTAL AUSTRAL

E. WOG + ANADIN
TDC SA.

Medanito S.A.
Andrés U. Carosi
Apoderado

COM. NIBS MENDEZ
APODERADA
MOC SA

GULLERMO P. MIGUEZ
APODERADO
PETROBRAS ENERGIA S.A.

GUERRA, ANICA, DOTT
PRESIDENTE

ANEXO I-b

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

(AL ACUERDO DE IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004).

Los precios de los volúmenes de gas suministrados por los PRODUCTORES a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes destinados a abastecer a los usuarios comprendidos en el Artículo 4º puntos A) a) i) (usuarios residenciales) y A) a) ii) (usuarios de la primera y la segunda escala del servicio SGP), se mantendrán sin modificación hasta tanto se efectúe la implementación progresiva del ESQUEMA DE NORMALIZACION conforme a lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo 4º punto A) del Acuerdo.

YVES GROSSEAN
TOTAL AUSTRAL

E. LOPEZ ANADON
YCA S.A.

ALBERTO GI
Pan American Energy
Apoderado

JULIO VIEIRO
TELPETROL
Apoderado

WINTERHALL ENERGIA S.A.
Frank H. Wintermann
APODERADO

Andrés D. Carasio

HECTAR LUISIEL CASAL
APODERADO

PETROBRAS ENERGIA S.A.

Michael Ditchfield

GUILLELMO P. MIGUEZ
APODERADO
PETROLIO SANTA DE SAL

Michael Ditchfield

ALBERTO SAGGES
APODERADO - PETROBRAS ARGENTINA S.A.

Michael Ditchfield

PETROBRAS ARGENTINA S.A.

JESU VALLINA

DANILO P. PERON

PIONEER NATURAL RESOURCES ARGENTINA S.A.

LUIS ALBERTO CASAL
APODERADO

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

ANEXO II

VOLUMENES MÁXIMOS OFRECIDOS POR LOS PRODUCTORES EN EL MARCO DE ESTE ACUERDO BAJO LA MODALIDAD "ENTREGAR O PAGAR" PARA USUARIOS QUE UTILIZAN TRANSPORTE FIRME DE LAS DISTRIBUIDORAS, EN MILLONES DE M3/DÍA, LOS QUE DEBERÁN ADECUARSE PARA CADA MES EN FUNCIÓN DE LA ESTADÍSTICA DE CADA DISTRIBUIDORA Y CENTRAL TÉRMICA Y LOS COMPROMISOS DE CANTIDAD QUE LAS MISMAS ASUMAN, CONFORME AL ARTÍCULO 7.2 DEL ACUERDO

Productor	NEUQUEN		NOROESTE		AUSTRAL y S.JORGE		Total
	Distribuidora + Terminos A	Gas de Termino por TF Distribuidora B	Distribuidora + Terminos A	Gas de Termino por TF Distribuidora B	Distribuidora + Terminos A	Gas de Termino por TF Distribuidora B	
Repsol YPF	34.000	1.600	4.200	0.500	0.400	-	40.700
PAE	3.100	0.500	1.600	0.400	5.500	-	11.100
Total	2.400	0.500	-	-	2.600	-	5.500
Wintershal	2.400	0.350	-	-	2.000	-	5.350
Pluspetrol	0.800	2.750	0.650	0.600	-	-	5.000
Pioneer	1.300	0.500	-	-	1.300	-	3.100
Sipetrol	0.000	-	-	-	0.100	-	0.100
Petrobras	1.100	-	-	0.900	0.397	-	2.397
Tecpetrol *	0.200	-	0.800	-	-	-	1.000
Roch	-	-	-	-	0.290	-	0.290
Medanito	0.030	0.270	-	-	-	-	0.300
Petrosud	-	0.100	-	-	-	-	0.100
Vintage	-	-	-	-	0.250	-	0.250
Chevron	-	0.375	-	-	0.800	0.750	1.925
Exxon/CGC	-	-	0.500	-	-	-	0.500
Shell/Apco	-	-	0.600	0.300	-	-	0.900
TOTAL A	45.330		8.550		14.227		68.107
TOTAL B		6.945		2.700		0.750	10.395
Oferta Total		52.275		11.250		14.977	78.502

Handwritten notes and signatures:
 - Top right: "F. 10003 Avellan 4 Pp SA"
 - Middle right: "Medanito S.A. Andrés D. Carosio"
 - Middle right: "WINTERSHAL ENERGIA S.A. Frank H. Sternmann Apoderado"
 - Bottom right: "JULIO VIGARO TECPETROL Apoderado"
 - Bottom right: "YOUS GRASIEAN TECPETROL Apoderado"
 - Bottom right: "TOTAL AUSTRAL Apoderado"
 - Bottom center: "ALBERTO GIL Don AUSTRAL ENERGIA"
 - Bottom left: "HECTOR MARISE CABAL Apoderado PETROBRAS ENERGIA S.A."
 - Bottom left: "GUILLERMO P. MIGUEZ Apoderado PETROBRAS SANTA DE SAL"
 - Bottom left: "Michael Ditchfield Apoderado PETROBRAS SANTA DE SAL"
 - Bottom left: "ALBERTO SABBESI Apoderado PETROBRAS ARGENTINA S.A."
 - Bottom left: "PIONEER NATURAL RESOURCES (ARGENTINA) S.A. JORGE A. PARRON S.A."
 - Bottom left: "GUSTAVO J. VIGA COCA PRESIDENTE"

Nota 1: Volúmenes aplicables a partir de la vigencia de los nuevos Acuerdos o reestructuración de los vigentes con las prestadoras de los servicios de distribución.
 Nota 2: Para los años 2005 y 2006 se contemplará el crecimiento de los segmentos R, P1 y P2 y se detallarán los volúmenes industriales a partir del 29/07/05.
 Nota 3: Los volúmenes y precios previstos en los Anexos I y II de este ACUERDO resultan de aplicación exclusiva a los productores que suscriben al mismo.
 * Volumen Neuquen corresponde a estimación pozos exploratorios a ser conectados en julio 2004.

ACTA COMPLEMENTARIA AL ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

A los 2 días del mes de abril de 2004 se reúnen el Señor SECRETARIO. DE ENERGIA DE LA NACION, Ingeniero Daniel Omar CAMERON, en adelante "La SECRETARIA" en representación del ESTADO NACIONAL, y las empresas abajo firmantes, en adelante y colectivamente los "PRODUCTORES" e individualmente el "PRODUCTOR", asimismo, en adelante y en conjunto todos los arriba nombrados denominados las "PARTES" o individualmente la "PARTE".

ARTICULO 1º.- OBJETO.

La presente ACTA, complementaria del ACUERDO PARA LA IMPLEMENTACION DEL ESQUEMA DE NORMALIZACION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE, DISPUESTO POR EL DECRETO 181/2004 (en adelante el "ACUERDO") tiene por objeto la instrumentación de la suspensión de procedimientos y renunciaciones que se indican seguidamente.

ARTICULO 2º.- SUSPENSION DE PROCEDIMIENTOS Y RENUNCIAS.

2.1. Sujeto al cumplimiento de las condiciones establecidas en el punto 2.5 y con las excepciones previstas en los puntos 2.2 y 2.4, cada PRODUCTOR se compromete durante la vigencia del ACUERDO a no iniciar nuevas acciones y, de ser el caso, suspender con el alcance previsto en el presente las acciones y/o procedimientos que hubiera iniciado contra las Licenciatarias de Distribución de gas por redes respecto de los reclamos patrimoniales correspondientes a la pesificación de precios dispuesta por la Ley Nº 25.561, el Decreto Nº 214/2002 y la Ley Nº 25.820, y en su caso a la no aplicación del sistema de ajuste previsto en la normativa citada, y sus normas reglamentarias, a los contratos de compraventa de gas natural.

2.2. Sujeto al cumplimiento de las condiciones establecidas en el punto 2.5, y con las excepciones y condiciones previstas en este punto y en los puntos 2.4 y 2.6 de este ACTA y 6.2 del ACUERDO, cada PRODUCTOR asume el mismo compromiso que en el punto 2.1 respecto de los contratos de provisión de gas natural suscriptos con generadores de energía eléctrica que destinen la energía producida a su consumo en el mercado argentino. Este compromiso se limita a los volúmenes de gas destinados a generar electricidad para el mercado spot y a los contratos que hubieran sido alcanzados por la Ley Nº 25.561, el Decreto Nº 214/2002 y la Ley Nº 25.820 y sus normas reglamentarias, quedando expresamente excluidos de dicho compromiso, los reclamos y acciones contra todo generador que adquiriera gas natural para la producción de energía eléctrica destinada a exportación, cualquiera fuera la causa del reclamo que el PRODUCTOR pudiera tener contra ese generador.

2.3. Durante la vigencia del ACUERDO las PARTES acuerdan que se interrumpa la prescripción relativa a los reclamos y el ejercicio de derechos de los PRODUCTORES a los que hace referencia este Artículo. Sin perjuicio de ello, pero respetando siempre el compromiso asumido en los puntos 2.1 y 2.2, cada PRODUCTOR podrá iniciar acciones en los casos en que considere que ello sería

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

necesario para interrumpir el transcurso de la prescripción liberatoria hasta tanto se hiciera efectiva la renuncia prevista en el punto 2.6.

2.4. El compromiso asumido por los PRODUCTORES conforme los puntos 2.1. y 2.2 precedentes no alcanza a los créditos de plazo vencido y pendientes de pago por el respectivo deudor al 6 de enero de 2002, aclarándose que también forman parte de los créditos excluidos del presente Artículo aquellos créditos de plazo vencido en que el respectivo PRODUCTOR le hubiera otorgado a su deudor — también antes de esa fecha— una refinanciación o plan de pagos que se hubiera extendido más allá de dicha fecha.

2.5. El compromiso previsto en los puntos 2.1 y 2.2 se encuentra sujeto a:

i) el cumplimiento continuo por el ESTADO NACIONAL de todas las obligaciones asumidas en virtud del ACUERDO y a que los precios que surgen del Anexo I-a y I-b del ACUERDO, y los demás ajustes de precios que se determinen conforme se complemente el ESQUEMA DE NORMALIZACION, se implementen de manera efectiva y oportuna, manteniéndose su aplicabilidad —sin interrupciones ni suspensiones de ningún tipo— durante toda la vigencia del ACUERDO;

ii) que el ACUERDO no fuera rescindido anticipadamente ni su cumplimiento suspendido por cualquier causa; y

iii) que las Licenciatarias de Distribución de gas por redes y/o generadores de energía eléctrica mencionados en los puntos 2.1 y 2.2, según corresponda a cada caso, suscriban la documentación necesaria para (a) consentir la interrupción de la prescripción prevista en el punto 2.3., (b) manifestar su consentimiento a la suspensión de los procedimientos ya iniciados, cualquiera fuera su sede, y reconocer el derecho del PRODUCTOR a proseguir dichos procedimientos si no se cumplieran las condiciones previstas en el ACUERDO, y (c) renunciar a invocar la prescripción liberatoria y la caducidad de los procedimientos fundada en el tiempo transcurrido durante toda la vigencia del compromiso previsto en los puntos 2.1. y 2.2. Dicha documentación preverá que en caso de hacerse efectiva la renuncia en los términos del punto 2.6., los honorarios y gastos de los tribunales judiciales o arbitrales serán por su orden.

2.6. Siempre que se cumplieran las condiciones previstas en el punto 2.5, el compromiso asumido por cada PRODUCTOR en los puntos 2.1 y 2.2 se transformará en renuncia de pleno derecho de dicho PRODUCTOR a las acciones y derechos allí previstos una vez que:

i) el ESTADO NACIONAL hubiera cumplido con todas las obligaciones asumidas en el ACUERDO;

ii) a la finalización del ESQUEMA DE NORMALIZACION (31 de diciembre de 2006), el ESTADO NACIONAL cumpla con lo dispuesto por el artículo 1° de la reglamentación del artículo 83 de la Ley N° 24.076 aprobada por el Decreto N° 2731/93 y demás normas complementarias; y

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

iii) la SECRETARIA haya implementado las acciones previstas en el punto 3.2 del ACUERDO.

2.7. Las suspensiones y renunciaciones previstas en el presente Artículo no podrán ser invocadas por las PARTES en el marco de otros reclamos no alcanzados por el presente Artículo.

2.8. Es condición para la validez del compromiso asumido por cada PRODUCTOR en el punto 2.2, que el generador de energía eléctrica que bajo los términos de ese punto 2.2 pudiera ser beneficiario del compromiso de renuncia en él previsto y tenga contratos de compraventa de gas natural vigentes con un PRODUCTOR, proceda a renegociar el precio contractual tomando como precio de referencia de la renegociación los precios que surgen del Anexo I-a del ACUERDO.

2.9. En caso que no se alcance un acuerdo entre los PRODUCTORES y las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y/o los GENERADORES para la REESTRUCTURACION DE LOS CONTRATOS conforme el Artículo 7.2. del ACUERDO, los PRODUCTORES quedarán liberados de los compromisos previstos en el presente Artículo, exclusivamente respecto al prestador del servicio de distribución de gas por redes o GENERADOR de que se trate.

ARTICULO 3º.- ENTRADA EN VIGENCIA.

La fecha de entrada en vigencia de este ACTA estará condicionada a la entrada en vigencia del ACUERDO, conforme lo previsto en el Artículo 13 del mismo.

Queda la presente ACTA abierta a la firma o adhesión de las empresas que no están presentes en este acto.

En prueba de conformidad se firman (___) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a los 2 días del mes de abril de 2004.

ANEXO IV

SDTI022.

¿Crisis Energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis".

Alberto Gil
 Alberto Gil
 Petrolera Americana Energy
 Apoderado

Julio Vieiro
 Julio Vieiro
 TECPETROL
 Apoderado

Carlos Celis
 Carlos Celis
 EL PETROL
 Apoderado

E. Lopez Anzano
 E. Lopez Anzano
 YRF SA

Frank H. Dineemann
 WINTERSHALL ENERGIA S.A.
 Frank H. Dineemann
 APODERADO

Andrés D. Carosio
 Andrés D. Carosio
 Director Consejo Administrativo y Financiero

Hector Daniel Casal
 HECTOR DANIEL CASAL
 APODERADO
 PETROBRAS ENERGIA S.A.

Ing. Matías Fernández Morande
 ING. MATÍAS FERNÁNDEZ MORANDE
 APODERADO
 PETROBRAS ENERGIA S.A.

Guillermo E. Miguez
 GUILLERMO E. MIGUEZ
 APODERADO
 PETROLERA SANTA FE SCL

Michael Ditchfield
 Michael Ditchfield
 Apoderado
 PETROBRAS ARGENTINA S.A.

Alberto Saggesi
 ALBERTO SAGGESI
 Apoderado
 PETROBRAS ARGENTINA S.A.

Jose Pantano
 PETROLERA FANTASMA S.A.
 APODERADO - JOSE PANTANO

Cont. Iris Menéndez
 CONT. IRIS MENENDEZ
 APODERADA
 POCU SA

Sumar J. Vaca Cocf
 SUMAR J. VACA COCF
 PRESIDENTE
 PIONEER NATURAL RESOURCES (ARGENTINA) S.A. / TIENDA DEL FUEGO SA