



**MAESTRIA EN RELACIONES Y NEGOCIACIONES INTERNACIONALES  
CICLO 2007/2008**

**TRABAJO DE DISERTACIÓN FINAL**

**“POLÍTICAS DE ATRACCIÓN DE INVERSIONES EN UN ESCENARIO HOSTIL”  
ESTUDIO DE CASO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS ARGENTINO**

**AUTOR: Henrique Costa Bezerra**

**DIRECTOR: Roberto Kozulj**

**Buenos Aires, octubre de 2011**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Quiero expresar mis agradecimientos*

*A mis padres, por su amor y apoyo incondicionales.*

*A mi Director de Tesis, Dr. Roberto Kozulj, por su generosidad en haber compartido sus valiosos conocimientos y recomendaciones, sin los cuales este trabajo no sería posible.*

*A Marcelo, Carmen, Beatriz, José y Júlia, por servirme de inspiración y sostén durante este y muchos otros proyectos.*

## ÍNDICE

Introducción.....	8
Capítulo I: Marco Teórico .....	12
I.1. Competencia, innovación, “destrucción creativa” y concentración de mercado... 12	
I.2. Agenda política, grupos de interés y toma de decisiones.....	15
I.3. El “juego de dos niveles”.....	18
I.4. Privatización.....	21
I.5. Políticas de atracción y promoción de inversiones privadas.....	24
Capítulo II: Orígenes y Evolución del Sector de Hidrocarburos Argentino.....	28
II.1. El nacimiento de una industria.....	28
II.2. 1958 – 1963: La “eterna contradicción” y el primer gran giro.....	30
II.3. 1964 – 1966: El segundo giro.....	32
II.4. 1967 – 1972: El tercer giro.....	33
II.5. 1973 – 1975: La vuelta de Perón y el cuarto giro.....	36
II.6. 1976 – 1983: El quinto giro y el secuestro de la renta petrolera.....	37
II.7. 1984 – 1988: El <i>no-giro</i> Radical.....	40
II.8. El camino hacia la privatización.....	44
Capítulo III: Las Reformas de los '90.....	46
III.1. Contexto Macroeconómico .....	46
III.2. La desregulación del sector petrolero.....	48
III.3. La privatización de YPF y la oligopolización del mercado petrolero.....	51
<i>III.3.a Las particularidades del mercado del gas natural.....</i>	<i>58</i>
III.4. Crisis, ruptura y balance.....	64
<i>III.4.a Crisis.....</i>	<i>64</i>
<i>III.4.b Ruptura.....</i>	<i>66</i>
<i>III.4.c Balance.....</i>	<i>68</i>
Capítulo IV: Crisis Energética, Seguridad Jurídica, Políticas de Incentivo y Déficit Energético.....	70
IV.1. De la crisis económica a la crisis energética.....	71
IV.2. Archipiélagos Legislativos <i>versus</i> Seguridad Jurídica.....	75
<i>IV.2.a Gas Natural.....</i>	<i>76</i>
<i>IV.2.b Petróleo.....</i>	<i>79</i>

IV.2.c	<i>Fallos en el CIADI</i> .....	83
IV.3.	Políticas de Incentivo.....	85
IV.3.a	<i>Creación de ENARSA</i> .....	86
IV.3.b	<i>Programas “Plus”</i> .....	88
IV.3.b.1	<i>Gas Plus</i> .....	88
IV.3.b.2	<i>Petróleo Plus</i> .....	94
IV.4.	Déficit Energético.....	96
IV.4.a	<i>Aumento de importaciones y subsidios</i> .....	96
IV.4.b	<i>Aumento de la aversión al riesgo</i> .....	99
Capítulo V: Conclusiones.....		103
V.1.	Los giros constantes.....	103
V.2.	Los ‘90 y las reformas “liberalizantes”.....	105
V.3.	El desafío de crecimiento económico con seguridad energética.....	107
Bibliografía Citada y Consultada .....		110

## ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla II.1.	Producción Nacional de Petróleo (en miles de m <sup>3</sup> de 1958-1962).....	31
Tabla II.2.	Participación del Petróleo Importado en el Consumo Aparente (en miles de m <sup>3</sup> de 1958-1962).....	32
Tabla II.3.	Producción Nacional de Petróleo (en miles de m <sup>3</sup> de 1953-1966).....	33
Tabla II.4.	Participación del Petróleo Importado en el Consumo Aparente (en miles de m <sup>3</sup> de 1953-1966).....	33
Tabla II.5.	Producción Nacional de Petróleo (en miles de m <sup>3</sup> de 1967-1972).....	35
Tabla II.6.	Participación del Petróleo Importado en el Consumo Aparente (en miles de m <sup>3</sup> de 1967-1972).....	35
Tabla II.7.	Consumo Energético (en miles de TEP de 1970-1972).....	36
Tabla II.8.	Producción Nacional de Petróleo (en miles de m <sup>3</sup> 1975 y 1983).....	38
Tabla III.1.	Evolución de los Principales Indicadores de la Actividad en el <i>Upstream</i> de la Industria: Valores Promedio por Grandes Períodos (1970-2000).....	57
Tabla III.2.	Distribución de las Reservas por Operador - Año 1994.....	62
Tabla III.3.	Distribución de las Reservas por Operador - al 31.12.1998.....	62
Tabla VI.1.	Evolución de la Demanda por Tipo de Usuario (1993-2003) .....	74
Tabla IV.2.	Retenciones Bajo la Resolución 532/2004.....	81
Tabla IV.3.	Precios del Gas Natural – Año 2009 (US\$ /MBTU).....	97
Tabla IV.4.	Distribución del Mercado en Volumen y Precio – Año 2009.....	97
Tabla IV.5.	El Sector Energético y la Balanza Comercial (2006-2011 en miles de millones de US\$).....	98
Gráfico III.1.	Evolución de la Producción Petrolera antes de la Privatización: YPF y Contratos Según Períodos de Otorgamiento de Áreas (1959-1990).....	50
Gráfico III.2.	Destino Final de los Fondos Obtenidos de la Venta de YPF S.A. a Repsol en las dos Etapas: Monto Total de la Venta US\$ 15.164 millones.....	52
Gráfico III.3.	Año 1993: Participación en la Producción.....	54
Gráfico III.4.	Año 1997: Participación en la Producción.....	55
Gráfico III.5.	Año 2000: Participación en la Producción.....	55
Gráfico IV.1.	Estimación de la Renta Petrolera Antes y Después de la Convertibilidad (Estimaciones sobre Cantidades del Año 2003).....	73
Gráfico IV.2.	Número de TBIs Suscritos por Economías en Desarrollo .....	84
Gráfico IV.3.	Exportaciones e Importaciones de Energía en miles de millones de US\$ (1999-2011).....	98

Gráfico IV.4. Evolución de Reservas Comprobadas y Producción de Gas Natural (1999-2009).....	100
Gráfico IV.5. Demanda Doméstica de Gas Natural (2000-2009 en MMm <sup>3</sup> ).....	100
Gráfico IV.6. Evolución de Reservas Comprobadas y Producción de Petróleo (1999-2009).....	101
Gráfico IV.7. Horizonte de Reservas de Petróleo (1980-2009).....	101
Tabla IV.6. Cantidad de Pozos de Exploración Terminados por Quinquenio y Década (1980-2009).....	102
Gráfico IV.8. Cantidad de Pozos de Exploración Terminados y Reservas Incorporadas por Década (1980-2009).....	103

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GNV	Gas Natural Vehicular
FMI	Fondo Monetario Internacional
IAE	Instituto Argentino de Energía
IAPG	Instituto Argentino de Petróleo y Gas
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JV	<i>Joint Venture</i>
MBTU	<i>Mil British Thermal Units</i>
MMm <sup>3</sup>	Millones de metros cúbicos
MPFIPS	Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios
MTep	Mil Toneladas Equivalentes de Petróleo
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PBI	Producto Bruto Interno
SE	Secretaría de Energía
TBI	Tratado Bilateral de Inversión
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
US\$/bl	Dólar estadounidense por barril
UTE	Uniones Transitorias de Empresas
WTI	<i>Western Texas Intermediate</i>
YPF	Yacimientos Petrolíferos Federales

## INTRODUCCIÓN

Durante más de 100 años Argentina ha asumido la vanguardia de la industria energética<sup>1</sup> en América Latina. El país no sólo fue el primero de la región en producir comercialmente petróleo, sino también el primero en crear una empresa estatal (YPF) detentora del dominio del sector. Dicho protagonismo estatal fue posteriormente reproducido por los principales productores de petróleo de la región, como Brasil, Venezuela, Colombia y México, entre otros. De la misma manera, Argentina fue el país que lideró las reformas liberalizantes y privatizaciones del sector de hidrocarburos en la región a fines de los años '80 y comienzos de los '90, siendo el único país entre los grandes productores de la región en desregular y privatizar completamente su sector de hidrocarburos.

¿Pero a qué se debe tal vanguardia? ¿Cómo explicar que el país que primero desarrolló una compleja industria de hidrocarburos en la región y el único que ha liberalizado completamente el sector sea hoy conocido por los constantes conflictos entre el Gobierno Nacional y las empresas privadas, y por sus frecuentes crisis energéticas? ¿Cómo explicar que empresas argentinas hayan activamente exportado inversiones a otros países cuando el potencial energético de Argentina sigue subexplorado, aun siendo uno de los mayores del mundo, especialmente en gas natural no-convencional? ¿Por qué ha fallado el Estado argentino en promover inversiones privadas y garantizar el crecimiento conjunto de reservas y producción de hidrocarburos en las últimas dos décadas?

Estas preguntas surgieron al analizar mercados energéticos de países próximos como Perú, donde la principal productora de hidrocarburos del país es una empresa argentina y los principales constructores y prestadoras de servicios de alta tecnología para proyectos mundialmente conocidos por sus desafíos técnicos llevan banderas argentinas; o países lejanos como la India, donde la tecnología de distribución de GNV para ciudades como Nueva Delhi son provistas por empresas argentinas. Así, surgió la idea inicial de hacer un análisis comparativo de la política energética Argentina con la de países que han pasado igualmente por un auge y un descenso de su producción de hidrocarburos, como Holanda, o países que buscan alcanzar y/o mantener la autosuficiencia energética, como India y Perú. El hecho de que el autor haya vivido y trabajado en la industria energética de estos países fue esencial para el surgimiento de dichas inquietudes.

---

<sup>1</sup> En este trabajo, el término “energético” se refiere específicamente a la energía proveniente de hidrocarburos líquidos y gasíferos.



Sin embargo, al analizar la evolución del sector de hidrocarburos argentino fue necesario plantear otras preguntas de fondo que preceden a las ya expuestas: ¿Cómo se han formado e ingresado los actuales grupos empresarios que dominan la industria local? ¿Cómo han interactuado con el poder público para fomentar políticas que crearon las condiciones necesarias para el desarrollo del sector? ¿Cómo tales políticas han beneficiado o perjudicado el desarrollo de la industria local y a qué precio para los consumidores y contribuyentes? Y, finalmente, ¿cómo las políticas actuales han lidiado con las consecuencias de la crisis del 2001 en el sector y cómo aquéllas han tratado de crear las condiciones ideales para más inversiones públicas y privadas que den cuenta de la creciente demanda nacional y del déficit energético del país?

A medida que se fue elaborando el análisis histórico, se deparó en la complejidad del “caso argentino” y en la imposibilidad de comparar las actuales políticas de atracción de inversiones argentinas con las de otros países. Esto es así principalmente porque en Argentina la actual política energética lidia con un problema que no tuvieron que enfrentar los demás países: la completa ruptura de la estructura económica nacional y de las reglas que rigen el sector energético y sus precios.

La política energética en los países mencionados está centrada principalmente en la garantía de la seguridad energética, la cuestión de los precios y subsidios al consumo se encuentra en un segundo plano y son los consumidores los que pagan la totalidad de los costos de los productos (con algunas pocas, y decrecientes, excepciones en India). En Argentina la política energética está fuertemente condicionada a la normalización y estabilización de precios. Por esta razón se ha decidido centrar el objeto del análisis en la política energética argentina y en los desafíos que las empresas y el Estado argentino encuentran en garantizar el suministro de la creciente demanda energética nacional.

Descubrir los orígenes de la actual crisis energética, asentar cómo se dio el proceso de toma de decisión de las políticas energéticas en el país que llevaron a la situación actual e identificar la influencia del sector privado nacional en estas políticas es esencial para que Argentina logre superar los crecientes desafíos energéticos a los que se enfrenta hoy. La bibliografía sobre las políticas energéticas de las últimas décadas y sus impactos en el sector de hidrocarburos se encuentra hoy en día relativamente desarrollada, pero no sucede lo mismo con el análisis del proceso de toma de decisión, la formación de grupos de interés y la retórica alrededor de las reformas y políticas energéticas. Así, este trabajo espera contribuir a la comprensión del proceso de toma de decisión y de las

fuerzas políticas en torno de las políticas energéticas argentinas y, en base a ello, señalar posibles riesgos y oportunidades que los formuladores de políticas energéticas enfrentarán en su intento de atraer nuevas inversiones y superar la actual crisis energética.

Las premisas y los modelos teóricos que guían el análisis se describen en el primer capítulo. Allí se definen conceptos y teorías esenciales para la comprensión del análisis de caso posterior, como la “destrucción creativa” de Schumpeter (1942); la “teoría de los mercados disputados” de Baumol, Panzar y Willig (1982); las “políticas clientelistas” de Wilson y Dilulio (2005); la “teoría del juego de dos niveles” de Putnam (1988); y otras teorías sobre la privatización y las políticas de atracción de inversiones privadas.

Los capítulos II, III y IV buscan trazar la evolución de la industria local en los últimos 60 años, cuando los actuales actores productivos y fuerzas políticas comenzaron a desarrollarse. Las preguntas centrales presentes en el análisis histórico son: ¿qué políticas de promoción de la inversión pública y privada fueron aplicadas en el sector de hidrocarburos?, ¿cómo se ha dado el proceso de toma de decisión?, y ¿cuáles fueron sus resultados?

El Capítulo II centra el análisis en el período que va de 1958 a 1989, cuando la política energética argentina sufrió más de cinco giros de 180° y se crearon las condiciones para la privatización de YPF. El Capítulo III analiza los años '90, cuando se realizó la privatización de YPF y se creó un oligopolio privado en un sector carente de instituciones y regulaciones efectivas para la defensa de la competencia. En dicho Capítulo también se analiza cómo el modelo de desregulación y privatización del sector energético argentino agravó la crisis económica del país que culminó con la ruptura política, económica y social del 2001. En el Capítulo IV se apuntan las condiciones que llevaron a las sucesivas crisis energéticas de la década de 2000; la sucesión de fallos internacionales de inversores en contra de las políticas de control de precios del Estado; el sinnúmero de regulaciones que trataron de fomentar nuevas inversiones y renegociar precios; y los impactos de esas políticas en las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos, en el presupuesto público, y en las cuentas externas del país.

Finalmente, en el quinto y último capítulo, destinado a las conclusiones, veremos que los principales responsables de la ineficiencia de YPF mientras fue una empresa estatal fue el sistemático traspaso de inversiones de riesgo exitosas desde la estatal hacia empresas

privadas sin el debido resarcimiento; asimismo concluiremos que el traspaso del semi-monopolio estatal a un oligopolio privado sin inversiones mínimas obligatorias bajo la premisa de que la alta rentabilidad llevaría a las inversiones necesarias fue un grave equívoco; y que, mientras las actuales políticas de incentivos de inversiones privadas a través de precios no sean acompañadas por una mayor seguridad jurídica, Argentina difícilmente logrará revertir su declinación energética.

## CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO

Esencial para el desarrollo de cualquier sociedad moderna, el debate acerca de la organización del sector energético ha estado en el centro de la política nacional e internacional del Estado moderno, y Argentina no ha sido una excepción. Por ello, cualquier análisis sobre las políticas sectoriales tiene que abordar conceptos que permean y tratan las políticas de desarrollo nacional y de inserción internacional. Autores tan diversos como Joseph Schumpeter, James Wilson, Robert Putnam, Susan Strange, Anne Krueger, Charles Oman, y otros, nos ayudan a hacerlo.

Entre las principales preguntas presentadas por estos autores y aplicables al análisis del sector de hidrocarburos argentino, destacamos: ¿cuál es la estructura económica adecuada para un determinado sector económico y por qué algunos sectores funcionan más eficientemente como mercados competitivos y otros como monopolios? ¿Cómo medidas que perjudican a la mayoría en beneficio de una minoría son aprobadas en democracias liberales? ¿Cómo cuestiones nacionales que a nivel interno serían políticamente inviables se tornan viables cuando son transferidas a negociaciones internacionales? ¿Es beneficioso utilizar la privatización de monopolios públicos como herramienta de atracción de inversiones privadas y/o extranjeras? Y, ¿cómo la política de atracción de inversiones extranjeras directas puede traer beneficios y riesgos para las naciones receptoras?

### **I.1 Competencia, innovación, “destrucción creativa” y concentración de mercado**

Primeramente, es importante entender que cada sector productivo tiene una estructura económica distinta, que varía según factores como intensidad tecnológica, escala productiva óptima y barreras de entrada, que pueden facilitar o dificultar el nivel de competencia y el número de actores que actúan en estos mercados. Según estos factores, la concentración de la actividad en las manos de pocas empresas puede facilitar la eficiencia productiva o, como suele pasar, perjudicarla a través de la creación de barreras artificiales y anti-competitivas que intentan perpetuar el privilegio monopólico de las empresas dominantes. De ahí la necesidad de un derecho de la competencia (*Anti-trust law*) y de agencias reguladoras independientes y autárquicas que promuevan la

competencia “justa” entre empresas y penalicen actitudes “predatorias” que permiten la concentración de mercado para un posterior abuso de poder monopólico.

No obstante, definir la noción de competencia “justa” y de actitudes “predatorias” es un gran desafío para los Estados genuinamente preocupados por la promoción del desarrollo económico de sus sociedades. En ese sentido, Schumpeter<sup>2</sup> definió la competencia como un proceso dinámico en donde las empresas luchan por sobrevivir en un ambiente de reglas y tecnologías fluidas que genera constantemente ganadores y perdedores. Las asimetrías de información que llevan a que una empresa sobreviva y gane mercado o que pierda participación y desaparezca se deben a tres tipos de actividades emprendedoras: innovación tecnológica, actividades rentistas (*rent-seeking*) y crimen organizado (de Araújo, 2003).

En pocas palabras, la innovación tecnológica es el proceso por el cual las empresas invierten parte de sus ganancias en el mejoramiento del proceso productivo, ya sea aumentando la cantidad de productos y disminuyendo la cantidad de insumos, y/o mejorando la calidad de sus productos al adaptarlos mejor a las necesidades de los consumidores. Las actividades rentistas constituyen una amplia gama de actividades donde una empresa o un conjunto de empresas logran cooptar al Estado a través de mecanismos legales para generar beneficios exclusivos, por ejemplo: un acceso privilegiado a mercados y condiciones productivas ventajosas que no están extendidas a los demás actores productivos. El crimen organizado constituye el conjunto de actividades en que las empresas utilizan medios ilegales para obtener ventajas frente a su competencia.

Según Schumpeter (1942), las asimetrías de información producto de innovaciones tecnológicas crean lo que él definió como “destrucción creativa”<sup>3</sup>, que lleva al crecimiento económico sostenido de largo plazo. El Estado liberal y democrático debe promover este tipo de asimetría y luchar contra las actividades rentistas y criminales porque sólo las primeras pueden generar bien-estar y desarrollo en el largo plazo.

---

<sup>2</sup> Sus principales obras sobre ese tema fueron: “Teoría del desarrollo económico” (1912), donde el autor estableció los vínculos entre innovación y competencia; “La inestabilidad del capitalismo” (1928), donde destacó el carácter fluido de las condiciones de competencia; “Los ciclos económicos” (1939), donde se señala la influencia ejercida por las innovaciones en el ritmo de crecimiento de la actividad económica; y finalmente en “Capitalismo, Socialismo y Democracia” (1942) Schumpeter demuestra la frecuencia aleatoria del progreso tecnológico y su relación con patrones de competencia entendidos como “destrucción creativa”.

<sup>3</sup> Según el autor: “Proceso de mutación industrial que constantemente revoluciona la estructura económica desde adentro, destruyendo incesantemente el modelo antiguo, creando incesantemente uno nuevo”.

Vinculada a la teoría Schumpeteriana, la “teoría de los mercados disputados” (*theory of contestable markets*) desarrollada por Baumol, Panzar y Willig (1982) indica que la estructura industrial de cada sector es determinada endógeneamente y simultáneamente a los vectores de producción industrial y precios. Los autores demuestran que en mercados monopolistas u oligopolistas las empresas dominantes pueden actuar de manera semejante a como actuarían en una competencia perfecta practicando precios cercanos al costo marginal e invirtiendo en innovaciones por miedo al ingreso de otras empresas competidoras. En otras palabras, la ausencia de un “premium” monopolista desincentivaría la entrada de otras empresas sin que eso perjudique al consumidor, que en algunos casos puede hasta ser beneficiado por ganancias de escala transferidas a los precios.

En base a estas dos teorías, se desprende que el crecimiento industrial resulta de la interacción entre tecnología, tamaño del mercado y estrategias de competencia. En cada industria la tecnología disponible implica un cierto grado de escala económica, y también determina una proporción específica entre costos de transacción y costos de producción, que a su vez definen si la estructura más eficiente es una amplia gama de empresas, un oligopolio, o un monopolio. Debido al proceso de “destrucción creativa”, las estructuras industriales son, en principio, temporarias, incluso lo son las barreras de entrada y la influencia de la competencia (de Araújo, 2003).

Por ello, las agencias de defensa de la competencia no tienen un manual fijo de prácticas “justas” y “predatorias”. Aunque la competencia genere avances técnicos y crecimiento económico, no hay garantías de que el interés público será preservado una vez que la innovación incrementa la concentración de mercado. Sin embargo, si el Estado interviene y protege a las demás empresas de la competencia de una empresa que logró alcanzar ventajas productivas a través de inversiones en innovación tecnológica, su actitud podrá enviar una señal equivocada al mercado de que las inversiones en innovación no serán premiadas con la conquista de mercados.

Otro gran desafío para los formuladores de políticas de defensa de la competencia es asegurar que la innovación sea el único método para que las empresas logren asimetrías de información, eliminando efectivamente las actividades rentistas y el crimen organizado del menú de estrategias de competencia. Hay una lucha constante por evitar que las

instancias reguladoras sean cooptadas por intereses específicos que no sean la defensa del desarrollo económico y la distribución eficiente y justa de la riqueza.

Estos conceptos son esenciales para entender la evolución del sector de hidrocarburos argentino que, desde sus orígenes, varió entre los extremos del monopolio estatal<sup>4</sup> y el oligopolio privado. La premisa de la competencia como promotora del desarrollo económico fue frecuentemente utilizada por los que defendieron la participación del sector privado en el sector, mientras el carácter “naturalmente” monopolista de la actividad, gracias a sus altas barreras de entradas y su rol estratégico para el desarrollo y la soberanía nacional, fue constantemente utilizado por los defensores del protagonismo estatal en la actividad, como veremos en los capítulos siguientes.

Las reformas económicas liberalizantes de los años '90, que llevaron a la privatización y desregulación del sector energético argentino, también fueron acompañadas por leyes de defensa de la competencia, pero veremos que dichas leyes no fueron aplicadas apropiadamente y las reformas liberalizantes de “segunda generación”, como la institución de agencias reguladoras sectoriales y de defensa de la competencia, nunca fueron realmente implementadas. Lo más grave es que estas reformas “incompletas” son tales porque los sectores que fueron beneficiados por la liberalización inicial adquirieron beneficios oligopólicos y, desde entonces, actúan activamente de manera rentista para perpetuar su posición privilegiada e impedir colocar la real defensa de la competencia en la agenda política local. Todo esto en detrimento de los consumidores y contribuyentes, que pagan subsidios directos e indirectos destinados a las empresas petroleras privadas.

## **I.2 Agenda política, grupos de interés y toma de decisiones**

Para explicar cómo la agenda política es elaborada y finalmente implementada en democracias liberales, Wilson et al. (2005) utilizan como estudio de caso el sistema político de los EEUU. Los autores demuestran, entre otras cosas, cómo es posible que en sociedades democráticas sean políticamente viables reglas que benefician una minoría a costa de la mayoría.

---

<sup>4</sup> En Argentina nunca llegó a haber un completo monopolio estatal pero, como veremos, se llegó muy cerca de eso en el sector del *upstream*.

La agenda política es determinada según los cambios en la voluntad popular, en los intereses de las elites, como respuestas a eventos críticos, o como producto de acciones gubernamentales deliberadas. Los factores determinantes por detrás del apoyo o la oposición a la agenda política por parte de un determinado grupo son su percepción de los costos y beneficios de las medidas discutidas y su legitimidad ética. Para Wilson et al. (2005), la noción misma de “grupo” está vinculada a la percepción de quién pagará los costos de las políticas y de quién recibirá sus beneficios.

Aunque las ideas sobre los beneficios, la eficiencia y la legitimidad de las medidas cambien con el tiempo, la mayoría casi siempre prefiere medidas gubernamentales que le den grandes beneficios a un bajo costo. Las políticas que aparentan imponer costos altos e inmediatos a cambio de un beneficio pequeño o remoto serán evitadas; aplicadas con un mínimo de publicidad; o propuestas como respuesta a una crisis real o aparente. A partir de esas premisas, Wilson et al. destacan que, como los costos y beneficios de las políticas pueden ser ampliamente distribuidos o muy concentrados, la percepción de esa distribución moldea la manera en que las políticas son aprobadas. Esta percepción determina particularmente los tipos de coalición política que se han de formar, pero no necesariamente dicta qué grupos de interés prevalecerán.

De esa manera, los autores dividen las políticas públicas en cuatro grupos:

- A) Las “políticas de las mayorías” son aquellas en que los beneficios y los costos son ampliamente distribuidos en la sociedad. Por ejemplo, políticas de seguridad social y seguridad pública. Estas políticas son políticamente viables cuando sus defensores logran demostrar sus beneficios a las mayorías y minimizar la percepción de sus costos económicos y sociales, siempre y cuando la mayoría vea esa transferencia como éticamente legítima<sup>5</sup>.
  
- B) Las “políticas de intereses de grupos” son aquellas en que los costos y los beneficios están concentrados en grupos pequeños y fácilmente identificables. Estas políticas son el resultado del juego de poder, de la capacidad de organización y del lobby de los grupos de interés involucrados. Por ejemplo, políticas de “contenido nacional mínimo” para proyectos energéticos, que

---

<sup>5</sup> Esto es válido para todas las políticas, ya que la ética y la moralidad pública suelen sobreponerse a la utilidad económica de una política.



benefician a proveedores nacionales pero aumentan los costos para los productores de energía.

- C) Las “políticas clientelistas” son aquellas en que los beneficios están concentrados en grupos pequeños y fácilmente identificables y los costos son pagados por grupos ampliamente distribuidos y difícilmente identificables. Como los costos son pagados por muchos y los beneficios son recibidos por pocos, los que pagan normalmente pagan poco y los que reciben, reciben mucho. Ello hace que los beneficiados tengan grandes incentivos para organizarse y luchar por la propuesta mientras que la mayoría tiene muy bajos incentivos para oponerse a ella. El hecho de que uno de los grupos sea fácilmente identificable y el otro no beneficia a los grupos minoritarios. Ello también explica por qué algunas políticas que perjudican a la mayoría y benefician a una minoría son aprobadas en democracias liberales. Wilson et al. demuestran cómo estas minorías organizadas cooptan a los medios de comunicación y a los políticos para distraer la atención de las mayorías hacia estos temas. Como ejemplo, podemos mencionar el traspaso de monopolios estatales a oligopolios privados a precios deprimidos y sin una legislación sobre la defensa de la competencia bien establecida.
- D) Las “políticas emprendedoras” son aquellas en que los beneficios son distribuidos y los costos concentrados y pagados por grupos fácilmente identificables. Normalmente los beneficios son bajos por ser ampliamente distribuidos y los costos altos por estar concentrados. Por eso, los beneficiados tienen pocos incentivos para defender estas propuestas y la minoría que enfrentará los costos tiene grandes incentivos para organizarse y oponerse a ellas. Para que sean aprobadas, alguien tiene que actuar por los demás, estos actores son conocidos como “emprendedores políticos”. Sin embargo, éstos no necesariamente actúan de manera desinteresada, ya que si la mayoría los reconoce como defensores de sus intereses, ganarán un importante capital político. Como ejemplos hipotéticos, podemos señalar el control a bajos precios de las tarifas de servicios públicos proveídos por empresas privadas o el aumento de los patrones de calidad de los combustibles consumidos nacionalmente.

Es importante aclarar que Wilson et al. destacan que no necesariamente una política clientelista es mala para el desarrollo económico y social de una sociedad y no necesariamente una política emprendedora es buena. Lo que los autores buscan mostrar

es cómo diferentes políticas son incluidas en la agenda de gobiernos democráticos y cómo son políticamente aceptadas cuando hay grupos con intereses antagónicos en relación con sus beneficios y costos.

Los ejemplos aquí mencionados dejan ver que el modelo de decisión política descrito por Wilson et al. (2005) puede ser fácilmente trasladado a la(s) política(s) energética(s) argentina(s) en sus distintos momentos. Por ejemplo, el modelo de políticas clientelistas nos ayuda a explicar, aunque parcialmente, cómo se dio el proceso de privatización de los recursos energéticos argentinos no sólo en los años '90 sino también en las décadas anteriores.

### **I.3 El “juego de dos niveles”**

Putnam (1988) construye otro modelo para explicar cómo son tomadas decisiones que dependen de negociaciones nacionales e internacionales entre dos o más democracias liberales. La “teoría del juego de dos niveles” demuestra que las negociaciones entre naciones soberanas e interdependientes se dan en dos niveles: el nivel nacional (nivel II), donde ocurre la formulación de una agenda y la toma de posiciones según la pluralidad de intereses y poder de los actores políticos nacionales; y a nivel internacional (nivel I), donde el poder ejecutivo trata de defender la agenda política formulada nacionalmente frente a la(s) otra(s) nación(es) pero también tiene que acomodarlas a las necesidades domésticas de los negociadores de los demás países.

En las negociaciones del nivel I el negociador buscará implementar la agenda resultante de las negociaciones del nivel II sin comprometerse con ninguna posición que pueda resultar inaceptable a nivel nacional. En ese sentido, el autor define como “*win-sets*” a las situaciones en que los intereses de los actores en ambos niveles de ambos países coinciden, en esos casos las condiciones para un acuerdo internacional están dadas y el acuerdo es probable.

Putnam utiliza las negociaciones realizadas en la Cumbre de Bonn de 1978 como estudio de caso para fundamentar y explicar su teoría. Allí, Estados Unidos, Alemania y Japón llegaron a acuerdos para, por un lado, balancear los déficits crónicos y combatir la alta inflación americana y, por el otro, disminuir los superávits también crónicos de Japón y Alemania y aumentar el consumo interno de sus mercados. No por causalidad uno de los

temas más polémicos de las negociaciones (y que fue central para el éxito de las mismas) fue la aceptación estadounidense de desregular su sector de hidrocarburos y abrir su mercado interno para importaciones de petróleo, lo que aumentó sustancialmente los precios energéticos pagados por los consumidores americanos y ayudó a disminuir la demanda agregada de este país.

Putnam muestra que esta medida (desregular el precio del petróleo y abrir el mercado estadounidense para importaciones) era políticamente inviable a nivel interno aunque sectores importantes, pero minoritarios, de la política nacional americana reconociesen su importancia y necesidad. No obstante, cuando la desregulación de los precios del petróleo fue propuesta como moneda de cambio en la búsqueda de un equilibrio económico con los principales socios comerciales de Estados Unidos y bajo la promesa de que Alemania y Japón tomarían medidas que beneficiarían a amplios sectores exportadores americanos, la desregulación del mercado de petróleo americano pasó a ser políticamente aceptable para una mayoría, aunque los negociadores tuviesen que esperar pasar las elecciones y sólo liberar los precios del petróleo en 1981. Lo mismo pasó con Japón y Alemania, que tenían minorías políticas internas que defendían políticas expansionistas pero que sólo las pudieron aplicar cuando sus negociadores convencieron a los sectores opositores de que ése era el precio que los EEUU estaba cobrando para balancear su economía; sólo entonces las políticas expansionistas pasaron a ser políticamente viables en Japón y Alemania.

De esa manera, lo central de la “teoría del juego de dos niveles” es explicar que antes de que los temas de la agenda política interna del país A pasaran a ser internacionales (por el carácter transnacional de esas cuestiones) existían sectores políticamente minoritarios que los defendían internamente pero que no tenían el capital político necesario para aprobarlos. Una vez llevados estos temas al “nivel I”, los negociadores del país B tratan de identificar la existencia de estas minorías políticas en el país A y, una vez que las encuentran, tratan de seducir a otros sectores del país A con propuestas que les interesan y que son aceptables en su país (B). De esa manera, se forma una mayoría en torno de las cuestiones internas del país A defendidas por el país B, y la misma dinámica puede ocurrir con cuestiones políticas del país B que antes de ser llevadas al “nivel I” eran minoritarias.

Al definir el rol del “negociador”, Putnam también describe otra negociación de “dos niveles” muy familiar a la Argentina y que ha determinado en gran parte la política energética del país en los ‘90:

“The motives of the chief negotiator include: Shifting the balance of power at Level II in favor of domestic policies that he prefers for exogenous reasons. International negotiations sometimes enable government leaders to do what they privately wish to do, but are powerless to do domestically. Beyond the now-familiar 1978 case, this pattern characterizes many stabilization programs that are (misleadingly) said to be ‘imposed’ by the IMF. For example, in the 1974 and 1977 negotiations between Italy and the IMF, domestic conservative forces exploited IMF pressure to facilitate policy moves that were otherwise infeasible internally.”<sup>6</sup> (Putnam, 1988, pág. 457)

Como veremos, lo mismo pasó con el proceso de liberalización y privatización del sector energético argentino a fines de los ‘80 y comienzos de los ‘90, cuando Argentina estaba en pleno proceso de renegociación de deudas externas con el FMI y demás instituciones multilaterales de crédito. Supuestamente gracias a la “imposición” llegada desde afuera YPF fue privatizada a unos pocos grupos locales y transnacionales que venían buscando su privatización hacía tiempo pero enfrentaban una fuerte oposición de los sectores más nacionalistas y estatistas de Argentina. La urgencia de combatir la hiperinflación, la grave crisis económica que castigó el país en los años ‘80, y el uso de la privatización y la desregulación completa del sector energético como condiciones *sine qua non* impuestas “desde afuera” para la normalización económica del país facilitaron la construcción de una mayoría necesaria para aprobar la privatización total de YPF. La magnitud de las privatizaciones argentinas fue inédita en América Latina, siquiera el General Augusto Pinochet logró capital político suficiente para privatizar el sector de cobre en Chile durante sus dos décadas en el poder.

En los capítulos siguientes veremos cómo la existencia previa de empresas locales y transnacionales en el sector del *upstream* ayuda a explicar las presiones políticas internas en dirección a las reformas “liberalizantes” de los ‘90 con un fuerte carácter oligopólico y rentista. Para ello, vale recordar que Argentina fue el único país de la región en privatizar completamente su empresa estatal de petróleo. Brasil, México, Venezuela,

---

<sup>6</sup> Se prefirió no traducir las citas en inglés en este trabajo para que se preserve completamente la autenticidad y originalidad de los autores citados.

Colombia y Perú pasaron, en grados distintos, por procesos de liberalización y hasta privatización parcial de su sector de hidrocarburos (como en el caso de Brasil, Colombia y Perú), pero ninguno tenía una participación privada previa tan importante como la Argentina en el sector del *upstream*.

#### **I.4 Privatización**

El objetivo central de las privatizaciones en Argentina, según la retórica política de los comienzos de los años '90, era garantizar el aumento de la competitividad y de la eficiencia económica de amplios sectores económicos antes castigados por las ineficiencias burocráticas típicas del sector público, además de permitir la disminución de los sucesivos déficits fiscales causados por las empresas estatales.

Los defensores de un Estado puramente regulador y no-productor argumentan que la mejora en la eficiencia y la productividad de las empresas privatizadas proviene especialmente de la diferencia de incentivos y motivaciones vividas entre burócratas elegidos políticamente y gerentes de negocios. Los primeros toman decisiones que implican considerar no sólo la solidez económica de las empresas donde trabajan sino también factores políticos como el número de empleados, la popularidad entre consumidores de las tarifas aplicadas o el impacto de las inversiones en determinados sectores de la sociedad. En contraste, los gerentes de negocios están mucho más orientados hacia la obtención de lucro y la creación de valor a sus accionistas.

La privatización también es comúnmente señalada como una manera de evitar la corrupción y las actividades rentistas. Las empresas estatales estarían más sujetas a procesos de licitación adulterados, sobre-facturación de costos, provisión preferencial de servicios, etc. Estas prácticas también pueden ocurrir en empresas privatizadas, pero se deduce que los accionistas tienen más incentivos y herramientas para averiguar hechos ilícitos que los que los ciudadanos tienen en relación con los burócratas.

Sin embargo, se debe reconocer que la privatización también genera grandes incentivos para prácticas corruptas. La transparencia del proceso de licitación, la naturaleza del marco regulador y los mecanismos de precios para servicios públicos tienen un enorme impacto sobre la rentabilidad de una empresa privatizada. Por lo tanto, los inversores potenciales y propietarios de empresas privatizadas tienen grandes incentivos

económicos para buscar medios ilícitos para lograr mejores condiciones junto a los burócratas responsables.

Algunos de los principales defensores de procesos de privatización no tuvieron en consideración tales riesgos. Por ejemplo, Krueger (1990) señaló las ventajas comparativas en términos de eficiencia económica del sector privado sobre el sector público, destacando los mayores riesgos de actitudes rentistas presentes en empresas estatales. Sin embargo, la autora no menciona los riesgos rentistas que la privatización y la propiedad privada de grandes prestadores de servicios públicos monopolísticos o oligopólicos puede traer.

Si una empresa privatizada tiene que actuar en un ambiente demasiado regulado, donde tiene pocas posibilidades de tomar decisiones estratégicas, no se verán grandes avances de productividad en relación con empresas estatales. Pero por otro lado, si una empresa estatal es privatizada en un mercado monopolístico u oligopólico con poca o ninguna regulación, el foco en la maximización de las ganancias prevalecerá y resultará en drásticos cortes de gastos y aumentos de precios a los consumidores. A pesar de lo que se desprende de un estudio sobre privatizaciones de la OCDE (2003), que encontró claras evidencias de que la privatización trae grandes mejoras en la rentabilidad, productividad y eficiencia de las empresas, no se puede esperar que estos avances resulten en mejores precios y servicios para los consumidores si no hay un ambiente competitivo con un marco regulador propicio.

No obstante, más allá de criticar la premisa de organizaciones como la OCDE, el FMI y el Banco Mundial de que el proceso de privatización beneficia el desarrollo económico de economías en desarrollo y desarrolladas, se debería señalar qué modelo de privatización defienden estas organizaciones y qué modelo fue implementado en la práctica. Como vemos evidenciado abajo, los inconvenientes de privatizar monopolios públicos y mantener los privilegios monopolistas para actores privados fueron extensivamente tratados por estas instituciones:

"Transforming a public monopoly into a private one, by offering investors a protected market for example, is a common temptation because it increases the market value of assets to be privatized. It is a temptation that must be resisted. The broader point for policy makers, especially in developing and emerging economies where FDI accounts for a large proportion of privatized

assets, is the importance of developing a sound competition policy — perhaps including the establishment of an independent and pro-active competition agency — to operate in tandem with policies, including privatization, to attract.” (Oman, 2000, pág. 106)

En relación con los aspectos fiscales, Williamson (1990), el creador del término “Consenso de Washington”, llama la atención hacia el hecho de que las privatizaciones mejoran los resultados macroeconómicos de un país, otro argumento central en el proceso de privatización argentino. Esto es claro en los casos en que las empresas estatales han contribuido a grandes déficits gubernamentales. Sin embargo, el autor ignora los casos en que empresas estatales (o controladas en su mayor parte por el Estado) son relativamente independientes de sus gobiernos y compiten bajo las mismas reglas e incentivos que actores privados. En estos casos, las empresas estatales pueden contribuir significativamente al equilibrio fiscal y externo de sus países, como evidencian Petrobras en Brasil, Codelco en Chile y Ecopetrol en Colombia.

En un estudio sobre las privatizaciones en América Latina, Pinheiro y Schneider (1995) concluyen que no es razonable esperar que el proceso de privatización *per se* contribuya a la reducción del déficit fiscal y alertan que un proceso de privatización que tenga este objetivo puede tener un resultado negativo en la eficiencia económica de largo plazo. Un marco regulador eficiente y que promueva la competencia “justa” entre actores, públicos y/o privados, es la mejor manera de aumentar la productividad de una economía y mejorar las cuentas fiscales de un país.

Cuando se observan las sucesivas olas de privatizaciones que van desde el *thatcherismo* inglés de la década de los ‘80 hasta la América Latina y la ex-Unión Soviética de la década de los ‘90, se percibe que la gran mayoría de los programas de privatización pasan por un *trade-off* entre reformas estructurales de largo-plazo y recaudación de recursos en el corto-plazo. En el caso de la Argentina de los ‘90, como en el de Grecia del 2011, había una necesidad urgente de recaudar recursos no sólo para disminuir el déficit fiscal inmediato, sino también para mantener una paridad cambiaria artificialmente sobrevaluada (*The Economist*, 2011).

Establecer un marco regulatorio que incentive la competencia y eficiencia económica lleva tiempo y muchas veces baja los precios que los actores privados están dispuestos a pagar por las empresas estatales, ya que de esa manera aquellos no tendrán rentas

monopólicas. En estos casos, la recaudación de recursos y las reformas que promueven la eficiencia económica de largo plazo son antagónicas, como veremos con el caso del sector energético argentino: se transfirieron servicios públicos vitales para el funcionamiento de la economía nacional a oligopolios privados en un ambiente desregulado a cambio de mayores premios en el intento de equilibrar momentáneamente las cuentas nacionales.

### **I.5 Políticas de atracción y promoción de inversiones privadas**

En ese contexto de privatización generalizada, las políticas de atracción y promoción de inversiones privadas se tornaron la única herramienta existente para que el Estado promueva el desarrollo del sector energético argentino, ya que su rol de productor fue extinto. Autores como Chudnovsky y López (2003) demuestran cómo la amplia liberalización de las economías en desarrollo creó un espacio propicio para la competencia de políticas de atracción de inversiones entre países. Ello creó una especie de “mercado de políticas” donde los Estados (y dadas las condiciones, también las sub-unidades de una federación) disputan quién ofrece mejores condiciones a las empresas transnacionales para que se instalen en sus territorios. Dicha disputa puede ser benéfica o dañina para los países que la atraviesan.

Oman clasifica las políticas de atracción de inversiones en dos tipos, aquellas basadas en incentivos y las basadas en regulaciones (Oman, 2000). Los incentivos dados a las empresas pueden ser financieros, por ejemplo, a través de préstamos subsidiados; incentivos fiscales, por ejemplo, a través de la devolución de impuestos pagados a cambio de producción local; e incentivos indirectos, como por ejemplo la concesión del control monopólico u oligopólico del mercado.

No obstante, la atracción de inversiones a través de incentivos tiene tres efectos negativos principales: desvía recursos públicos que podrían ser direccionados hacia la mejora del capital humano y la infraestructura, que a la larga son factores de atracción de inversiones mucho más importantes para las empresas y benéficos para toda la sociedad; discrimina a los productores ya radicados en el país y los incentiva a que se vayan y entren nuevamente para ser reclasificados como nuevos inversores o disfracen inversiones antiguas como nuevas; y los inversores pueden interpretar estos incentivos como temporarios e insostenibles en el tiempo, lo que puede llevarles a no



comprometerse con inversiones de largo plazo. Además, Oman apunta que las políticas de atracción de inversiones basadas en incentivos tienen carácter *ad hoc* y discrecional y cuentan con instituciones encargadas de aprobar qué inversiones merecen tales incentivos y cuáles no. Naturalmente, ello crea oportunidades para actividades rentistas y criminales que, de concretarse, representan un alto costo para inversiones de largo plazo que podrían contribuir al desarrollo nacional.

A su vez, la competencia a través de políticas de atracción de inversiones basadas en regulaciones que fomenten la eficiencia económica y aporten seguridad jurídica es más benéfica para el desarrollo de los países. La competencia entre naciones por atraer inversores externos a través de esas reglas también beneficia a la industria nacional, ya que no se suele distinguir a los beneficiados entre nacionales o extranjeros o entre inversiones nuevas o antiguas. Sin embargo, hay casos donde las políticas de atracción de inversiones basadas en regulaciones pueden ir en contra del desarrollo social de sus países, cuando por ejemplo los reguladores deciden bajar los patrones de leyes laborales y/o ambientales para así disminuir los costos de producción locales (Ibíd.).

Veremos que históricamente las políticas de promoción de inversiones en el sector de hidrocarburos en Argentina se basaron en incentivos financieros, fiscales e indirectos, presentado todas las externalidades negativas que Oman destacó. Sin embargo, los años '90 presentaron una mezcla de políticas de atracción a través de incentivos, como la privatización de YPF a Repsol en condiciones como mínimo oligopólicas, y de políticas de atracción a través de regulaciones, como los múltiples TBIs firmados por Argentina para darle mayor seguridad jurídica a los inversores extranjeros. En ese sentido, también veremos que los más recientes programas "Plus", en especial los programas "Gas Plus" y "Petróleo Plus", se instituyeron como programas de atracción de inversiones a través de incentivos que buscan diferenciar las inversiones antiguas de las nuevas y cuya institucionalidad reposa en la aprobación "*ad referendum*" del Ministro de Planificación una vez averiguados los aspectos técnicos de las inversiones presentadas ante la Secretaría de Energía de la Nación.

Strange posee vasta literatura sobre la creciente relación entre Estados nacionales y empresas transnacionales. En *States, Firms and Diplomacy* (1992), la autora describe la relación de regateo entre empresas interesadas en expandir sus mercados en un ambiente crecientemente competitivo donde no-internacionalizarse significa ser tragado por la competencia y donde los Estados nacionales desean aumentar la riqueza nacional

en un ambiente en que la transferencia de tecnología y movilidad de capitales financieros y productivos son cada vez más fluidos e independientes del control estatal.

En las palabras de la autora:

“Again and again we found that the transnational firm has command of an arsenal of economic weapons that are badly needed by any state wishing to win world market shares. The firm has, first, command of technology; second, ready access to global sources of capital; second, ready access to major markets in America, Europe and, often, Japan. If wealth for the state, as for the firm, can be gained only by selling on world markets – for the same reason that national markets are too small a source of profit for survival – then foreign policy should now begin to take second place to industrial policy; or perhaps, more broadly, to the successful management of society and the efficient administration of the economy in such a way as to outbid other states as the preferred home to the transnational firms most likely to win and hold world market shares....

While bargaining assets of the firm are specific to the enterprise, the bargaining assets of the state are specific to the territory it rules over. The enterprise can operate in that territory – even if it just sells goods or services to people living there – only by permission and on the terms laid down by the government. Yet it is the firm that is adding value to the labor, materials and knowhow going into the product. States are therefore competing with other states to get the value-added done in their territory and not elsewhere. That is the basis of the bargain.” (Strange, 1992, pág. 7)

En el caso del sector de hidrocarburos, la lógica del poder de regateo entre empresas transnacionales y Estados nacionales depende básicamente de dos factores: la existencia de recursos en un territorio y de cuán relevantes sean estos recursos (en términos de volúmenes) para el mercado internacional; y cuán tecnológica y financieramente exigentes sean su exploración y producción. Veremos que en el caso argentino post-privatización, las reservas de hidrocarburos probadas declinaron crecientemente en relación con el pasado y aún más en comparación con los demás productores de la región. Las necesidades de financiación locales también crecieron vertiginosamente, quedando Argentina cada vez más dependiente de los recursos de las

empresas privadas, ya que el Estado nacional perdió su capacidad productiva y financiera de invertir. En términos tecnológicos, las empresas transnacionales son cada vez más relevantes para el país ya que dominan técnicas de exploración y producción de recursos no-convencionales y en aguas profundas, tecnologías poco difundidas localmente.

Ambos, Oman y Strange, enfatizan que el crecimiento de la competencia entre Estados nacionales por inversiones consideradas estratégicas también puede darse en el ámbito subnacional. Aunque Oman menciona Argentina como un ejemplo de sistema centralizado (en comparación con Brasil) donde las Provincias no tienen independencia para conceder incentivos a los inversores (Oman, 2000), el autor se limita al sector automotriz y no toma en consideración la federalización de los recursos energéticos implementada en los años '90. Dicha medida abrió espacio para este tipo de competencia en el sector de hidrocarburos entre las Provincias argentinas, con los posibles beneficios e inconvenientes que la disputa por inversiones entre sub-unidades nacionales puede traerle al desarrollo nacional.

En los próximos capítulos veremos cómo se dio el proceso histórico de formación y evolución de la industria de hidrocarburos argentina; cómo se dio su privatización, desregulación y oligopolización; y cómo estos factores terminaron generando un sector donde la “destrucción creativa” y los “mercados disputados” le cedieron el lugar a un sector crecientemente rentista, emisor de divisas y ganancias y dependiente del favor de los gobiernos de turno a través de deficientes políticas de incentivos a nuevas inversiones.

## **CAPÍTULO II: ORÍGENES Y EVOLUCIÓN DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS ARGENTINO**

Para entender la actual política energética argentina y señalar sus rasgos, logros y deficiencias es antes necesario hacer un balance histórico de cómo la industria de hidrocarburos local se ha transformado en un sector básicamente privado y transnacional y cómo el Estado ha promovido y reaccionado frente a esta transformación.

Con matices, la dialéctica histórica y política del sector energético argentino ha girado alrededor de ideas nacionalistas, por un lado, y liberal-conservadoras, por otro. De manera simplificada, en estos dos grupos se dividen los que defienden un Estado productor, monopólico y protector del carácter estratégico de los recursos energéticos nacionales y los que defienden un Estado puramente regulador, con un mercado energético libre y de carácter esencialmente económico. Aunque presente desde el descubrimiento del petróleo en Argentina, en 1907, esta oposición de ideas ha cobrado fuerza y prominencia en la política nacional a partir de 1958.

La clase política local pocas veces eligió políticas energéticas intermedias y nunca obtuvo un consenso amplio entre los actores productivos. Como resultado, en las últimas seis décadas la política energética argentina pasó por más de seis giros entre un extremo ideológico y otro. Como veremos, las consecuencias de estos vaivenes políticos en un sector capital-intensivo con inversiones iniciales de alto riesgo y retornos financieros de largo plazo han ido en contra de los objetivos generales de desarrollo económico y seguridad energética.

### **II.1 El nacimiento de una industria**

El primer hallazgo de petróleo en Argentina se dio en territorio patagónico en 1907 donde hoy se encuentra la ciudad de Comodoro Rivadavia. La empresa petrolera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) fue creada quince años después, en 1922, por el presidente radical Hipólito Yrigoyen. YPF sería responsable de actuar en toda la cadena de valor del negocio petrolero, desde la exploración hasta el transporte y comercialización

de los derivados<sup>7</sup>. Para ello, la empresa recibió capitales públicos que fueron invertidos en áreas con reservas probables.

En ese entonces, la empresa estatal competía con otras, privadas, verticalmente integradas y ya actuantes en el país, como era el caso de Shell, Standard Oil de New Jersey (ESSO en Argentina) y ASTRA, de capitales argentinos. En 1935, a tan sólo doce años de la creación de YPF, la empresa estatal ya era responsable del 40% de la producción del petróleo argentino.

Con el objetivo de normar específicamente la actividad de exploración y producción petrolífera, la Ley N° 12.161 de 1935 modificó el Código de Minería, que hasta entonces regía la actividad petrolera nacional. Si bien esta ley creaba un régimen ecléctico que permitía la concurrencia del Estado a través de YPF y la participación privada a través de concesiones y sociedades mixtas, YPF fue favorecida por varios decretos presidenciales que extendieron por veinte años la declaración de zona de reserva para la empresa estatal a casi todo el territorio nacional. De esa manera, la posibilidad de participación privada en esta actividad, permitida por la Ley N° 12.161, resultaba impracticable en nuevos yacimientos.

En 1949, con la reforma de la Constitución Nacional bajo el gobierno del entonces presidente Juan D. Perón, los yacimientos de hidrocarburos fueron considerados bienes imprescindibles e inalienables de la Nación, en contraposición con lo establecido por la Ley N° 12.161 de 1935, que los declaraba propiedad de las Provincias en que se hallaren (Kozulj y Bravo, 1993).

Los cambios estructurales que la economía argentina experimentó entre las décadas de 1930 y 1950 fueron descomunales. El rápido proceso de urbanización e industrialización que vivía el país multiplicó las necesidades de importaciones de bienes de capital y de materias primas para la naciente industria nacional. En 1951, 1952 y 1953, el impacto de esos rubros sobre la balanza comercial significó el 15,1, el 21,2 y el 22,9%, respectivamente, del valor total de las importaciones argentinas (Rapoport, 2000).

En 1955, la masa total de divisas obtenidas por las exportaciones argentinas oscilaba alrededor de los US\$ 2.000 millones, mientras que el petróleo, el acero, herramientas y

---

<sup>7</sup> Con la creación de Gas del Estado en 1946, YPF dejó de ser responsable por el transporte y la distribución del gas natural, transfiriendo a la nueva empresa tales responsabilidades.

derivados le costaban al país unos US\$ 600 millones en importaciones. El constante aumento de las importaciones de estos productos fortaleció el reclamo de los que defendían un mayor desarrollo de la industria pesada nacional y la producción de petróleo local. Sin embargo, el principal proveedor de tecnologías, capitales y herramientas para estos sectores, los Estados Unidos, había bloqueado durante años la venta de bienes de capitales intermedios que pudieran facilitar el desarrollo de la industria local y perjudicar las exportaciones norteamericanas.

Con la creciente salida de divisas del país, el segundo gobierno de Perón (1952-1955) intentó revertir la situación a través del capital extranjero en los sectores donde aquél creía que los capitales nacionales eran insuficientes para abastecer la demanda local. De esta manera, en los primeros meses de 1955 fue establecido un precontrato de concesión con la subsidiaria local de *Standard Oil of California*, posteriormente sometido al Congreso Nacional. Este contrato preveía importantes inversiones locales y transferencias tecnológicas al país. No obstante, este plan nunca llegó a ser implementado, pues el golpe de estado de 1955 puso fin al proyecto.

## **II.2 1958 – 1963: La “eterna contradicción” y el primer gran giro<sup>8</sup>**

El gobierno peronista es depuesto, la Constitución de 1949 derogada y luego de un período de dictadura se reanudan las elecciones nacionales. Arturo Frondizi es electo presidente contando con los votos de los peronistas, que no pudieron votar directamente a su líder, entonces en el exilio.

Al asumir, el nuevo presidente electo encontró un Estado que se hallaba en virtual cesación de pagos. Las importaciones del primer trimestre de 1958 habían alcanzado la suma de US\$ 288,7 millones de dólares que, comparadas con las exportaciones, determinaban un saldo negativo equivalente a US\$ 45,8 millones. Del total de las importaciones, US\$ 51,8 millones pertenecían al rubro petróleo y combustibles (Bernal, 2005).

Presionado por la situación macroeconómica y desviándose de sus promesas iniciales de aplicar una política de monopolio de YPF, Frondizi se basó en el Decreto 933/58<sup>9</sup> del

---

<sup>8</sup> Por giro se entiende el carácter abrupto del cambio de las políticas energéticas aplicadas por un gobierno en relación con las políticas y contratos firmados por los gobiernos anteriores.

gobierno *de facto* inmediatamente anterior para firmar una serie de contratos petroleros de perforación y exploración con varias empresas privadas.

En contradicción con este decreto, el Congreso Nacional aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos, la Ley N° 14.773 de 1958, que modificó la Ley N° 12.161 de 1935 y estableció el dominio nacional sobre los hidrocarburos, delegando la responsabilidad de las actividades petroleras y gasíferas a las empresas estatales YPF y Gas del Estado. El aspecto central de esta ley era la prohibición del otorgamiento de concesiones a particulares. No obstante, según los defensores de los contratos con empresas privadas, éstos eran una forma de asegurar importantes inversiones privadas sin que eso significara que los contratistas fuesen dueños del petróleo y del destino del mismo.

Los contratos suscritos en 1958 fueron de perforación con cuatro empresas y de exploración y desarrollo con otras diez. A la vez, YPF implementó un inédito programa de exploración y producción que aumentó los pozos perforados de 309 en 1957 a 684 en 1961, año en el cual, sumando los pozos perforados por los contratistas de perforación y explotación, llegaron a un total de 1.613 (Bernal, 2005, en referencia a Sabato, 1974). Como podemos ver en la tabla II.1, la producción de petróleo por YPF, sin el aporte de los contratistas, pasó de 4,7 a 10,4 millones de metros cúbicos en los años mencionados. Como resultado, entre 1958 y 1962 se perforaron más pozos que en el cuarto de siglo anterior; la producción de petróleo creció de casi 5,7 millones de m<sup>3</sup> en 1958 a 15,6 millones de m<sup>3</sup> en 1962; y los costos de importación (tabla II.2) disminuyeron del 58% de las importaciones totales en 1958 a sólo el 7% en 1962.

**Tabla II.1**  
**PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO (EN MILES DE M<sup>3</sup> DE 1958-1962)**

	YPF	Empresas Privadas	Por Contratos	Total
1958	4.963,7 (87,5%)	705,2 (12,5%)	-	5.668,9
1959	6.127,2 (86,5%)	633,3 (8,9%)	326,9 (4,6%)	7.087,4
1960	7.126,1 (70,2%)	561,7 (5,5%)	2.465 (24,3%)	10.152,9
1961	9.134,6 (68%)	520 (3,9%)	3.773,7 (28,1%)	13.428,3
1962	10.437,7 (66,85%)	487 (3,1%)	4.688,8 (30,05%)	15.613,5

*Fuente: Martín, 2006, pág. 89, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

<sup>9</sup> El Decreto 933/58, entre otras cosas, autorizaba la efectucción de contratos de locación de obras y servicios de forma directa.

**Tabla II.2**  
**PARTICIPACIÓN DEL PETRÓLEO IMPORTADO EN EL CONSUMO APARENTE (EN**  
**MILES DE M<sup>3</sup> DE 1958-1962)**

	Petróleo importado	Consumo Aparente
1958	7.555,3 (58%)	13.034
1959	5.943,8 (47%)	12.651
1960	3.684,6 (27%)	13.627,6
1961	2.082 (14%)	14.849,3
1962	1.215,4 (7,2%)	16.771,5

*Fuente: Martín, 2006, pág. 90, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

En este período, se comenzó a dar la paradoja de que las empresas privadas centraran sus actividades en el aumento de la producción de los campos de reservas comprobadas o de exploración de muy bajo riesgo que les fueron transferidos por YPF. Estas empresas, siendo en gran parte extranjeras, remitían al exterior sus beneficios y adquirían fuera del país casi todo el equipo y elementos, así como también los servicios técnicos adicionales, que necesitaban para su actividad. De este modo, anulaban posibles beneficios que la producción nacional pudiera traer al balance de pagos nacional. El hecho de que estas empresas prácticamente no invirtieran en exploración de nuevas reservas, y sólo YPF lo haya hecho, fortaleció la posición de aquellos que cuestionaban los beneficios de la participación de privados en el sector de hidrocarburos.

### **II.3 1964 – 1966: El segundo giro**

Fuertemente respaldado por quienes se oponían a la apertura petrolera a sectores privados, Arturo Illia asume la presidencia, luego de un golpe militar que derrocó al presidente Arturo Frondizi, y organizó elecciones presidenciales semi-libres, ya que el Peronismo continuaba proscrito. Inmediatamente después de electo, Illia revertió a YPF las áreas cedidas a los contratistas bajo pago de indemnización.

Durante el breve período en el cual Arturo Illia ocupó el poder, Argentina vivió un fuerte crecimiento económico que se tradujo en aumento de la demanda energética. La falta de inversiones privadas en producción y exploración hizo que YPF aumentase su



participación en la producción nacional de petróleo y las importaciones ganasen fuerza, como vemos en las tablas II.3 y II.4. En este período comenzó la construcción de obras para disminuir la dependencia petrolera mediante el creciente uso del gas natural para la producción eléctrica, así como las inversiones en energía hidroeléctrica y nuclear.

**Tabla II.3**

**PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO (EN MILES DE M<sup>3</sup> DE 1953-1966)**

	YPF	Empresas Privadas	Por Contratos y áreas recuperadas	Total
1963	10.318,6 (66,8%)	421,9 (12,5%)	4.703,6 (30,5%)	15.444,1
1964	10.779,1 (67,6%)	345,6 (8,9%)	4.817,9 (30,2%)	15.942,6
1965	10.197,9 (65,2%)	313,6(2,1%)	5.113,2 (32,7%)	15.624,7
1966	12.163,8 (73%)	293,5 (1,8%)	4.198,1 (25,2%)	16.655,4

*Fuente: Martín, 2006, pág. 108, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

**Tabla II.4**

**PARTICIPACIÓN DEL PETRÓLEO IMPORTADO EN EL CONSUMO APARENTE (EN MILES DE M<sup>3</sup> DE 1953-1966)**

	Petróleo importado	Consumo Aparente
1963	949,6 (5,8%)	16.306,6
1964	1.707,9 (9,85%)	17.334,4
1965	4.203,3 (21,5%)	19.494,9
1966	4.122,6 (20%)	20.566,4

*Fuente: Martín, 2006, pág. 108, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

**II.4 1967 – 1972: El tercer giro**

Antes de haber completado tres años de gobierno el Presidente Illia es derrocado por un golpe militar. Una vez en el poder, el General Juan Carlos Onganía revalidó los contratos cancelados por el gobierno anterior y dictó la Ley N° 17.319 de 1967, marcando un hiato en la política de apertura de la industria petrolera argentina por propiciar la participación del sector privado en todos los eslabones de la cadena productiva del petróleo y gas.

El nuevo “Régimen de Exploración” elaborado por el gobierno *de facto* otorgaba “Reconocimientos Superficiales” y “Permisos de Exploración”. Mediante los “Reconocimientos Superficiales” cualquier empresa podría realizar trabajos geológicos-geofísicos en cualquier lugar del país, excepto en áreas concedidas o de reserva estatal, sin que esto generase derechos adquiridos. Los “Permisos de Exploración” se otorgarían sólo en las denominadas zonas posibles (es decir, sin reservas comprobadas) mediante concurso público, quedando prohibida la participación de personas jurídicas extranjeras de derecho público. Las inversiones y gastos correrían a exclusivo riesgo de los permisionarios que, en caso de descubrir yacimientos comercialmente explotables, tendrían derecho a obtener una concesión de explotación.

En las “Actividades de Producción” se otorgarían “Concesiones de Explotación” a aquellos permisionarios de exploración que descubriesen hidrocarburos en su área, así como también por concurso sobre zonas probadas. Estos concesionarios deberían pagar regalías, pasando a tener el dominio de los hidrocarburos que extrajesen. Para poder exportar el crudo producido, estas empresas tendrían que tener la autorización previa del poder Ejecutivo, que sólo otorgaría las licencias una vez alcanzada la autosuficiencia energética.

La Ley N° 17.319 también estableció que los precios internos no podrían ser inferiores a los internacionales y que, en caso de aumentos extraordinarios en los precios internacionales, los precios nacionales se basarían en los costos internos, más las amortizaciones y un interés razonable.

Durante este período se otorgaron 21 permisos para tareas de exploración sin ningún éxito exploratorio. Sin embargo, se formalizaron cinco contratos entre YPF y empresas privadas nacionales en yacimientos con reservas comprobadas que ya estaban siendo exploradas por YPF, con Pérez Compac, Bridas y Astra como las más favorecidas (Kozulj y Bravo, 1993).

El fracaso de las empresas privadas en encontrar nuevas reservas debido a sus bajísimas inversiones en exploración explica por qué el aumento de las reservas comprobadas de 350 a 394 millones de m<sup>3</sup> ocurriera esencialmente gracias al esfuerzo de YPF. Mientras tanto, el aumento de la producción de 18.2 a 25,2 millones de m<sup>3</sup> en el período 1967-1972 fue compartido entre la empresa estatal y los contratistas, que

aumentaron su participación en la producción total de petróleo del 24,5% en 1967 a un 29,5% en 1972 (tabla II.5). Como resultado del fuerte aumento de la producción, las importaciones de crudo y derivados cayeron de 4,1 millones de m<sup>3</sup> en 1966 a 1,74 millones de m<sup>3</sup> en 1972 (tabla II.6).

**Tabla II.5**  
**PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO (EN MILES DE M<sup>3</sup> DE 1967-1972)**

	YPF	Empresas Privadas	Por Contratos y áreas recuperadas	Total
1967	13.772,1 (75,5%)	268	4.191,5	18.231,6
1968	15.113,8 (75,7%)	237,7	4.599,6	19.951,1
1969	14.873,7 (71,9%)	212,1	5.595,5	20.681,1
1970	15.379,5 (67,5%)	197,6	7.221,3	22.798,4
1971	16.938,9 (69%)	186	7.440,4	24.565,3
1972	17.676,4 (70%)	181,2	7.335,6	25.193,2

*Fuente: Martín, 2006, pág. 128, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

**Tabla II.6**  
**PARTICIPACIÓN DEL PETRÓLEO IMPORTADO EN EL CONSUMO APARENTE (EN MILES DE M<sup>3</sup> DE 1967-1972)**

	Petróleo importado	Consumo Aparente
1967	2.913,9 (14%)	20.849,9
1968	2.358,5 (10,8%)	21.830,4
1969	2.602,2 (12%)	23.072,6
1970	1.749,7 (7,15%)	24.499,8
1971	2.473,2 (9,3%)	25.676
1972	1.740,6 (6,5%)	26.897,9

*Fuente: Martín, 2006, pág. 129, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

Otro rasgo sobresaliente de la política energética llevada a cabo durante este período fue una mayor extracción de gas natural como consecuencia de una acción deliberada que apuntó a expandir su consumo en el país. Como demuestra la tabla II.7, el consumo energético total que en 1970 se acercó a los 30 millones de TEP (un 27% más que en

1965) era cubierto en un 18% por el gas natural. Entre 1970 y 1972 se produjeron más de 24.000 millones de m<sup>3</sup> de gas natural, de los cuales prácticamente el 90% lo produjo YPF, sin contar con el aporte de las áreas recuperadas en 1964, que habían vuelto a ser recontratadas por particulares. El consumo de gas natural en las usinas térmicas alcanzó 1237 millones de m<sup>3</sup>, 2,5 veces más que en 1965 (Martín 2006).

**Tabla II.7**  
**CONSUMO ENERGÉTICO (EN MILES DE TEP DE 1970-1972)**

	Combustibles sólidos	Derivados del petróleo	Gas natural	Hidroelectricidad	Total
1970	2.955,1	21.266 (71,1%)	5.228 (17,5%)	444	29.894
1971	2,853,3	22.814 (72%)	5.571 (17,6%)	441	31.680
1972	2,643,6	23.281 (71,3%)	6.309 (19,3%)	429	32.664

*Fuente: Martín, 2006, pág. 126, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

## II.5 1973 – 1975: La vuelta de Perón y el cuarto giro

En los tres años que van desde la elección de Perón como presidente de la República Argentina, su muerte, la asunción de Isabel Perón a la presidencia y el golpe militar que la derrocará, hubo un gran, aunque breve, giro en la política energética argentina. Este giro impactó fuertemente en los eslabones inferiores (*downstream*) de la cadena de valor del petróleo con la nacionalización de las bocas de expendio. En el sector de exploración y producción (*upstream*) no se firmaron nuevos contratos de exploración y producción con empresas privadas.

Debido al clima de incertidumbre política, las empresas privadas disminuyeron aún más sus ya escasas inversiones y cayó el aporte privado a la producción total, que también disminuyó, pasando de 25,2 millones de m<sup>3</sup> en 1972 a 23 millones en 1975. Ello implicó una igual suba de las importaciones de 1,8 a 3,3 millones de m<sup>3</sup>. Entre estos mismos años, a causa de las políticas de sustitución energética por gas natural que se implementaron, disminuyó el consumo de derivados de petróleo. Esta tendencia continuó en el mediano plazo con la incorporación de generación eléctrica hidráulica y nuclear (Kozulj y Bravo, 1993).

## II.6 1976 – 1983: El quinto giro y el secuestro de la renta petrolera

Enfrentados con la caída de la producción de hidrocarburos y la fuerte disminución de las reservas comprobadas, el nuevo gobierno *de facto* promulgó el Decreto-Ley N° 21.778 de 1978, denominado “Contratos de Riesgo”, en complemento de la Ley N° 17.319. El nuevo decreto permitía la vinculación de las empresas estatales al sector privado con el objetivo de disminuir los montos públicos necesarios para el aumento de las reservas comprobadas y la producción, especialmente en la plataforma continental.

En lo que se refiere a la exploración, los resultados en el aumento de reservas comprobadas fue nulo. Bajo el decreto fueron firmados ocho contratos de riesgo en áreas terrestres y seis en la plataforma continental, siendo el riesgo exploratorio totalmente asumido por el contratista, como dictaba la Ley N° 17.319. En caso de éxito, los yacimientos no tendrían concesión automática y el contratista tendría que venderlos a la empresa estatal basándose en los precios internacionales.

Por otro lado, la entrega de las reservas comprobadas y los yacimientos en plena producción a contratistas fue “exitosa”. Entre 1976 y 1983 se formalizaron 24 contratos de producción, amparados por la Ley N° 17.319, que cubrían todas las cuencas sedimentarias productivas y una plataforma marítima de Tierra del Fuego considerada de exploración de bajísimo riesgo, como se comprobó tras los éxitos inmediatos de las perforaciones (Kozulj y Bravo, 1993).

Por ejemplo, sólo en el primer llamado a licitación pública, se obligó a YPF a transferir a empresas privadas, sin cargo alguno, nueve yacimientos en explotación. A uno de ellos, denominado “25 de Mayo”, transferido a las empresas Bidas y Pérez Compac, le correspondían 2.845 m<sup>3</sup> diarios, es decir, un nivel anual de 1.038.425 m<sup>3</sup> de petróleo. En cifras absolutas, el sector privado saltó de una extracción de 5,9 millones de toneladas de petróleo en 1976 a casi 11 millones en 1980, año en el que su participación alcanzó un 40% de la producción total (Bernal, 2005). Aun tratándose de inversiones de bajísimo riesgo, las empresas contratistas no incrementaron significativamente sus volúmenes producidos por recuperación secundaria y en algunos casos, como en el “25 de Mayo”, YPF entregó el campo con las instancias requeridas para la recuperación secundaria ya terminadas. Como resultado, el esfuerzo de perforación de pozos de exploración de máximo riesgo minero recayó prácticamente en su totalidad sobre YPF, ya que en el

período de 1977-1985 ella perforó 942 pozos nuevos (el 98,1% del total) frente a los sólo 18 realizados por los contratistas (Ibíd.).

Los montos de inversión comprometida y los precios del petróleo producido por los contratistas constaban en los contratos firmados. Pero gracias al retraso cambiario de la Argentina en ese período, y dado que los precios fueron fijados en moneda local, el crudo extraído por los contratistas y vendido a YPF pasó de 3,40 US\$/bl a 9,70 US\$/bl en 1980. Los precios en dólares aumentaron tanto que llegaron a superar los precios vigentes en los contratos de riesgo. Sin embargo, los contratistas no realizaron las inversiones prometidas y en ningún momento fueron penalizados por esto.

Al contrario, cuanto se produjo una devaluación cambiaria en 1981 y 1982, llevando los contratos a los niveles iniciales de precios en dólares, los contratistas presionaron por mayores precios en un momento en el que el precio internacional del crudo comenzaba a caer. Sin embargo, los precios no debían estar relacionados con los costos de producción de YPF ni con los precios internacionales sino con los costos de producción de las áreas que fueron transferidas gratuitamente y con prácticamente toda la infraestructura de producción instalada por YPF.

Como la renta extra recibida por los contratistas no fue reinvertida en más exploración y explotación, la producción comenzó a declinar en 1982. Los contratistas ya tenían una importante participación en la producción total del país, con lo cual la caída en su producción significó un gran incentivo para que el gobierno *de facto*<sup>10</sup> aceptase una vez más la renegociación de precios.

Los precios en la boca de pozo fueron prácticamente duplicados por el gobierno entrante, que tenía la opción de aceptar o rechazar la renegociación. De esa manera, en 1984 YPF tenía que pagar alrededor de 12 US\$/bl a los contratistas en un contexto en que su propia producción le costaba mucho menos, aún cuando YPF era la única en invertir en exploración. A pesar de ello, la empresa estatal logró incrementar levemente su producción a una tasa media anual del orden del 1,8% entre 1976 y 1983 pasando de los 295 mil barriles diarios a 333 mil. Este aumento de producción, más la disminución del consumo traído por los proyectos de gas natural, hidroelectricidad, energía nuclear y modernización de destilerías, garantizó por primera vez el autoabastecimiento de petróleo

---

<sup>10</sup> El mismo gobierno les había transferido las áreas de explotación gratis y no había reclamado los contratos por la falta de inversiones previstas.

en 1982 y un saldo positivo de US\$ 250 millones en 1983. Las reservas comprobadas de petróleo pasaron de 380 millones de m<sup>3</sup> en 1976 a 390 millones en 1983, una vez más, básicamente gracias al esfuerzo de YPF. La relación reservas/producción cayó de 16,5 años en 1976 a 13,4 años en 1983.

**Tabla II.8**

**PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO (EN MILES DE M<sup>3</sup> 1975 Y 1983)**

	YPF	Por Contratos	Otras empresas	Total
1975	16.624 (72,4%)	6.184 (26,9%)	154	22.963
1983	18.494 (65%)	9.443 (33,1%)	532	28.474

*Fuente: Martín, 2006, pág. 162, a partir de información presente en el Anuario Estadístico (Boletines de combustibles) de la Secretaría de Energía*

La disminución de la producción y de las reservas comprobadas de YPF se debió también a otros motivos. Entre 1976 y 1980 el precio promedio del combustible disminuyó progresivamente. Mientras el precio internacional aumentaba, el precio interno llegó a bajar a niveles inferiores a los de 1960. Esto impactó duramente YPF, que tuvo que hacer frente sola a los subsidios para los consumidores, a la vez que pagaba más a los contratistas privados por el petróleo que estaba obligada a comprarle a éstos.

La manera que YPF encontró para cerrar sus cuentas fue a través del endeudamiento, pero también aquí la empresa fue utilizada como canal de apropiación de renta. Según expone Bernal, el mecanismo de endeudamiento fue el siguiente:

“Mientras que el equipo económico negaba un aumento de tarifas a empresas públicas, les obligaba a pedir créditos en el extranjero, aún cuando no lo necesitaban. Al arribar los dólares del exterior al Banco Central, el Ministerio de Economía daba la orden de, primero, no entregarlos a las empresas estatales que los pidieron, sino darles sólo los pesos correspondientes al cambio oficial (que era artificialmente menor que el cambio ‘libre’, o sea, el del ‘mercado’). Segundo, el Banco Central podía luego retener esos dólares en sus arcas (o bien depositarlos en un banco extranjero), y tercero, venderlos en el ‘mercado’, estimulando la ‘bicicleta cambiaria’ y la preservación de la ‘tablita cambiaria’.” (Bernal, 2005, pág. 106)

Entre febrero de 1979 y marzo de 1980, YPF fue obligada a tomar 153 préstamos en el exterior a plazos no mayores de seis meses. De un endeudamiento de sólo US\$ 350 millones a fines de 1975 se pasó a US\$ 1.322 millones al 31 de diciembre de 1978, alcanzando los US\$ 4.644 millones a principios de 1983 (Ibíd.).

Las principales consecuencias de estas políticas fueron: la transferencia directa de renta de los contribuyentes y consumidores hacia los sectores empresariales cercanos al *status quo* político, sin ningún beneficio a cambio; una fuerte fragilización de YPF; y el descontento de la población con la empresa, que era vista como ineficiente y deficitaria únicamente gracias a sus problemas internos.

## II.7 1984 – 1988: El *no-giro* Radical

Históricamente, el Partido Radical apoyó el protagonismo estatal en la actividad petrolera. No por causalidad el presidente radical Hipólito Yrigoyen creó YPF en 1922 y Arturo Illia revertió a YPF las áreas que el gobierno anterior había cedido a los contratistas bajo pago de indemnización. Por eso las políticas liberalizantes y pro-mercado del gobierno de Raúl Alfonsín, electo en 1983, representaron una ruptura con la tradición del nacionalismo petrolero del Partido Radical.

La primera decisión del gobierno de Alfonsín en materia energética fue aceptar la renegociación de precios de boca de pozo hecha por el gobierno *de facto* anterior, lo que implicó un costo extra de US\$ 500 millones para YPF hasta 1986. Asimismo, los decretos N° 3.870/84, 5/85 y 145/85 volvieron a renegociar los precios y dieron condiciones aún más ventajosas para los contratistas, estableciendo precios fijos en un momento en que los precios internacionales del petróleo se desplomaban.

Los decretos establecieron que cada tres años los precios serían revistos en función de las inversiones hechas por los contratistas. Lo más llamativo de tales decretos es que, aunque supuestamente premiaban nuevas inversiones, también eliminaban el sistema de valores básicos<sup>11</sup> y excedentes y otorgaban un sólo precio general, cuando el sistema anterior había sido impuesto justamente para incentivar nuevas inversiones. Como los contratistas no habían realizado nuevas inversiones, ellos no disfrutaron de los beneficios

---

<sup>11</sup> Producción que surgía de la declinación natural de los yacimientos.



de precios excedentes más elevados. Una vez más, los contratistas lograron precios más altos aún eludiendo sus obligaciones de invertir.

La persistente disminución de las reservas hizo que el gobierno radical lanzara el Plan Houston. Bajo los decretos N° 1.443/85 y N° 623/87, se ofrecieron 165 áreas sobre una extensión de 1.334.000Km<sup>2</sup> del territorio nacional para la exploración y explotación de hidrocarburos por empresas privadas. Los contratos tenían tres fases: un período prospectivo de tres años; cuatro años para perforar pozos; y finalmente un año para evaluar la viabilidad económica de los yacimientos encontrados.

En caso de éxito, el contratista tenía derecho de explotación por veinte años y la retribución sería del 70 al 85% del precio internacional. El costo para YPF llegaba al 82 o 97% del precio ya que la empresa estatal debía hacerse cargo del pago de las regalías. El Plan Houston tuvo 5 rondas hasta que el Decreto N° 38 de 1991 le puso fin, y tuvo como resultado 165 áreas concursadas con 77 adjudicaciones, 19 de ellas en forma directa, de las cuales solo se formalizaron alrededor de 61 contratos (Kozulj y Bravo, 1993).

Sin embargo, como señalan Kozulj y Bravo (Ibíd.), muchas de estas áreas tenían muy bajo riesgo exploratorio y eran casi de explotación, como en los casos de Huantraico y Añelo, donde se descubriría petróleo en la perforación de los primeros pozos. Esto es, prácticamente no se produjeron reales descubrimientos.

La pérdida de grandes áreas de exploración y producción disminuyó el esfuerzo exploratorio de YPF, cuyos pozos exploratorios cayeron de un número de 148 en 1985 a solamente 87 en 1987. A la vez, la contrapartida de las empresas privadas fue casi nula. Las áreas de mayor riesgo, como las áreas marinas adquiridas por Esso, fueron revertidas o tuvieron inversiones de “fondo perdido”, como fue el caso de Shell y Marathon en la cuenca Chaco-Paranaense.

Las reservas cayeron en 1988 a 362 millones de m<sup>3</sup> desde los 390 millones de 1983, manteniéndose la relación reservas/producción en 13,8 años debido a la disminución del consumo, producto de la sustitución por otras fuentes energéticas y por la recesión económica. La producción de petróleo disminuyó desde 28,5 millones de m<sup>3</sup> en 1983 a 25,2 millones en 1986. La declinación provino tanto de YPF como de los contratistas. En

este último caso, a pesar de las reiteradas y favorables renegociaciones de precios que obtuvieron (Ibíd).

Una posible explicación de la falta de inversión en las áreas licitadas para los contratistas en el marco del Plan Houston puede encontrarse en la estrategia de las empresas privadas de detentar áreas en un momento en que los negocios del nuevo marco regulatorio estaban prestos a ser establecidos. Es decir, los actores privados tenían grandes expectativas de que el marco regulatorio del sector de hidrocarburos argentino fuera profundamente reformulado en beneficio de sus intereses. Por eso, convenía participar de las licitaciones sin que eso implicara la concreta e inmediata inversión en las áreas adquiridas.

De esa manera, el Plan Houston evidenció que mientras los actores privados tuvieran opciones menos arriesgadas y con retornos más altos, ellos naturalmente les darían preferencia. Ello explica en gran medida la aversión de las empresas privadas argentinas (y extranjeras) a invertir seriamente en exploración y explotación en el país. Cuando actividades rentistas son más rentables que inversiones de riesgo, ellas son las preferidas.

Enfrentados al fuerte endeudamiento y la continua disminución de las reservas y la producción de YPF, se implementó el Plan Huergo (Decretos N° 1.758/87, 631/87 y Resoluciones N° 39/88 y 50/88). El Decreto N° 1.758/87 reconoció un sustancial aumento del precio del crudo producido por YPF, que subió más de 45% en relación con el precio anterior y fijándose en 80% del precio internacional. De este modo, se revertiría la insólita condición de YPF, que vendía crudos a refinerías privadas como las de Shell y Esso no sólo por debajo del precio internacional sino también por debajo del pago a los contratistas. La Resolución N° 50/88 modificó los precios de venta, y el Decreto N° 631/87 permitió al Tesoro Nacional compensar a YPF por la diferencia entre los precios. El Plan Comodoro Rivadavia complementó el Plan Huergo en el objetivo de aumentar las tareas exploratorias en las áreas que aún pertenecían a YPF.

Como resultado de estas políticas, el promedio mensual de pozos perforados que había sido de 49 en 1987, se incrementó a 62, siendo creciente la cifra a partir de abril de aquel año, incrementándose hasta un promedio de 77 pozos mensuales entre septiembre de 1987 y enero de 1988. Por otra parte, la mejora en los precios reales recibidos por YPF entre 1987 y 1988 dio lugar a un súbito incremento de la producción en los mayores

yacimientos de la empresa, como lo evidenció la producción de Vizcacheras, Barrancas, Puesto Hernández y otros. Precisamente Vizcacheras y Puesto Hernández fueron dos de las cuatro áreas centrales en las que luego el sector privado entraría en asociación con YPF en porcentajes del 70 y 60% respectivamente (Kozulj y Bravo, 1993).

En ese entonces los contratistas ya tenían una gran proporción de las áreas explorables de Argentina, con lo cual el aumento de las reservas comprobadas y de la producción del país dependían cada vez más de estas empresas. La dependencia energética se sintió aún más entre 1987 y 1990 debido a la crisis del sector eléctrico, que demandaba mayor generación térmica, y las limitaciones de abastecimiento de gas natural por la falta de gasoductos. No obstante, para aumentar la producción los contratistas privados exigieron otra renegociación de precios. El Plan Olivos I atendió a esa demanda mediante el Decreto N° 1.812/87, que fijó precios para la producción básica equivalentes a los valores ya vigentes en cada contrato y, para la excedente, el 80% del precio internacional. En promedio, esto significó hacia 1988 situar el costo de los contratos en el orden de los 80 US\$/m<sup>3</sup>, o sea, con aumentos de hasta un 20% en relación con las renegociaciones de 1984/1985.

Sin embargo, en algunos casos se cuestionó la fijación de las curvas básicas de producción, que fueron puestas por debajo de su valor real para que las empresas obtengan una mayor proporción de producción “excedente”. Este fue el caso del contrato celebrado con Cadipsa N° 23.068, el 20 de julio de 1982, con un total de 78 pozos en producción. La curva de producción básica se obtuvo considerando sólo 33 de estos pozos, lo que conllevó una distorsión de los conceptos de producción básica y excedente. Este hecho quedó en evidencia además por la “rapidez” con que se incrementó la supuesta producción excedente (Ibíd.).

En 1987 la producción de petróleo total de Argentina alcanzó su menor valor desde 1976, llegando a 24,9 millones de m<sup>3</sup>. Pero los planes Huergo y Olivos I permitieron elevar la producción en 1988 hasta los 26,1 millones de m<sup>3</sup>, con incrementos de 800 mil m<sup>3</sup> en el caso de los contratistas y de 1 millón de m<sup>3</sup> para YPF.

Claramente, el gobierno de Alfonsín respaldó la política de transferencia de renta hacia el sector privado iniciada en el gobierno *de facto* anterior. La falta de un marco regulador claro y estable constituyó un fuerte incentivo para que las empresas privadas siguieran con su estrategia rentista y de exposición mínima al riesgo geológico (éste era asumido

por YPF). El análisis histórico nos lleva a creer que el único riesgo del negocio petrolero argentino en ese entonces era el político.

## **II.8 El camino hacia la privatización**

Los planes Huergo y Comodoro Rivadavia demuestran que la corriente nacionalista dentro del radicalismo seguía activa políticamente. Pero esta corriente perdió definitivamente espacio cuando el gobierno de Alfonsín puso en marcha el Petroplan en 1988. El Petroplan consistía en una transferencia masiva de áreas de exploración y producción de YPF hacia los actores privados, creando mayores libertades para la utilización del petróleo producido y abriendo espacio para un proceso de privatización más amplio. El plan tenía tres aspectos centrales: la transferencia de áreas marginales de YPF a las empresas privadas bajo el Programa de Áreas Marginales; *Joint Ventures* (JV) entre YPF y las empresas privadas para la exploración y producción de las principales áreas productoras bajo el Programa de Áreas Centrales; y la desregulación petrolera, implementada solamente durante el gobierno de Menem.

El Programa de Áreas Marginales consistía en la elaboración de “Uniones Transitorias de Empresas” (UTE) que serían aplicadas a 247 yacimientos de YPF. En cada uno de ellos YPF extraería el 12% de la producción por administración y la empresa privada lo restante. Estas uniones se darían luego de una licitación pública donde el adjudicatario sería el que ofreciera la mayor cantidad de dinero. Las empresas deberían pagar un beneficio mínimo garantizado del 18% a YPF a cambio de crudo de libre disponibilidad. Cada UTE tendría una duración de 20 años y las áreas a adjudicar serían más amplias que los yacimientos considerados marginales.

La amplitud geográfica de las áreas fue tan desproporcionada que se constituyó en un fuerte incentivo para los inversionistas privados, quienes adquirieron 132 yacimientos de los 247 ofrecidos inicialmente. De los 800 km<sup>2</sup> que cubrían estos yacimientos, 18.800 km<sup>2</sup> fueron transferidos.

El Programa de Áreas Centrales establecía JVs donde YPF mantendría la participación mayoritaria y la empresa asociada tendría que aportar “capitales de riesgo y tecnología” a los proyectos, obteniendo a cambio la libre disponibilidad del crudo en el porcentaje correspondiente a la asociación. De las 13 áreas centrales que YPF tenía, cuatro fueron

parcialmente privatizadas ya en el gobierno de Menem, pero al contrario de lo que establecía este plan, la participación de las empresas privadas fue mayoritaria.

Los sucesivos giros de la política energética argentina y la consecuente inseguridad jurídica en un sector económico con retornos de tan largo plazo afectaron duramente la disposición de los actores privados a invertir en el sector del *upstream* local. La falta de un consenso nacional o de canales de negociación y diálogo legítimos entre las corrientes nacionalistas y liberal-conservadoras contribuyó a esta inestabilidad.

Aún así, no faltaron críticas plausibles de académicos y organizaciones civiles que llamaban la atención sobre el fracaso de los “modelos de incentivos” dirigidos a inversores privados y hacían propuestas intermedias que podrían haber tenido más probabilidades de éxito. Las principales críticas apuntaban a que YPF no podía ser considerada el problema central de la política energética argentina cuando en los 32 años anteriores a 1990 fue la empresa responsable del 95% de los pozos perforados y de la adición del 99,3% de las reservas comprobadas. También se cuestionaba la continua ruptura de los compromisos de inversión por empresas privadas y la impunidad de que éstas gozaban.

Lo cierto es que este proceso creó importantes grupos privados nacionales que, gracias a las transferencias gratuitas de áreas de producción de YPF, habían acumulado capital financiero y técnico en el sector del *upstream*. Empresas como Pérez Compac, Bidas, Astra, Pluspetrol y Techint ganaron relevancia nacional junto a empresas extranjeras como AMOCO Argentina, Cities Services y Total, aparte de Shell y Esso presentes únicamente en el *downstream*. Aunque la participación de estas empresas en exploración haya sido casi nula, su creciente protagonismo en la producción total de crudo aumentó la presión política por la libre disponibilidad del crudo y la desregulación total de la industria de hidrocarburos argentina.

## CAPÍTULO III: LAS REFORMAS DE LOS '90

### III.1 Contexto Macroeconómico

Los últimos meses del gobierno de Alfonsín terminaron de manera drástica. Mientras Argentina se encontraba en cesación de pagos de la deuda externa (*default*), una inédita crisis hiperinflacionaria puso al país en estado de emergencia económica: la inflación anual llegó al 3.000% y el déficit público alcanzó el 8% del PBI.

Debido al caos económico el Presidente electo, Carlos Menem, asume en 1989, meses antes de lo esperado, en un intento de calmar los mercados y la sociedad e implementar medidas de control macroeconómico que fueran vistas como creíbles. La amenaza de repetición del episodio hiperinflacionario a fines de 1990 y comienzos de 1991 y la profunda crisis económica proporcionaron la legitimidad y el consenso necesarios para la implementación de profundas reformas económicas que se centraron en tres ejes: la apertura económica al comercio y mercado de capitales internacionales; la privatización de todas las empresas estatales y la desregulación de mercados; y la conversión de 1 peso argentino a 1 dólar estadounidense garantizado por una ley de paridad cambiaria. El objetivo era crear, lo más pronto posible, un ambiente de estabilidad monetaria, crecimiento económico y equilibrio fiscal.

El breve período de transición que siguió a la aprobación de la Ley N° 23.928 de 1991 inauguró un marco de moneda fuertemente apreciada en el cual se lanzó el Plan de Convertibilidad. La sobrevaluación de la moneda nacional respecto del dólar comenzó siendo de un 68% en relación con 1986; año en el que, según expertos, la tasa cambiaria media fue igual al nivel de equilibrio histórico de largo plazo, para subir luego a 120% debido al período de acomodación inflacionaria, manteniéndose en este nivel hasta fines de 2001. Los previsible desequilibrios estructurales de una moneda fija y fuertemente sobrevaluada fueron largamente ignorados, por lo menos hasta la crisis del peso mexicano en 1995.

La rápida privatización de las empresas del Estado contribuyó al éxito momentáneo del programa de reformas económicas y control inflacionario de varias formas:

a) al demostrar al mercado internacional y a la sociedad la “seriedad” de las reformas implementadas y el compromiso del nuevo gobierno con preceptos pro-mercado;

b) al atraer grandes capitales internacionales a través de la venta de activos, inversiones extranjeras directas y capitales financieros con tasas de interés relativamente bajas para financiar el balance de pagos deficitario del país;

c) al levantar recursos que ayudaron al Estado a equilibrar sus cuentas fiscales momentáneamente, además de librarse de los déficits de las empresas estatales.

Las privatizaciones fueron supuestamente “impuestas” como condición *sine qua non* para la renegociación de la deuda externa del país en el marco del Plan Brady de 1989, orquestado por los principales organismos financieros multilaterales.

Naturalmente, el sentido de urgencia atribuido a esas privatizaciones y la anestesia social traída por la esperanza del fin de la crisis económica e inflacionaria debilitaron el diálogo acerca de cómo debía ser conducido el proceso de privatización. El hecho de que el gobierno de Menem fuera peronista y tuviera un fuerte respaldo de los principales sindicatos del país contribuyó a silenciar la mayor parte de los sectores que más se oponían al proceso de privatización. Como veremos, la falta de debate público y de institucionalización del proceso de privatización sirvió para facilitar la transferencia del monopolio estatal a monopolios y oligopolios privados en varios de los sectores privatizados, de los cuales el sector energético es paradigmático de esta cuestión.

Durante el período de 1990-1993 la privatización de las empresas públicas trajo al Tesoro Nacional más de US\$ 9.736,7 millones en efectivo (US\$ 6.703 millones provenientes del sector energético) y un rescate de títulos por valor de US\$ 13.425,3 millones (US\$ 6.785,8 millones del sector energético). Sin embargo, en este período el endeudamiento externo aumentó de US\$ 61.000 a US\$ 68.000 millones debido en parte a que el Estado asumió grandes deudas pendientes de las empresas privatizadas (Kozulj, 2002).

En cuanto a los déficits estatales, es importante destacar que hubo un reconocimiento implícito de que parte considerable de sus orígenes provenía de los precios artificialmente deprimidos que se les imponían a las empresas estatales. Del contrario, no se habría iniciado un intenso proceso de aumento tarifario o desregulación de precios

anterior a las privatizaciones para permitir, finalmente, que las empresas estatales fueran rentables.

### **III.2 La desregulación del sector petrolero**

El cambio de reglas poco antes de la privatización de la empresa estatal fue un reconocimiento tácito de que las pérdidas de YPF eran en gran parte consecuencia directa de contratos petroleros desventajosos; de la obligación de comprar a precios elevados el petróleo producido por los contratistas; del mecanismo administrativo que forzaba la distribución antieconómica del crudo a las refinerías; de la excesiva concentración del comercio interno y externo; y del sobredimensionamiento de YPF.

Como respuesta, el gobierno menemista puso fin a los contratos petroleros y los transformó en concesiones o asociaciones; aseguró la libre disponibilidad del crudo; terminó con la obligación de YPF de comprar el crudo producido por los contratistas; y terminó con la “mesa de crudos” para los refinadores organizada por la Secretaría de Energía. Sólo entonces se privatizó YPF.

Las reformas económicas más amplias fueron implementadas a través de las Leyes de Reformas del Estado N° 23.696/89, N° 23.697/89, N° 23.928/91 y los Decretos Ley N° 1.224/89, N°1.225/89, N°1.757/90 y N° 2.408/91, que previeron la privatización de las empresas públicas; la modificación de la formación de los precios de los hidrocarburos; la suspensión de los subsidios compensatorios; la revisión del pago de regalías; la atribución de igual trato al capital extranjero que al nacional; la abrogación de la ley de compra nacional; la autorización de la capitalización de la deuda externa; y la fijación de la paridad 1 a 1 entre el peso argentino y el dólar estadounidense.

Los Decretos N° 1.055/89; N°1212/89 y N° 1589/89 fueron responsables por: la conversión de los contratos petroleros en concesiones y asociaciones; la devolución de las áreas de exploración para su posterior licitación al sector privado; el establecimiento de la libre circulación de crudo; la autorización de la exportación e importación del producto; la eliminación de la “mesa de crudos” (siendo ésta innecesaria en un mercado de disponibilidad libre); la equiparación de los precios nacionales a los internacionales; la libre disponibilidad de divisas; y la venta de nuevas áreas de producción, además de refinerías, ductos, barcos y otras instalaciones de YPF.



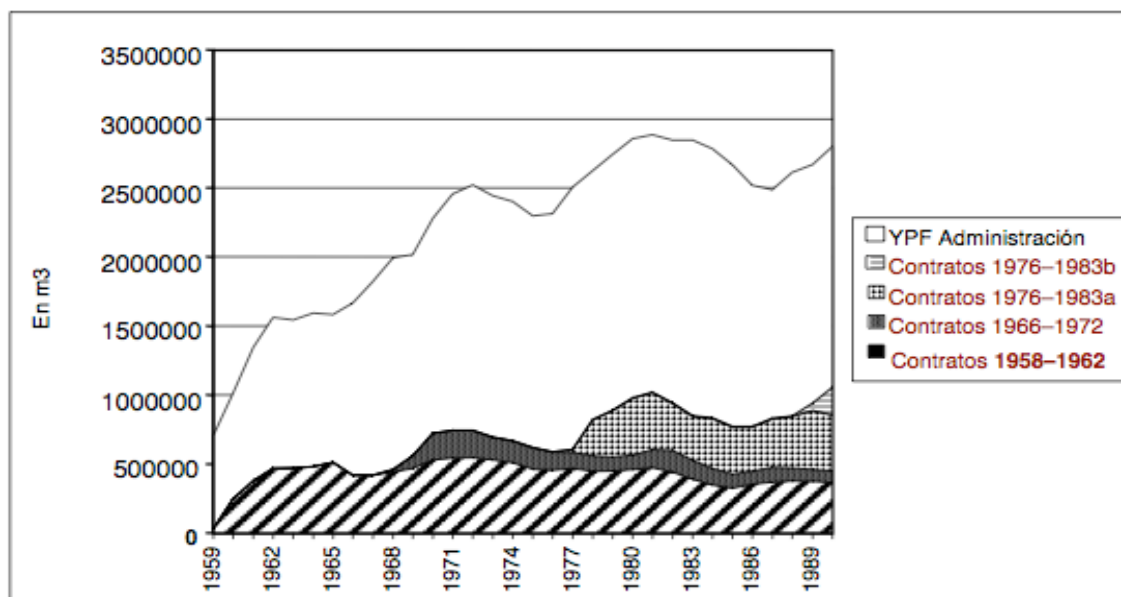
Es importante destacar que gracias a estas reformas se celebraron contratos de “exploración” sobre zonas con reservas comprobadas sin especificaciones acerca de las tareas exploratorias que deberían realizar los concesionarios. Adicionalmente, el gobierno hizo un rebalance de las reservas probadas y probables del país a través de la consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados, que resultó un 28% menor que las cifras oficiales anteriores. El estudio fue utilizado como base de cálculo para la privatización de las áreas aún controladas por YPF. Como vemos en el gráfico III.1, una vez terminada la privatización, las reservas volvieron casi inmediatamente a los niveles anteriores sin que esto haya sido consecuencia de un aumento de las inversiones en exploración (Kozulj, 2002).

Entre 1990 y 1992 se privatizaron alrededor de 105 áreas marginales con una producción inferior a 200m<sup>3</sup>/día, que como potencial representaron unos 2.5 millones de m<sup>3</sup>/año. El gobierno obtuvo alrededor de US\$ 464 millones por estas áreas que, si bien eran consideradas marginales, han concentrado una parte importante del esfuerzo exploratorio desde 1993.

Algunas de las áreas centrales fueron privatizadas antes de la privatización de YPF. Esto ocurrió en 1991, luego se privatizaron extensas áreas de las cuencas australes (que incluían Tierra del Fuego, Santa Cruz I y Santa Cruz II) y del Noroeste (Palmar largo y Aguaragüe). Así se recaudó un total de US\$1.323 millones, un promedio de US\$ 0,77/bl por reserva potencial y US\$ 1,24/bl por reserva probada certificada. La rentabilidad de algunas de estas áreas centrales resultó extremadamente alta, con una tasa interna de rentabilidad de entre el 30 al 40%. Finalmente, la reconversión de los contratos transfirió gratuitamente a propiedad de los contratistas áreas con una producción promedio de 8 millones de m<sup>3</sup>/año (Ibíd.).

Gráfico III.1

**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA ANTES DE LA PRIVATIZACIÓN: YPF Y CONTRATOS SEGÚN PERÍODOS DE OTORGAMIENTO DE ÁREAS (1959-1990)**



Fuente: Extraído de Kozulj 2002, pág. 18, a partir de información presente en Kozulj y Bravo, 1993: anexo I pp. 271-281.

El sector de hidrocarburos dejó de ser considerado estratégico y le fue asignado un valor puramente económico. Los defensores de esta visión aludieron a los incentivos que la alta rentabilidad de la exploración petrolera traería a nuevas inversiones en la actividad. Los altos incentivos garantizarían una exploración óptima y eficiente de los recursos energéticos nacionales que obedecerían a los mecanismos de mercado y no a posibles intereses políticos de grupos antagonicos. La amenaza de escasez de petróleo y gas natural sería extinguida gracias a la total libertad de importar estos productos sin la necesidad de licencia previa y a precios iguales que los internos. Esta visión no consideraba la limitada capacidad de importación de la economía argentina en un esquema de cambio fijo, sobrevaluado, y con crecientes déficits de la balanza de pagos.

El decreto 1.108/93 transformó en concesiones no prorrogables las áreas de propiedad del Estado Nacional asignadas y el artículo 124 de la Constitución (reformada en 1994) transfirió a las Provincias el dominio jurídico sobre las riquezas de su subsuelo. La reforma de la Ley de Hidrocarburos, impulsada por el Ministro de Economía Domingo Cavallo, les quitó a las Provincias el piso y el techo de las regalías a ser pagadas por las empresas petroleras. La reforma dejó pendiente fijar el porcentaje de las regalías que cobran las Provincias. Aunque la Ley de Hidrocarburos vigente fijaba las regalías en un

12%, resoluciones posteriores de la Secretaría de Energía permitieron bajarlas hasta el 5%.

La federalización del cobro de regalías sin un rango predeterminado fragilizó aún más el poder de regateo del sector público argentino frente a grupos transnacionales con vastos portafolios de inversiones posibles dentro y fuera del país. Eso explica que mientras las regalías en Argentina estaban entre el 5 y el 12%, las mismas empresas actuantes en el país pagaban regalías de 18% en Bolivia y de 37,24% en Perú, como es el caso de Pluspetrol en el campo gasífero de Camisea (Perú). Como vimos en el capítulo I, autores como Strange (1992) y Oman (2000) alertaron sobre las posibles desventajas y riesgos de crear una competencia entre subunidades nacionales a través de políticas de atracción de inversiones basadas en incentivos financieros, fiscales y/o discrecionales.

### **III.3 La privatización de YPF y la oligopolización del mercado petrolero**

En julio de 1993 el Estado argentino vendió el 43.5% de las acciones de YPF S.A. por un valor de US\$ 3.040 millones en efectivo y de US\$ 1.271 millones en títulos de la deuda pública. Sin embargo, el Estado asumió una deuda de US\$ 1.800 millones. Después de la venta masiva de acciones el sector privado tenía el 46% de la empresa, el Estado Nacional, el 20% más la acción de “oro”, los Estados Provinciales, el 12%, el personal de YPF S.A., el 10% y el sistema previsional, un 12%.

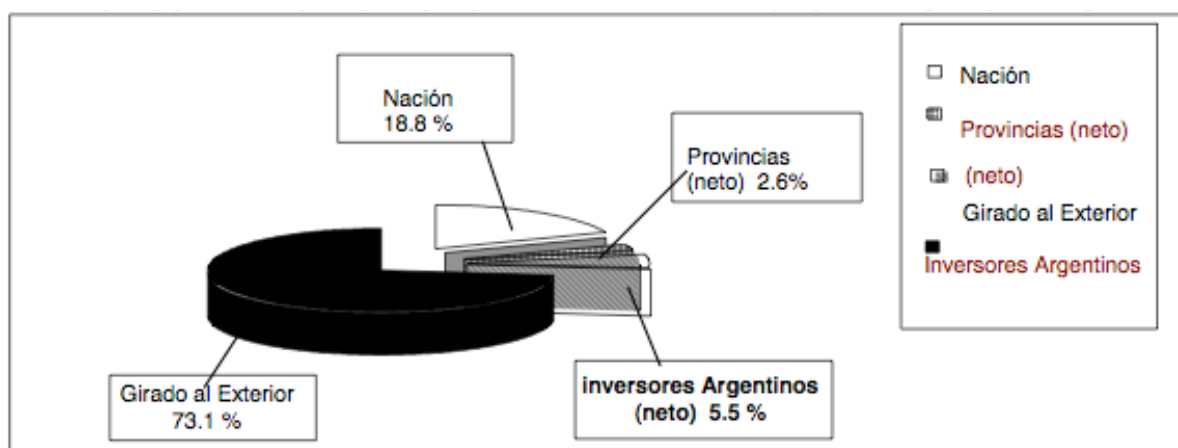
Entre 1993 y 1998, el personal y las Provincias se deshicieron de una parte de sus acciones debido a la necesidad de liquidez y a los mejores precios de las acciones, cambiando la composición accionaria de YPF. La compra de Maxus, una empresa petrolera con grandes operaciones en otros países de América del Sur y Asia, aumentó considerablemente el endeudamiento de la empresa. En 1998, el Estado Nacional tenía el 20% de YPF, los Estados Provinciales, el 4.7%, el personal de YPF S.A., el 0.4% y el sector privado, el 74.9%, con Repsol propietaria del 14.99%.

El 20% restante de las acciones estatales de YPF (más el 4.7% de las acciones en manos de las Provincias) fue vendido entre mediados y fines de 1999, cuando el gobierno nacional dio preferencia de compra a Repsol e impuso a otros interesados en comprar las acciones públicas un precio 20% superior al ofrecido a Repsol. El proceso de venta “preferencial” violaba claramente la ley de oferta pública y demostraba la voluntad o

necesidad del gobierno de transferir al sector privado un sector oligopólico a cambio de mayores pagos. Como resultado, Repsol compró el 83,23% de las acciones totales de YPF S.A. por US\$ 13.158 millones, el Estado Nacional se quedó solamente con la acción de “oro”, el personal de YPF S.A., con el 0.4% en litigio y el resto del sector privado, con el 1.37%. Es interesante destacar que para la compra de YPF, Repsol tuvo que endeudarse a niveles muy altos, asumiendo también las deudas de YPF por la compra de Maxus.

Como demuestra Kozulj (2002) y se ve en el gráfico III.2, las Provincias recibieron US\$ 1.000 millones y los inversores privados US\$ 1.278 millones, mientras que el Estado Nacional recibió US\$ 2.851 millones. No obstante, Provincias como Santa Cruz depositaron estos recursos (alrededor de US\$ 600 millones) fuera del país, al igual que los inversores argentinos, que remitieron US\$ 450 millones. Como resultado, de los US\$ 5.129 millones recibidos por propietarios nacionales, sólo US\$ 4.049 quedaron en el país. Los US\$ 10.035 millones restantes nunca ingresaron en Argentina, simplemente cambiaron de manos entre actores extranjeros. Esto iba contra el interés del Estado Argentino de atraer más dólares para el país en un momento de fuerte ataque a la moneda nacional.

**Gráfico III.2**  
**DESTINO FINAL DE LOS FONDOS OBTENIDOS DE LA VENTA DE YPF S.A. A**  
**REPSOL EN LAS DOS ETAPAS: MONTO TOTAL DE LA VENTA US\$ 15.164**  
**MILLONES**



*Fuente: Extraído de Kozulj 2002, pág. 21, a partir de información contenida en el Informador Energético y Boletín Oficial.*

La venta del último 20% de YPF en 1999 se dio en un momento particularmente delicado de la economía Argentina. Desde la crisis del peso mexicano en 1995, más conocida como “Efecto Tequila”, los mercados financieros aumentaron significativamente la prima de riesgo para financiar al país, que gracias a un tipo de cambio fijo fuertemente sobrevaluado tenía déficits de balance de pagos crónicos. Pasados los efectos de la crisis mexicana, que resultó en una retracción del 3% del PBI Argentino y un desempleo del 16% en 1995, y con la ayuda del FMI y otros organismos financieros internacionales la economía nacional tuvo tres años de crecimiento económico, hasta que otra crisis en países emergentes destapó definitivamente las inconsistencias macroeconómicas de la economía Argentina y su Plan de Convertibilidad.

Después de extenderse por el continente asiático y Rusia, la crisis financiera alcanzó por completo el mercado brasileño, principal socio comercial de Argentina, que devaluó el *real* en más de 70% en comienzos de 1999. En ese entonces el dólar estaba particularmente fuerte frente a las principales monedas internacionales, situación que complicaba aún más los términos de intercambio de Argentina y aumentaba el ya gran déficit de la balanza de pagos del país.

Una vez más, la Argentina recurrió a la ayuda de los organismos financieros internacionales y a la privatización de lo que le sobraba para reequilibrar sus cuentas fiscales y externas. La necesidad de flujo de caja y la entrada masiva de dólares para mantener el Plan de Convertibilidad se tornaron los únicos nortes de la política económica argentina.

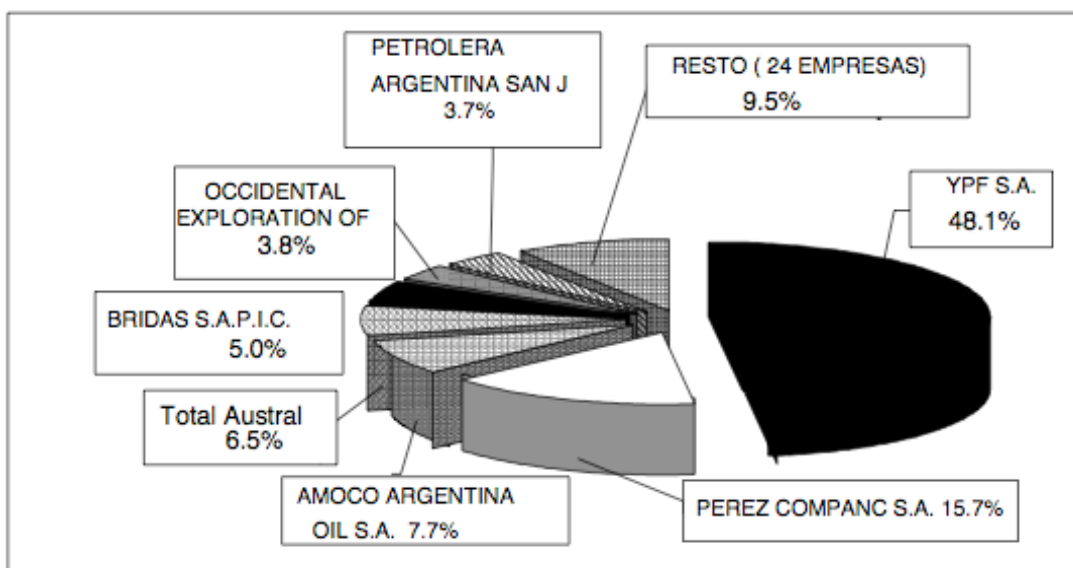
Como vimos, la mayoría de los recursos provenientes de la venta de YPF fueron canalizados hacia el exterior, minimizando las ventajas de corto plazo a favor del balance de pagos y complicando aún más las cuentas externas en el mediano plazo por el aumento de las remisiones de divisas al exterior. Como veremos, los nuevos propietarios de YPF y de las áreas anteriormente privatizadas no implementaron grandes inversiones de riesgo en el país, por el contrario, aumentaron la producción de los yacimientos más rentables y menos riesgosos y remitieron grandes cantidades de divisas al exterior. En el caso de YPF-Repsol el proceso de remisión de divisas fue aún más intenso por su alto grado de endeudamiento externo.

No olvidemos que el objetivo declarado de la privatización del sector energético argentino era modernizar y tornar el sector más eficiente y competitivo mediante la mejora de los

servicios ofrecidos al consumidor final y el impulso del crecimiento y la competitividad de la economía nacional. Sin embargo, como hemos mencionado anteriormente, lo que se percibió en Argentina fue que el aumento de la productividad como consecuencia de las privatizaciones resultó en un aumento de los rendimientos y las remisiones de divisas al exterior, sin beneficiar a los consumidores internos como se había previsto y debilitando aún más las cuentas externas y la competitividad de la economía argentina.

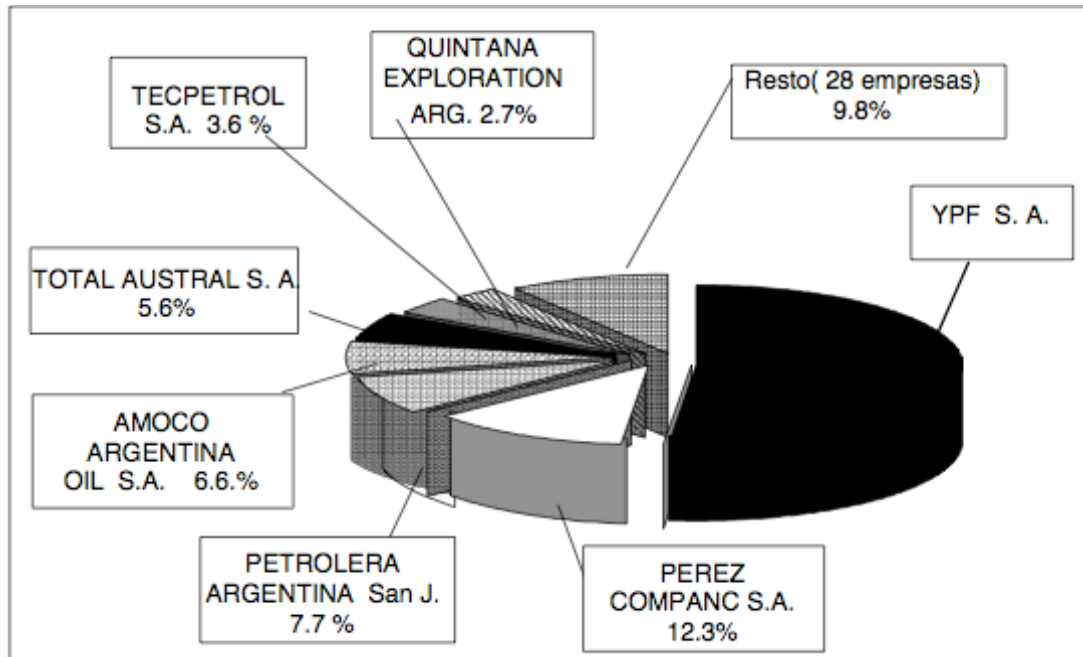
Aún después de la privatización de varias áreas centrales de YPF, la nueva empresa controlada por Repsol era propietaria de más del 50% de la producción si incluimos la participación de las empresas vinculadas y adquiridas por YPF-Repsol (Astra CAPSA, Mexpetrol y Pluspetrol), como podemos ver en los gráficos III.3, III.4 y III.5.

**Gráfico III.3**  
**AÑO 1993: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN**



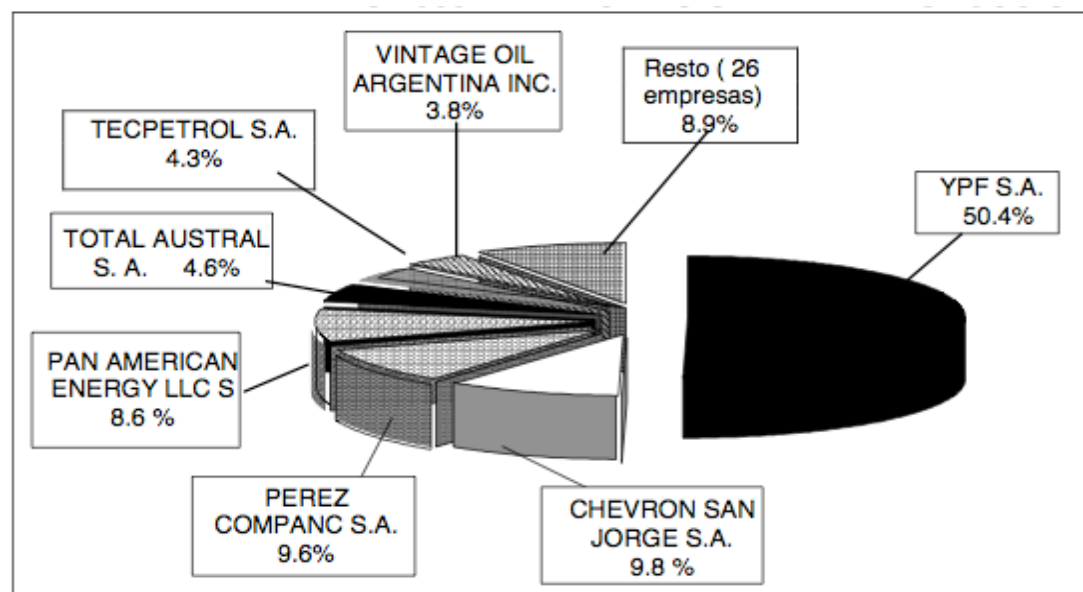
*Fuente: Extraído de Kozulj 2002, pág. 33, a partir de información contenida en la Secretaría de Energía.*

**Gráfico III.4**  
**AÑO 1997: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN**



Fuente: Extraído de Kozulj 2002, pág. 34, a partir de información contenida en la Secretaría de Energía.

**Gráfico III.5**  
**AÑO 2000: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN**



Fuente: Extraído de Kozulj 2002, pág. 34, a partir de información contenida en la Secretaría de Energía.

El aumento de la concentración de la actividad petrolera pos-privatización se dio también a través de sucesivas fusiones y adquisiciones entre empresas privadas, como fue el caso de Amoco Argentina Oil Co. con Bidas SAPIC en Pan American Energy LLC Suc. Argentina.; el de Chevron San Jorge S.A. por el cual la Petrolera Argentina San Jorge pasó a ser propiedad del grupo Chevron Texaco; la alianza entre Total Austral, Wintershall E. S.A. y Pan American Energy, por la cual se fusionaron los viejos contratos de Total, Bidas, Deminex en la Cuenca Marina Austral; y la participación de Shell en varias áreas con Astra a través de Vintage Oil Argentina; entre otras. Se ve claramente que el objetivo de crear un sector competitivo no fue más allá de la retórica.

En relación con el objetivo central de la privatización de mejorar la calidad de los servicios y productos prestados por las empresas privatizadas, vemos que en el caso del sector del petróleo y el gas esa mejora debía traducirse en una mayor seguridad de abastecimiento de corto y largo-plazo. Sin embargo, la falta de instituciones reguladoras capaces<sup>12</sup> e independientes y de inversiones mínimas obligatorias resultó en un fuerte deterioro de la relación producción/reservas aún cuando la rentabilidad de la actividad se vio multiplicada. En un sector crecientemente transnacional, no se previó que el aumento de los rendimientos en un país o región pudiera tener como resultado aumentos de inversiones en otras regiones más prometedoras.

En la tabla III.1 podemos ver que hubo una fuerte disminución de la cantidad de pozos exploratorios y de avanzada, con una baja de entre un 22 y 28% en el período de 1995-2000 respecto del período inmediatamente anterior a las reformas (1983-1989). Sin embargo, las reservas aumentaron en un 19%, lo que significa que las inversiones de “riesgo” fueron hechas en áreas ya exploradas con índices de riesgo más bajos y de éxito más altos que otras áreas poco exploradas y de mayores costos como la plataforma continental. Por ejemplo, el resultado de éxito aumentó en ese quinquenio un 107% más que en el período de 1983-1989.

El alto rendimiento y el bajo riesgo de las áreas privatizadas incentivaron inversiones que favorecían el aumento de la producción en detrimento del aumento de las reservas. La producción de crudo creció más del 73% en el último quinquenio de los '90 respecto del período que va de 1983-1989. La relación producción/reservas cayó de 14 años a 9 años

---

<sup>12</sup> Muchas de las funciones del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y de la Secretaría de Energía fueron eliminadas por la desregulación del sector. La necesidad de coordinación entre instituciones distintas no facilitó la regulación del sector de hidrocarburos, que estaba fuertemente integrado y verticalizado. Aunque la verticalización misma fuera inconstitucional.



en tan sólo una década. Cuando se identifica el origen del aumento de la producción por áreas, se ve que prácticamente todo el aumento de la producción petrolera en los años '90 provino de las reservas ya encontradas y desarrolladas por YPF cuando era una empresa estatal. (Kozulj, 2002). Como la privatización y la desregulación petrolera en Argentina no vino acompañada de ningún tipo de plan de inversiones obligatorio, las empresas concentraron sus actividades únicamente en las áreas y actividades más rentables del negocio petrolero.

**Tabla III.1**  
**EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES INDICADORES DE ACTIVIDAD EN EL**  
**UPSTREAM DE LA INDUSTRIA: VALORES PROMEDIO POR GRANDES PERÍODOS**  
**(1970-2000)**

Período	Crudo Producido	Crudo Procesado	Reservas	Explotación	Exploración	Avanzada	Total pozos	Relación Reservas/ Producción	% de éxito en Exploración
	en miles de metros cúbicos			en número de pozos				en años	en %
1970-72	24185	26025	392974	316	132	156	604	16	19
1973-75	23810	26485	393443	319	114	170	602	17	23
1976-82	26824	28754	383854	583	105	135	823	14	36
1983-89	26551	26158	364360	669	118	147	934	14	27
1990-94	32392	27780	309711	698	99	117	915	10	47
1995-00	46004	29524	434732	978	92	106	1175	9	56

*Fuente: Extraído de Kozulj 2002, pág. 35, a partir de información contenida en la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles de varios años.*

La libre disponibilidad del crudo tuvo una importancia central en este sistema porque sumó a la producción interna la demanda internacional. De este modo, la liberalización del sector petrolero cumplió con uno de sus objetivos principales: maximizar el valor presente neto de las reservas transferidas a los actores privados. El aumento de la exportación también benefició el balance de pagos del país, aunque la remisión de utilidades al exterior, la mayor contratación de servicios de empresas internacionales y la importación de insumos productivos disminuyeron considerablemente el beneficio macroeconómico del país.

Los defensores de la privatización de YPF señalaron la intensa cooptación de la empresa por intereses políticos corruptos y/o antieconómicos, argumentando que la privatización sería la mejor manera de evitar el mal-uso del Estado en beneficio de grupos corruptos y

de fomentar la mayor eficiencia propia de las empresas privadas<sup>13</sup>. Esta tendencia se pudo verificar con el fuerte descenso del número de empleados de la empresa post-privatización, que pasó de 56 mil personas en el auge de la época estatal a solamente 6 mil después de privatizada. Parte del descenso se dio de forma natural por la venta de activos de la empresa a otras empresas. Pero la caída drástica del número de empleados en un contexto de aumento de producción, aunque de descenso de exploración, sustenta el argumento de quienes defienden que el sector privado suele ser más eficiente que las empresas estatales.

No obstante, el aumento de la productividad del factor trabajo no benefició a los consumidores debido al carácter monopolista<sup>14</sup> del sector y al hecho de que el precio del petróleo seguía totalmente vinculado a los precios internacionales. En suma, la falta de regulación permitió que los beneficios del aumento de la productividad implicaran mayores rentas para las empresas petroleras, menores inversiones de riesgo, y mayor desempleo en una economía estancada y con crecientes problemas de competitividad estructurales.

### **III.3.a Las particularidades del mercado del gas natural**

A diferencia de lo ocurrido con la cadena de valor del petróleo, donde YPF actuaba en todos los eslabones, en el sector del gas natural la empresa estatal petrolera controlaba solamente la exploración y la producción del producto. El transporte y la distribución quedaban a cargo de Gas del Estado, empresa estatal creada en 1946. Así, el desarrollo del sector gasífero en Argentina ocurrió décadas después del hallazgo y la producción de petróleo en la Patagonia. Con todo, ya en los años 80 el gas natural representaba más de 2/3 de las reservas de hidrocarburos argentinas.

El gas natural ha sido quizás el gran éxito de la inestable política energética argentina. En 1970 el producto ya representaba el 10% de las reservas y potenciales energéticos de la Argentina y el 30% de las reservas hidrocarburíferas. A mediados de 1980 pasó a

---

<sup>13</sup> Ver Krueger (1990) y sección 1.4 de esta tesis, donde se explicita como algunos autores defienden que los incentivos y medios de los propietarios privados en identificar irregularidades en sus empresas son mayores que los incentivos y medios que los ciudadanos tienen de verificar el mal-uso del bien público. Esto aumentaría la eficiencia comparativa de las empresas privadas por sobre las estatales.

<sup>14</sup> Es importante aclarar que el alto riesgo de la actividad petrolera, especialmente en la fase *upstream*, hace necesarias grandes inversiones iniciales que, a un alto riesgo, representan una barrera natural a la entrada de nuevos *players* a la actividad. De ahí su carácter oligopólico.

representar el 20% de las reservas y potenciales energéticos y, en 1992, el 68.3% de las reservas de hidrocarburos, de los cuales YPF tenía el 62%. La cantidad de gas natural entregada por YPF a Gas del Estado pasó de 754 millones de m<sup>3</sup> en 1960 a aproximadamente 17.5 mil millones de m<sup>3</sup> en 1990, lo que implicó una tasa media de crecimiento del 11% en un período de 30 años. Hasta fines de la década del '80 YPF producía entre el 80 y el 85% del gas producido en Argentina. La venta de gas natural distribuido por redes por la empresa Gas del Estado se incrementó desde un nivel cercano a los 512.9 mil m<sup>3</sup> en 1960 a 18.4 mil millones de m<sup>3</sup> en 1991, una tasa media de crecimiento del 12.2% anual en 31 años (Kozulj, 2000).

En 1991 Argentina tenía la tercera tasa de penetración de gas natural más alta del mundo (40%), luego de Holanda (42%) y la ex-USSR (41%). Los bajos precios internos del producto y su competitividad en relación con otras fuentes energéticas fueron factores decisivos para su gran penetración en el mercado local.

La evolución del marco regulador de las actividades petroleras y gasíferas se ha dado de modo distinto en la cadena de valor del petróleo y la del gas natural. Desde el punto de vista jurídico, las actividades del *upstream* de ambos productos son reguladas por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y las ya mencionadas modificaciones provenientes de la desregulación petrolera. Esto implica que ambas actividades se encuentran bajo la supervisión de la Secretaría de Energía. Según dicha ley, el sector del *upstream* goza de libertad de mercado, libre disponibilidad de la producción y de una parte considerable de las divisas provenientes de su exploración. La única limitación legal que se le impone es la prohibición de exportar en situaciones de desabastecimiento interno.

Por su parte, los sectores de *midstream* y *downstream* del gas natural, a diferencia del petróleo, se entiende como una actividad del servicio público y está bajo la supervisión de ENARGAS, según establece la Ley de Marco Regulatorio y Privatización de Gas del Estado N° 24.076 de 1992. Ello conlleva una incongruencia básica en el marco legal del sector gasífero, ya que los diferentes eslabones de su cadena de valor son regidos por un ámbito legal e institucional distinto.

En relación con las reformas implementadas específicamente para el sector del *upstream* del gas natural en los años '90, el Decreto N° 48/91 estableció en su artículo 8 la desregulación del precio del gas natural en un ambiente competitivo con varios oferentes. El Decreto N° 633/91 distinguió el mercado mayorista del minorista al establecer que los

productores efectuarían transacciones directas únicamente con los distribuidores y los grandes consumidores, y al dejar a los usuarios cautivos a cargo de los distribuidores. El decreto reconocía la libertad de precio pero obligaba a las empresas a publicar los valores de las operaciones y atribuía a la Secretaría de Energía facultades para regular las operaciones donde se detectaran prácticas discriminatorias o monopólicas.

En el mismo sentido, la Ley N° 24.076 establecía como objetivo una mayor diversificación de la oferta de gas para evitar abusos monopólicos. Esa preocupación por el mercado del gas natural era resultado natural de las características del producto, que poseía mayores dificultades de transporte y sufría de una gran diferencia de costos entre el producto producido internamente y el importado como GNL. No existía un mercado internacional para el producto (a diferencia de lo que pasaba con el crudo) si se considera el GNL un producto “distinto” del gas natural vía gasoductos, por lo menos en términos de costo de producción.

El Decreto N° 2.731/93, que entró en vigor el 1° de enero de 1994, finalmente desreguló el mercado mayorista de gas. El decreto estableció el registro de todos los operadores y las condiciones de suministro de la información de cantidades y precios, y separó las operaciones de corto y largo plazo. El objetivo de dicha separación era crear dos mercados distintos, un de corto (mercado spot) y otro de largo plazo, donde la escasez de gas natural de corto plazo reflejaría e influenciaría las expectativas de largo plazo, creando un sistema de precios libres y óptimos.

Para ingresar al mercado spot, las transacciones debían tener de uno a seis meses de duración y los distribuidores tenían un límite de compra de 20% sobre los volúmenes totales adquiridos en el mismo mes del año anterior, con la opción de hasta duplicarse en caso de necesidades especiales.

Aún con la libertad de precios y la supuesta creación de un mercado competitivo con varios ofertantes prevista en ley, el artículo 38 de la Ley Marco N° 24.076 atribuía a ENARGAS el control del traspaso de los precios del gas natural adquirido por las distribuidoras a los consumidores finales en los casos en que se comprobara discriminación de precios frente a otros consumidores en condiciones de volúmenes y épocas iguales. Sin embargo, la venta de los hidrocarburos en el sector del *upstream* estaba bajo la supervisión de la Secretaría de Energía, como estipulaba la Ley de Hidrocarburos. Para que hubiese una efectiva supervisión de los contratos firmados entre

productores y distribuidores, era necesario una fuerte integración entre la Secretaría de Energía y el ENARGAS. Las cláusulas de protección de la información de las transacciones de largo plazo eran una dificultad más para la implementación de un mercado verdaderamente competitivo.

Una vez terminada la privatización del sector del *upstream* y de las distribuidoras y los transportistas de gas, se hizo evidente que las prohibiciones legales de integración vertical no estaban siendo aplicadas. El dictamen del Decreto N° 1.020/95 fue un reconocimiento implícito del carácter oligopólico y vertical del sector. El decreto creó incentivos positivos y negativos para expandir la participación del mercado spot. Si las distribuidoras lograban obtener el gas a precios más baratos que los precios de referencia podrían quedarse con el 50% de dicha diferencia y pasar el 50% al consumidor final. De lo contrario, en caso de que se comprara más caro, las distribuidoras podrían pasar solamente el 50% de la diferencia, cubriendo el 50% restante. Los precios de referencia eran producto de una decisión política, ya que los contratos de largo plazo entre petroleras y distribuidoras tenían cláusulas de confidencialidad.

El impacto de tales medidas en los precios del mercado spot fue de entre 5 y 15% en relación con los precios de referencia. Sin embargo, la participación del mercado spot representó sólo el 6.6% en 1999 (Kozulj, 2000). La pequeña participación del mercado de corto plazo hizo que su impacto en el precio promedio del gas natural fuera muy bajo<sup>15</sup>.

Los contratos de largo plazo, que tenían más del 90% del mercado, tenían una duración máxima de cinco años y una mínima de dos; las cláusulas eran del tipo *take or pay*<sup>16</sup> para el 70 a 90% del volumen máximo contratado, con una contrapartida para los productores en cláusulas del tipo *delivery or pay*<sup>17</sup>; los ajustes de los precios en el período del contrato incluían una fórmula que consideraba los precios internacionales de crudo; y presentaban precios mínimos y máximos protegidos por cláusulas de confidencialidad.

Incluso con todos los intentos de crear un mercado competitivo, la principal condición para su existencia: una gran cantidad de actores económicos independientes, fue

---

<sup>15</sup> A cada 20% de rebaja, el precio promedio sólo bajaría alrededor del 1%.

<sup>16</sup> El comprador se obliga a tomar el Volumen Diario Programado (VDP) y si no lo hace se compromete a pagar un X% del VDP.

<sup>17</sup> El vendedor se obliga a entregar el X% del VDP, o bien a compensar los costos incrementales de abastecimiento que se le generen al comprador para reponer el faltante entre lo realmente entregado y el X% comprometido.

ignorada. Como podemos ver en las tablas III.2 y III.3, el proceso de privatización creó un sector de *upstream* extremadamente oligopólico en donde YPF y las empresas que ésta controlaba tenían más del 40% del mercado y las cinco principales empresas tenían el 87,5% del mercado.

**Tabla III.2**  
**DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS POR OPERADOR - AÑO 1994**

<b>Empresa</b>	<b>Millones de m<sup>3</sup></b>	<b>%</b>	<b>% Acumulado</b>
YPF	217 076	40.5	40.5
TOTAL AUSTRAL	94 428	17.6	58.2
PLUSPETROL E y P	77 792	14.5	72.7
TECPETROL	41 186	7.7	80.4
BRIDAS	38 256	7.1	87.5
PÉREZ COMPANC	20 603	3.8	91.4
SHELL CAPSA	9 912	1.9	93.2
OTRAS EMPRESAS	37 263	6.8	100
<b>Total País</b>	<b>535 516</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

*Fuente: Extraído de Kozulj 2000, pág. 28, a partir de informaciones de YPF, IAPG y Secretaría de Energía e IAPG.*

**Tabla III.3**  
**DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS POR OPERADOR - AL 31.12.1998**

<b>Empresa</b>	<b>Millones de m<sup>3</sup></b>	<b>%</b>	<b>% Acumulado</b>
YPF	192 946	27.3	27.3
TOTAL AUSTRAL	172 651	24.4	51.7
PLUSPETROL	90 581	12.8	64.5
TECPETROL	75 006	10.6	75.1
PÉREZ COMPANC	60 921	8.6	83.7
PAN AMERICAN	32 177	4.5	88.3
CAPEX	18 570	2.6	90.9
QUINTANA MINERALS	16 800	2.4	93.3
PETRÓLEOS SANTA FE	14 067	2.0	95.3
OTRAS EMPRESAS	33 571	4.7	100
<b>Total País</b>	<b>707 288</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

*Fuente: Extraído de Kozulj 2000, pág. 28, a partir de informaciones de la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía e IAPG.*

Debido a la falta de liquidez del mercado del gas natural, que dependía de la existencia de extensos gasoductos; la concentración geográfica de las actividades de las empresas productoras y de las distribuidoras; y la verticalización del sector, el nivel de concentración del mercado gasífero fue aún más alto que el petrolero. Ello fragilizó el

poder de regateo de las distribuidoras independientes y de los grandes consumidores de gas, que no tenían alternativas económicamente competitivas a este producto.

No obstante haber mantenido su competitividad frente a otros recursos energéticos, los precios del gas natural aumentaron considerablemente en dólar en los primeros años de desregulación. Según datos de la Secretaría de Energía y ENARGAS, el gas de la cuenca neuquina aumentó un 40% de 1993 a 1996, pasando de casi US\$1/MBTU a US\$ 1,4/MBTU, pero se estabilizó desde entonces. Sin embargo, los aumentos de precio del gas de las tres principales cuencas del país, la Neuquina, la Austral y la del Noroeste, no significaron un aumento en relación con el poder adquisitivo interno a causa de la sobrevaluación del peso respecto del dólar. El bajo precio internacional del crudo, producto de referencia para la precificación del gas natural, también favoreció la posterior estabilización de los precios.

A pesar del alto rendimiento ofrecido por el mercado interno, la demanda interna por gas natural estaba saturada. Ello explica por qué la mayor parte de las inversiones en la cadena productiva del gas natural fueron realizadas en la construcción de gasoductos regionales conectando el mercado de gas argentino al mercado chileno (77%) y uruguayo (23%), donde había una gran demanda por el producto. Según Kozulj (2005), la capacidad total de transporte del sistema de gasoductos argentinos pasó de alrededor de 70 millones de m<sup>3</sup>/día en 1993 a 120 millones en 2005, de los cuales 42,6 millones de m<sup>3</sup>/día fueron direccionados hacia exportaciones, en inversiones de más de US\$ 900 millones para la construcción de los gasoductos necesarios.

A medida que el Plan de Convertibilidad se iba tornando más insostenible, la exportación de crudo y gas natural también sirvió como securitización de los ingresos en dólar. En 1998, según la Secretaría de Energía, ya se había autorizado exportar cerca del 69% de las reservas gasíferas existentes en ese entonces. Esto fue posible porque aún cuando la Ley Marco N° 24.076 establece que las exportaciones quedan sujetas a aprobación según amenacen o no el abastecimiento interno, las exportaciones quedan autorizadas automáticamente si en 90 días no hay contestación.

Cuando la situación llegó a tal límite, la Secretaria de Energía dictó la Resolución 299/98 que esclarecía que las exportaciones sólo serían concretadas mientras no amenazasen el abastecimiento interno y que el plazo de 90 días sólo sería válido una vez que todos los documentos y prerrequisitos fueran presentados.

### **III.4 Crisis, ruptura y balance**

#### **III.4.a Crisis**

A partir de 1999, año de fuerte deterioro de la competitividad del peso argentino y de la venta del último 20% de YPF, la economía Argentina entró en una espiral de recesión, deflación y ajustes fiscales en un intento de reequilibrar sus cuentas fiscales y externas y recuperar la credibilidad de un modelo económico anclado en la convertibilidad de un peso fuertemente sobrevaluado.

Los tres primeros años de ajuste consistieron en una búsqueda del equilibrio fiscal a toda costa para disminuir la necesidad de financiación del Estado, ya que el mercado financiero estaba cobrando una prima de deuda prohibitiva. La falta de entrada de dólares por vía financiera acrecentó la necesidad de aumento de las exportaciones, cosa que se demostró imposible en un contexto de moneda fuertemente sobrevaluada. La vía natural de ajuste, la devaluación de la moneda nacional, estaba prohibida por la Constitución y cualquier acto en esa dirección cerraría por completo el mercado financiero al país y provocaría una salida incontrolable de divisas.

Recesión y deflación parecían ser las únicas vías de ajuste disponibles para reequilibrar las cuentas externas de Argentina. El gobierno radical de Fernando De La Rúa, electo en 2000, respondió con más recortes presupuestarios seguidos por la ayuda de los principales organismos financieros internacionales, encabezados por el FMI. No obstante, la recesión causada por los recortes presupuestarios agravó la crisis fiscal.

Las decenas de miles de millones de dólares de las privatizaciones no fueron capaces de frenar el crecimiento de la deuda externa del país. Hecho que respalda la afirmación de Pinheiro y Schneider (2005) acerca de que las privatizaciones *per se* no son herramientas eficientes de equilibrio fiscal en el mediano y largo plazo.

La deuda externa argentina creció de US\$ 54 mil millones a US\$ 130 mil millones entre 1990 y 2000<sup>18</sup>. El cuestionable ingreso de capitales producto de las privatizaciones produjo una sangría de divisas en los años siguientes. Según Bernal (2005), entre 1992 y 1999 las empresas privatizadas giraron al exterior más de US\$ 5.800 millones en

---

<sup>18</sup> Los datos macroeconómicos de esta sección provienen de la Secretaría de Programación Macroeconómica del Ministerio de Economía.



concepto de intereses de deudas, que en su mayoría no tuvieron respaldo en nuevas inversiones; remitieron a sus casas matrices US\$ 7.500 millones en utilidades y dividendos; y otros US\$ 1.556 millones se fueron en concepto de “servicios de gerenciamiento”. En total, el egreso de capital en ese breve período llegó a más de US\$ 15.000 millones sin contabilizar el fuerte aumento de las importaciones de bienes de capital de los tradicionales proveedores de las multinacionales.

El desempleo saltó del 6% en 1990 al 16% en 1995 y se mantuvo en altos niveles, llegando al 15% en 2000, lo que evidenció la enorme falta de competitividad y la profunda desindustrialización de la economía local causados por el Plan de Convertibilidad y las reformas y privatizaciones vinculadas a él. En 2000, más del 36% de los argentinos se encontraban debajo de la línea de pobreza.

Utilizar las privatizaciones como una señal para el mercado y la sociedad de la “seriedad” y compromiso del Estado respecto de políticas supuestamente pro-mercado<sup>19</sup> mostró ser un equívoco a medida que el mercado percibió la fragilidad de tales políticas. Éstas disminuyeron los déficits momentáneamente y precificaron la transferencia de monopolios a cambio de un premio de privatización más alto. La urgencia atribuida a las privatizaciones facilitó la ausencia de diálogo entre los actores sociales directamente afectados por las mismas y permitió la transferencia del monopolio estatal a un mercado oligárquico y transnacional. La retórica de que las privatizaciones eran condiciones impuestas por los organismos financieros internacionales en la renegociación de la deuda contribuyeron para la legitimización interna de la cuestión.

En definitiva, el conjunto de las empresas privatizadas logró aumentar su productividad, que tuvo como resultado directo el incremento de la rentabilidad del sector, sin un “necesario” mejoramiento de los servicios a los consumidores. Esto también explica por qué la fuerte entrada de capitales externos como fruto de las privatizaciones nunca se concretó sino que, por el contrario, generó una fuerte salida de divisas del país en el mediano y largo plazos.

En el sector petrolero, vimos que la desregulación completa del sector ha resultado en la caída del horizonte de reservas de crudo de 14 a 9 años entre 1990 y 2000, lo que también fue percibido en el sector gasífero. La premisa de que mayores rentabilidades

---

<sup>19</sup> No fueron realmente liberales porque no garantizaron la real competencia entre actores en la mayoría de los sectores privatizados.

garantizarían la inversión de mediano y largo plazo en el sector del *upstream*, central para la desregulación total del sector, fue refutada por los hechos. Las principales empresas propietarias del sector de producción y exploración de Argentina (YPF-Repsol, Total, Petrobras, que adquirió Pérez Compac, etc) transfirieron los altos rendimientos adquiridos en Argentina para, de hecho, hacer nuevas inversiones, pero no en el país sino en otros países, como Bolivia y Perú, y en gasoductos que permitieran exportar la producción argentina para rentabilizar lo más pronto posible los recursos existentes e invertir las ganancias en zonas con mayor potencial geológico y menor riesgo macroeconómico<sup>20</sup>.

A comienzos de 2001 la situación macroeconómica del país se veía insostenible. En los periódicos y círculos económicos se hablaba abiertamente de una salida “organizada” de la convertibilidad, lo cual era negado por los formuladores de la política económica. La renuncia del Ministro de Economía, López Murphy, en marzo de 2001 y su sustitución por Domingo Cavallo, el mentor del Plan de Convertibilidad, no apuntó a la continuidad del plan sino a la salida “organizada”, que significó la salida paulatina de divisas del país durante el año 2001 por actores privilegiados y cercanos al *status quo* financiero. Las salidas de divisas entre marzo de 2001 y enero de 2002, según el Banco Central Argentino, llegaron a 30.000 millones, situación que dejaba a la Argentina completamente a merced de la ayuda externa.

### **III.4.b Ruptura**

El fin de la convertibilidad se tornó inminente cuando el FMI se unió al resto de la comunidad financiera internacional y en el segundo semestre de 2001 cerró sus puertas a nuevos préstamos a la Argentina. El gobierno nacional, frente a la corrida generalizada de los ahorristas a los bancos, impuso el congelamiento de los ahorros, conocido como *Corralito*, y puso fin al Plan de Convertibilidad. Entre diciembre de 2001 y enero de 2002, la Argentina vivió el peor período de la más grave crisis político-económico-social jamás vivida en el país, con manifestantes muertos a mano de la policía durante las protestas en la calle; saqueos a comercios; pobreza y hambre a niveles inéditos según los patrones

---

<sup>20</sup> El riesgo de la “pesificación” de los precios petroleros en caso de devaluación siempre fue contabilizado por las empresas petroleras. Una evidencia de eso fue la preferencia de invertir en proyectos transnacionales que garantizarían el pago de las transacciones en dólar. Por eso convenía exportar el gas argentino para Chile e importar el gas boliviano para Argentina y Brasil.

históricos locales; cinco presidentes interinos en menos de un mes; y una sociedad frustrada por décadas de crisis que pedía a gritos “que se vayan todos” los políticos.

La retracción económica, que en 1999 fue de -3,39% y en 2000 de -0,79%, llegó a -4,41% en 2001 y a -10,89% en 2002. El país entró en cesación de pagos de la deuda externa y la cotización del dólar se acercó a 4 pesos por unidad, aunque había bajado a niveles próximos a 3 pesos en el decurso de 2002 y 2003. La inflación, que en 2001 había sido de -1,07%, llegó a 25,87% en 2002 y a 13,45% en 2003 según el INDEC. La pobreza alcanzó un pico de 57.5% de la población y el desempleo se tornó endémico.

La Ley N° 25.561 del 6 de enero de 2002, conocida como Ley de Emergencia Económica, declaraba “la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria”. Aquella modificó la Ley de Convertibilidad y dio al Poder Ejecutivo el poder de intervenir en el cambio, declarar el canje de los títulos de la deuda pública y conducir su renegociación, renegociar las condiciones y los precios de las tarifas públicas de las empresas privatizadas, más un conjunto de medidas que buscaban aminorar el efecto de la crisis económica en los ciudadanos y consumidores.

El gobierno interino de Duhalde, que rigió el país entre 2002 y 2003, y los gobiernos de sus sucesores congelaron y pesificaron los precios de la mayoría de los servicios públicos, ya que en muchos casos las tarifas estaban fijadas en dólares y eran corregidas según el índice de precios al consumidor estadounidense. No obstante, el gobierno interino de Duhalde adoptó algunas medidas parciales para permitir que los precios subieran cuando quienes pagaban estaban fuera del país o si se trataba de comercio internacional, como fue el caso de las tasas portuarias y aeroportuarias.

Como veremos con más detalle en el próximo capítulo, la Ley de Emergencia Económica inauguró una serie de reclamos legales por parte de las empresas privatizadas. Éstas cuestionaron que los contratos se estuvieran respetando en relación con los precios y la imposición de nuevos reglamentos en sectores que se habían liberalizado. En 2004 Argentina figuró como el país con mayor número de fallos en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) con 20 fallos, 17 más que los tres países que le seguían (Egipto, Ecuador y Congo).

La Ley de Emergencia Económica fue prolongada y renovada diversas veces y alcanzó las administraciones de los Presidentes Kirchner y su sucesora Fernández de Kirchner,

quienes dieron continuidad a la renegociación de los contratos de los servicios públicos privatizados e impusieron nuevas reglas a sectores que habían sido completa o parcialmente liberalizados, como es el caso del sector gasífero.

El precio del gas a los consumidores finales fue pesificado y congelado, con algunos ajustes periféricos durante el gobierno de Duhalde en 2003. El precio del gas en boca de pozo también fue congelado, mientras el precio del crudo continuó libre. El congelamiento del precio del gas en boca de pozo no fue aplicable al gas exportado a Chile y Uruguay.

De ello se desprende que la estrategia de las empresas de monetizar lo máximo posible las reservas existentes mientras regía la convertibilidad, aumentando la producción y exportación de gas y petróleo e invirtiendo lo mínimo posible en la recuperación de reservas, fue acertada desde la perspectiva empresarial de maximización de lucros. Sin embargo, contra el pronóstico de los formuladores de las políticas públicas, no hubo una mejora de la calidad del servicio, muy por el contrario, se produjo un fuerte descenso del horizonte de reservas y de las inversiones en la infraestructura del sector.

#### ***III.4.c Balance***

El análisis histórico de la evolución de la(s) política(s) energética(s) argentina(s) demuestra que el más grave error de los formuladores de la política energética de los años '90 fue haber desconsiderado los sucesivos fracasos del Estado Argentino en sus intentos por incentivar al sector privado a contribuir concretamente a la seguridad energética del país. Mientras YPF fue una empresa estatal contribuyó casi exclusivamente al aumento de las reservas y demás inversiones de riesgo. El simple aumento de rendimientos sin obligaciones ni penalidades concretas en caso de incumplimiento fracasó no una, sino varias y seguidas veces.

También la precificación total de la seguridad energética nacional, al reconocer únicamente el carácter económico de la energía, resultó en un grave error. En un país en desarrollo fuertemente demandante de divisas, y en donde el factor energético representa una proporción grande del PBI, minimizar el costo económico de la dependencia energética no parece ser una decisión prudente si hay otras opciones viables. Aunque en los años '90 no se haya vivido la dependencia energética, el fuerte descenso del horizonte de reservas que más tarde llevaría a esa realidad no fue visto

como un problema a ser solucionado, ya que las importaciones “siempre” serían una opción viable.

De esa manera, la pregunta acerca de cómo incentivar eficientemente el sector privado a efectuar inversiones de riesgo y aumentar el horizonte de reservas y la producción de hidrocarburos argentinos continuó sin respuesta. La ruptura del sistema económico que permitió (y que fue permitido por) la liberalización del sector energético argentino produjo un reacomodamiento de reglas y actores que aún hoy buscan un nuevo equilibrio. Durante la primera década del siglo XXI, la política energética argentina se ha encontrado en un péndulo de políticas hechas bajo premisas de “interés público” en un sector completamente privatizado y transnacionalizado.

En esa nueva búsqueda de equilibrio entre los llamados intereses “públicos” y “estratégicos” y los intereses privados y maximizadores de lucro de las empresas propietarias del aparato productivo, encontramos tres ejes principales de acción del Estado Argentino pos-2002:

- a) Seguridad jurídica para los inversionistas en un ambiente de ruptura económica generalizado;
- b) Políticas de incentivos directos y condicionados hacia nuevas inversiones;
- c) Cesación de exportaciones y subsidios, y aumento de la capacidad importadora;

En el próximo capítulo se analizará la actuación de los actores públicos y privados en cada uno de estos ejes. Se señalará cómo el Estado ha respondido a las demandas de mayores incentivos económicos a la actividad petrolera y cómo el sector privado ha respondido a las demandas estatales de mayor inversión en la producción local de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazos.

## **CAPÍTULO IV: CRISIS ENERGÉTICA, SEGURIDAD JURÍDICA, POLÍTICAS DE INCENTIVO Y DÉFICIT ENERGÉTICO**

Los años que siguieron a la más grave crisis política, económica y social de Argentina mostraron un proceso de crecimiento económico que sobrepasó ampliamente la pérdida de capacidad productiva durante la crisis de 1998-2002. Según la Serie Histórica del INDEC, la economía Argentina saltó de un PBI piso de 230 mil millones de pesos<sup>21</sup> en el primer cuatrimestre de 2002 a 440 mil millones de pesos en el último cuatrimestre de 2010; un crecimiento del orden del 47% respecto del pico alcanzado en el segundo cuatrimestre de 1998.

El rápido crecimiento económico se tradujo en un importante aumento de las necesidades energéticas del país, altamente concentradas en hidrocarburos, que representan casi el 90% del total de la energía primaria consumida en Argentina (IAE, 2011). En este capítulo veremos cómo se dio el aumento del consumo interno de gas natural y petróleo en un contexto de fuerte declinación de la producción y del horizonte de reservas, y señalaremos los nuevos instrumentos normativos y las políticas nacionales que por un lado reforzaron la escasez energética<sup>22</sup> y por otro pretendieron solucionarla.

La mayoría de las resoluciones y decretos pretendían solucionar cuestiones de corto plazo producto de un proceso de declinación estructural que se venía arrastrando desde comienzos de los '90. No obstante, veremos que la multiplicación de reglas y la falta de una reforma profunda y consensuada agravaron el problema de la inseguridad jurídica del sector energético argentino. Hecho que se vio reflejado en un sinnúmero de procesos contra la República Argentina en el CIADI y en otras instancias internacionales.

La evolución del sector de hidrocarburos argentino post-2002 también estuvo intrínsecamente vinculada a los cambios regionales e internacionales en materia energética. Veremos que el inicio y manutención de los controles de precios internos coincidió y se contrapuso a la fuerte suba internacional del petróleo y del gas natural. La casi completa transnacionalización de la industria local y su gran presencia en mercados vecinos y semi-integrados como Bolivia, Perú y Brasil tuvieron un importante impacto en los costos de oportunidad para nuevas inversiones en territorio argentino.

---

<sup>21</sup> A precios constantes de 1993.

<sup>22</sup> Como vimos en el capítulo anterior, el auge de las reservas de hidrocarburos se alcanzó a fines de los '80. El proceso de declinación de las reservas se dio ya en los '90 con las estrategias de monetarización de las reservas probadas de las empresas privadas. La declinación de la producción de petróleo se dio a partir de 1998 y la de gas natural a partir de 2004.

Aunque algunas medidas, como la creación de una empresa energética estatal de energía (ENARSA) o programas de promoción de nuevas inversiones (Programas “Plus”), pretendieron en sus orígenes un cambio de políticas de largo plazo, veremos que sus implementaciones han sido aleatorias e insuficientes para revertir la declinación de las reservas y la producción de hidrocarburos local.

#### **IV.1 De la crisis económica a la crisis energética**

La pesificación y el congelamiento de los precios del gas natural en boca de pozo luego del fin de la convertibilidad fueron mantenidos intactos durante el gobierno nacional de transición del Presidente Eduardo Duhalde, que gobernó el país de enero de 2002 a mayo de 2003. De esa manera, las tarifas en dólares del gas en boca de pozo pasaron de 1 a 1,5 dólares/MBTU a 0,4 a 0,55 dólares/MBTU según la cuenca.

No obstante, las expectativas iniciales en relación con la política energética del gobierno del Presidente electo, Néstor Kirchner, eran que los precios energéticos serían paulatinamente corregidos después del término de las elecciones legislativas en el segundo semestre de 2003. Estas expectativas se basaban en la creencia de que un gobierno con bajo apoyo electoral necesitaría una amplia base legislativa para poder gobernar y un aumento inmediato de los precios energéticos sería sentido en las urnas. Pero pasadas las elecciones legislativas de 2003 los precios energéticos siguieron congelados, con la excepción del petróleo crudo<sup>23</sup>.

Ello generó un aumento de la insatisfacción de las empresas energéticas, que fortalecieron el clamor de las empresas que cuestionaban la ruptura de los contratos producto de la pesificación de las tarifas en tribunales nacionales e internacionales. Según las empresas reclamantes, el congelamiento de los precios de boca de pozo, transporte y distribución retroalimentaba la demanda y desincentivaba nuevas inversiones en la oferta.

Los reclamos legales de las empresas privadas coincidieron, o no, con la súbita crisis de oferta de gas natural en comienzos de 2004. Según las empresas privadas, el fuerte aumento de la demanda causado por el crecimiento económico y los cuellos de botella

---

<sup>23</sup> Como veremos posteriormente, en el caso del petróleo se impusieron retenciones móviles.

creados por la falta de rentabilidad e inversión en el sector de transporte y distribución forzaron la disminución del abastecimiento, lo que obligó al gobierno a recortar los volúmenes exportados, principalmente a Chile.

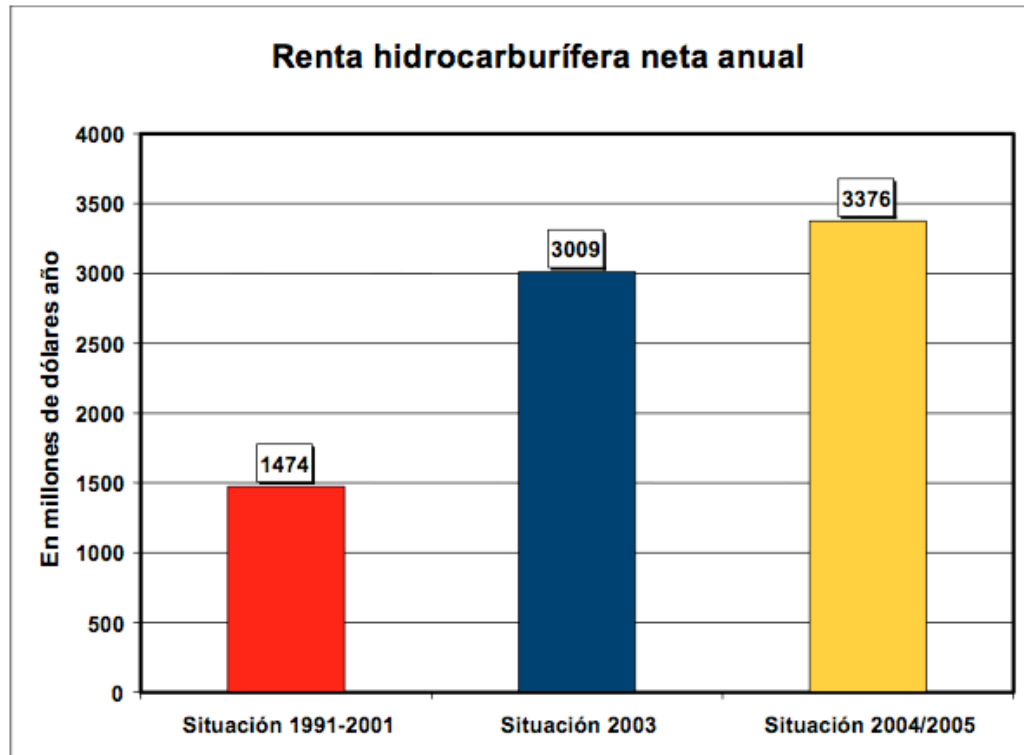
Incluso con los cortes a Chile la amenaza de recortes en el sector de oferta no-ininterrumpible local continuó, llegando a señalar un déficit de 15 millones de m<sup>3</sup>/día en el año 2004 (Kozulj, 2005). No obstante, Kozulj sustenta que la crisis energética fue sobredimensionada de manera intencional para acelerar y forzar las autoridades a aumentar los precios del gas de boca de pozo. El autor cuestiona las dos principales causas que, según el sector privado, generaron la crisis: el descenso de los rendimientos de la actividad, causado por el congelamiento del precio del gas, y el fuerte aumento de la demanda, retroalimentada por los bajos precios.

Primeramente, cuando se analiza la rentabilidad del sector del *upstream* puede observarse que las mismas empresas productoras de gas natural son también productoras de petróleo, producto que hasta 2004 mantuvo la correlación con los precios internacionales, con el diferencial de las retenciones a las exportaciones. De esa manera, Kozulj (2005) demuestra que la renta extraordinaria resultante de la acentuada suba del precio internacional de petróleo sobrepasó en mucho las pérdidas causadas por el congelamiento de los precios del gas, como se percibe en el gráfico IV.1. Para llegar a tal conclusión el autor considera los volúmenes producidos, los precios pagados a las empresas productoras y los costos de producción desde 1991.



Gráfico IV.1

**ESTIMACIÓN DE LA RENTA PETROLERA ANTES Y DESPUÉS DE LA CONVERTIBILIDAD (ESTIMACIONES SOBRE CANTIDADES DEL AÑO 2003)**



*Fuente: Extraído de Kozulj, 2005, pág. 45, con estimaciones hechas a partir de los datos de la Secretaría de Energía, Enargas y N. Gadano (1998).*

Naturalmente, ello no significa que el congelamiento de las tarifas de gas natural en toda su cadena de valor no haya impactado negativamente en la renta de las empresas productoras, transportadoras y distribuidoras. No obstante, el estudio contradice el argumento de que las inversiones en exploración y producción se estancaron debido a la caída del rendimiento, cosa que no ocurrió. La renta petrolera extraordinaria superó las pérdidas causadas por el congelamiento de los precios del gas y la sumatoria de los costos de producción. Estos últimos aumentaron en moneda local debido a los insumos dolarizados, pero bajaron en dólares debido a la gran proporción de costos pesificados.

En relación con la demanda, como vemos en la tabla VI.1, cuando la analizamos en el mediano plazo se percibe que entre 1999 y el primer trimestre de 2004 (comienzo de la crisis de abastecimiento), la suba fue de tan sólo un 3% al año. El fuerte aumento del consumo de productos que ganaron competitividad, como es el caso del GNC, tuvo un impacto limitado por representar solamente un 7% de la demanda en 2003.

**Tabla VI.1**  
**EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA POR TIPO DE USUARIO (1993-2003)**

*(En millones de m<sup>3</sup>/día)*

Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales eléctricas	SDB	GNC	Total mercado interno	Total exportaciones	Total demanda
1993	15,4	2,4	1,6	21,2	16,3	0,8	2,1	59,8		59,8
1994	15,5	2,4	1,0	24,1	15,7	0,8	2,6	62,1		62,1
1995	15,8	2,6	0,6	25,2	19,6	0,7	2,8	67,2		67,2
1996	16,0	2,5	0,7	25,6	23,9	0,7	3,0	72,4	0,0	72,4
1997	15,9	2,7	0,7	26,7	23,6	0,7	3,5	73,8	1,9	75,6
1998	16,1	2,6	0,8	27,1	23,4	0,8	3,9	74,7	8,5	83,2
1999	18,0	2,8	0,9	26,8	29,3	0,9	4,1	82,7	11,6	94,3
2000	19,1	2,9	0,9	27,3	29,9	0,9	4,6	85,6	13,4	99,0
2001	18,4	2,8	1,0	26,4	24,4	0,9	5,1	78,9	16,7	95,5
2002	18,2	2,7	1,0	26,8	21,3	1,0	5,6	76,7	16,3	93,0
2003	18,9	2,8	1,1	29,3	24,0	1,1	7,2	84,5	18,8	103,3

*Fuente: Extraído de Kozulj, 2005, pág. 27, elaborado a partir datos de Enargas.*

Kozulj (2005) también demuestra que dicha crisis de abastecimiento se dio en un período en el cual la demanda se ubicaba entre 80 y 105 millones de m<sup>3</sup>/día, cuando el sistema podía soportar una demanda de más de 120 millones de m<sup>3</sup>/día. De hecho el autor señala que en agosto de 2003 la capacidad de producción registrada fue de 161,2 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que evidencia la extrañeza de afirmarse que en el auge de la “crisis” no se hubiese podido satisfacer una producción requerida estimada como máximo en 138 millones de m<sup>3</sup>/día (Ibíd.).

La crisis energética de 2004, real o amplificada, puede ser entendida como un momento de inflexión del sector de hidrocarburos argentino por una serie de motivos. Primero, se evidenció la incapacidad del país de exportar hidrocarburos con horizontes de reservas cada vez más limitados y en un contexto de muy baja inversión en exploración y producción. Segundo, desde entonces, sucesivas crisis de abastecimiento afectaron el sector energético argentino, especialmente el del gas natural.

Ello resultó en una amplia y compleja red de acciones públicas que intentaron garantizar el abastecimiento interno a través de la cesación y tasación de exportaciones, mayores importaciones, suba de precios a una parte segmentada de la producción interna, mayores subsidios y creación de una empresa estatal. Desde entonces, se evidenció el abandono del “modelo de mercado energético libre” vigente en los ‘90, sin que para ello

se hubieran reformulado completamente los instrumentos normativos del sector con una nueva ley de hidrocarburos.

## **VI.2 Archipiélagos Legislativos *versus* Seguridad Jurídica**

Como vimos en los capítulos anteriores, la multiplicación de instrumentos normativos muchas veces contradictorios es un elemento constante de la política energética argentina y atiende a los intereses discordantes de los diferentes actores productivos nacionales. Sin embargo, las soluciones encontradas para los problemas energéticos del post-2001 han agravado este fenómeno.

Repasando brevemente las principales contradicciones heredadas de las décadas anteriores, vimos que muchas de ellas fueron generadas a través de decretos de necesidad y urgencia, resoluciones ministeriales y otras normas de menor jerarquía que la aún vigente Ley de Hidrocarburos 17.319 de 1967, con lo cual esta ley se vio vaciada en sus puntos más relevantes. También vimos que los aspectos institucionales pasaron por reformas parciales que cambiaron el “pacto federativo” en el sector de hidrocarburos.

El artículo 124 de la Constitución Nacional reformada en el 1994 establecía que “corresponde a las Provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”, mientras que la Ley 17.319 dice claramente que el Estado Nacional tiene la titularidad sobre el dominio de los hidrocarburos en forma “imprescriptible e inalienable”. Ello fortaleció los antagonismos entre las Provincias productoras y consumidoras y dificultó aún más la elaboración de políticas nacionales coordinadas en el sector energético. Esta reforma también incorporó cambios importantes a la Constitución argentina, como los derechos del consumidor y del usuario, la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados y el control de los monopolios (art. 42). Infelizmente, estos preceptos no fueron aplicados apropiadamente en el sector energético nacional.

No obstante las crecientes contradicciones normativas que surgieron en los ‘90, los años que siguieron a la ruptura del modelo energético llamado “neoliberal” fueron testigos de un marco regulatorio aún más corto-plazista e inestable, carente de una dirección clara para la reorganización pública y privada tan necesaria en el sector energético local. A este proceso Montamat, ex-Secretario de Energía y uno de los principales críticos de las

actuales políticas energéticas, lo denominó con el término “Archipiélagos Legislativos”, para referirse a la multiplicación de normas que rigen el sector (Montamat, 2007).

La Ley N° 25.561 de 2002, más conocida como Ley de Emergencia Económica, facultó la intervención en los precios y tarifas de los servicios públicos por un período inicialmente transitorio. No obstante, el carácter “urgente” de la norma fue relativizado y prorrogado sucesivas veces hasta fines de 2011, permitiendo la sucesión de resoluciones y decretos que cambiaron considerablemente las reglas que rigen actualmente los sectores *upstream* del gas natural y el petróleo.

### **VI.2.a Gas Natural**

Los primeros ejemplos de instrumentos normativos creados por el Poder Ejecutivo para frenar la crisis energética de 2004 fueron la Resolución N° 208 de 2004 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPS) y los Decretos N° 180 y 181 de la Secretaría de Energía (SE), que establecieron acuerdos de precios y niveles de producción con los productores de gas natural, pero que de ningún modo establecieron inversiones mínimas como condición para la mejora de precios.

Hasta 2010 más de 40 decretos, normas ministeriales, resoluciones y leyes impactaron en la actividad productiva de la cadena de valor del gas natural en la Argentina (Kozulj, 2011), sin contar los instrumentos normativos que afectaron específicamente la cadena del petróleo. De aquellos, los programas Plus (Gas Plus y Petróleo Plus) fueron los únicos que requirieron inversiones mínimas como condición para la mejora de los precios en el sector del *upstream*.

De modo resumido y para ilustrar la complejidad e inestabilidad temporal de las reglas que rigen el sector energético argentino, señalamos los principales instrumentos normativos que impactaron directamente en el sector de exploración y producción de gas natural:

- Resolución de la SE N° 265/2004, que implementa medidas para evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural, suspendiendo la exportación de excedentes que sean necesarios en el mercado interno.

- Resolución SE N° 659/2004, que complementa el abastecimiento del mercado interno de gas natural y sustituye las medidas anteriores de nacionalización de las exportaciones de gas natural y del uso de la infraestructura de transportes.
- Resolución SE N° 752/2005, que implementa un esquema de normalización de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. Establece los mecanismos de compra y precios para los grandes usuarios firmes, ininterrumpibles y nuevos consumidores directos de gas.
- Resolución SE N° 496/2006, que nuevamente modifica el programa complementario de abastecimiento interno de gas natural, aprobado como anexo I de la Resolución SE N° 659/2004 y aprueba como anexo II de dicha norma el reglamento de operaciones de sustitución de energía.
- Resolución SE N° 1.329/2006, que actualiza la norma en relación con la homologación efectuada por la Resolución N° 208/2004 del MPFIPS sobre 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 N° 181/2004.
- Ley N° 26.095 de 2006, que crea cargos específicos (fideicomisos) para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad.
- Ley N° 26.154 de 2006, que crea regímenes promocionales para la exploración y explotación.
- Ley N° 26.197 de 2006 (“Ley Corta”), que transfiere a las Provincias el ejercicio del dominio originario y la administración de los yacimientos de petróleo y gas, así como todos los permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por el Estado Nacional.
- Resolución SE N° 599/2007, que homologa la propuesta del “Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007 – 2011” tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.

- Nota relacionada SSC N° 1871/2007, que da aclaraciones para la implementación del “Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007 – 2011”.
- Resolución SE N° 24/2008, que crea el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" y da las condiciones para que un proyecto de desarrollo gasífero sea caracterizado como “Gas Plus” (como veremos, resoluciones similares son creadas para los demás programas “Plus”).
- Resolución SE N° 1031/2008, que modifica y flexibiliza la Resolución SE 24/2008, que crea el Programa “Gas Plus”.
- Ley N° 26.360 de marzo de 2008, que por 3 años instituye un régimen de promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura dentro del cual se incluye, entre otros, la producción, transporte y/o distribución de hidrocarburos, con beneficios de amortización acelerada de inversiones en el impuesto a las ganancias y devolución anticipada del IVA.
- Decreto N° 2067/08, que promueve un aumento generalizado de los precios del gas en boca de pozo creando un Fondo Fiduciario para atender a las importaciones de gas natural y a toda compra necesaria para complementar la inyección de gas natural que sea requerida para satisfacer las necesidades nacionales.
- Resolución SE N° 695/2009, que otra vez modifica y flexibiliza el Programa “Gas Plus”.
- Nota Relacionada SE N° 4663/2010, que una vez más modifica el Programa “Gas Plus”.

Más allá de analizar el impacto de cada una de estas normas en la cadena de valor del gas natural, lo que se busca es evidenciar la constante adaptación del marco regulatorio a las exigencias circunstanciales con mini-reformas paliativas utilizadas para lidiar con los problemas estructurales del sector. Independientemente del impacto específico de cada una de estas normas, su inestabilidad generó el efecto opuesto a su objetivo retórico: el aumento de la inseguridad jurídica fue uno de los principales obstáculos para nuevas inversiones de alto riesgo en el sector de hidrocarburos argentino.

En su conjunto estas medidas establecieron una creciente segmentación de mercado, pues diferenciaban los consumidores residenciales y los pequeños consumidores de los grandes consumidores y generadores de electricidad, además de distinguir los “antiguos” de los “nuevos” consumidores. La constante diferenciación de la demanda (y de la oferta) y la multiplicación de precios relativos sin un aparato normativo claro y fijo en el tiempo aumentaron la incertidumbre en cuanto a la rentabilidad de nuevas inversiones. De ese modo, el costo de oportunidad de las empresas transnacionales favoreció actividades de exploración y producción en otros países de la región así como el aumento de la capacidad importadora nacional, como se evidenció con la construcción de grandes terminales de GNL y nuevos gasoductos desde Bolivia.

Es importante destacar que la Ley N° 26.197, o “Ley Corta”, reforzó la política de federalización de las directrices energéticas al transferir a las Provincias la responsabilidad por las concesiones de los yacimientos de hidrocarburos. En la práctica, ello fortaleció el poder de regateo de las empresas privadas frente a las Provincias productoras y aumentó las críticas de los que defienden la necesidad de una política energética única y nacional.

#### **IV.2.b Petróleo**

Aunque muchas de las normas ya mencionadas también hayan sido aplicadas a la cadena de valor del petróleo, el sector del *upstream* de este producto fue objeto de menos normas y una menor segmentación de mercado que el de gas natural.

El artículo 6 de la Ley de Emergencia Económica (Ley N° 25.561 de 2002) estableció medidas que pretendían disminuir el impacto de la devaluación del peso en los precios internos, creando un derecho de exportación aplicable a ciertos hidrocarburos como el gas natural y el petróleo crudo por el término de cinco años. Para ello, se facultó al Poder Ejecutivo Nacional establecer la alícuota correspondiente. De esa manera, el Poder Ejecutivo pudo controlar parcialmente los precios de petróleo en boca de pozo a través de las siguientes normas:

- Decretos N° 310 de febrero de 2002 y N° 809 de mayo de 2002, de la Presidencia de la República, que fijaron los derechos de exportación (retenciones) de determinados hidrocarburos como el petróleo crudo en un 20%.
- Resolución N° 337 de mayo de 2004 del Ministerio de Economía y Producción, que aumentó el derecho de exportación del crudo de petróleo a 25%.

No obstante, más allá del impacto de la devaluación del peso, la fuerte y continua suba internacional del precio del petróleo hizo que las retenciones pasaran a tener un carácter crecientemente aislacionista, en términos de distanciar los precios internos de los internacionales, además de establecerse como una de las principales fuentes de renta del Estado Nacional argentino. En ese sentido, el Ministerio de Economía y Producción elabora la Resolución 532 de 2004.

- Resolución N° 532 del Ministerio de Economía y Producción de agosto de 2004, que estableció un nuevo esquema de retenciones móviles por considerar que: “el precio internacional del petróleo ha registrado un alza considerable en el período reciente, y teniendo en cuenta que las proyecciones de mediano y largo plazo indicarían que estos movimientos son transitorios, se hace necesario desvincular la economía local de las perturbaciones externas, de modo de aislar al consumidor de dichas fluctuaciones y atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, el empleo y los precios internos”.

Bajo dicha resolución se aplicó un mecanismo de retenciones a las exportaciones de crudo escalonadas en el caso de que el barril de petróleo WTI<sup>24</sup> superara la marca de los US\$ 32, cobrándose una tasa del 25% al valor inferior a este precio y alícuotas adicionales según la tabla IV.2:

---

<sup>24</sup> *West Texas Intermediate* es el precio de referencia del petróleo crudo de calidad promedio vendido en el oeste de Texas y utilizado como referencia para varios mercados internacionales.



**Tabla IV.2**  
**RETENCIONES BAJO LA RESOLUCIÓN 532/2004**

Rango de precio WTI US\$/barril	Alícuota adicional
32,01 a 34,99	3%
35,00 a 36,99	6%
37,00 a 38,99	9%
39,00 a 40,99	12%
41,00 a 42,99	15%
43,00 a 44,99	18%
45,00 y más	20%

*Fuente: Inversores & Finanzas, 2008, pág. 8.*

En caso de que el barril sobrepasara los US\$ 45, las retenciones alcanzarían el 45%, resultándole a los productores en un precio de exportación de US\$ 24 por barril con el precio WTI a US\$ 32 y US\$ 24.75 por barril con un WTI a US\$ 45 por barril. Consecuentemente, el nuevo régimen de retenciones móviles limitó bastante más la captación de la renta petrolera a partir de agosto de 2004.

Al contrario de lo que se esperaba en las consideraciones iniciales de la normativa de las retenciones fijas y móviles, el aumento del precio internacional continuó subiendo, acercándose a US\$ 100 por barril WTI a fines de 2007. Con los precios internos sobrepasando la marca de los US\$ 38 por barril, el Ministerio de Economía dictó en noviembre de 2007 la Resolución 394.

- Resolución del Ministerio de Economía N° 394 de 2007, que fijaba el límite del precio interno en US\$ 42 por barril, siempre y cuando el precio internacional del crudo WTI fuera superior a US\$ 60,90 por barril.

Esta resolución aisló completamente los precios del crudo argentino de los precios internacionales, que llegaron a US\$ 130 el barril de crudo WTI en 2008. Las

consideraciones de esta resolución establecían argumentos similares a las retenciones anteriores:

“Los precios internacionales del petróleo y sus derivados han registrado fuertes incrementos en los últimos meses, siendo por lo tanto necesario desvincular a la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que pudieren acontecer como asimismo atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos” y “que por otra parte el ESTADO NACIONAL debe procurar captar las rentas extraordinarias que se generan en diferentes sectores de actividad, en especial cuando se trata de recursos naturales no renovables”.

Es interesante destacar que la resolución deja explícita la problemática de la rentabilidad:

“Aún después de deducidos los derechos de exportación que por esta resolución se establecen, la rentabilidad resultante será la adecuada para el giro normal de la actividad”.

Como veremos luego, esta declaración se contradice directamente con la premisa principal que sustentaba los Programas “Plus”: aumentar los rendimientos necesarios para nuevas inversiones. Los programas “Plus” fueron elaborados solamente un año después de la implementación de la Resolución 394 de 2007.

En la práctica, la segmentación y atribución de precios de la producción de petróleo funciona de la siguiente forma: los productores tienen la obligación legal de abastecer el mercado interno primero y sólo pueden exportar el excedente. De esa manera, el precio interno es calculado en base al costo de oportunidad de exportar el excedente. En agosto de 2011 las retenciones a la exportación de crudo generaban un retorno a los productores de alrededor de US\$ 56 por barril, lo restante<sup>25</sup> era transferido al Estado Nacional. Ello implicó el efectivo control de los precios internos, que se acercaron al costo de oportunidad de exportación.

Recordemos que las retenciones establecen un precio interno máximo de US\$ 42 por barril. Sin embargo, los productores lograron crear mecanismos *ad hoc* de precios

---

<sup>25</sup> El barril WTI volvió a sobrepasar los US\$ 100 durante el primer semestre de 2011 a causa de las crisis políticas vividas en varios países árabes.

“administrados” donde hay una clara incertidumbre de reglas. El argumento utilizado por los productores para que el gobierno flexibilice el cupo de los precios internos fue que el aumento de los costos de producción hace imposible la continuación de la actividad a precios fijos sin correlación alguna con los precios internacionales. Mientras tanto, el Gobierno Nacional utilizó una parte creciente de los recursos de las retenciones energéticas y demás impuestos al sector para subsidiar la diferencia entre los precios de los combustibles importados y los precios internos.

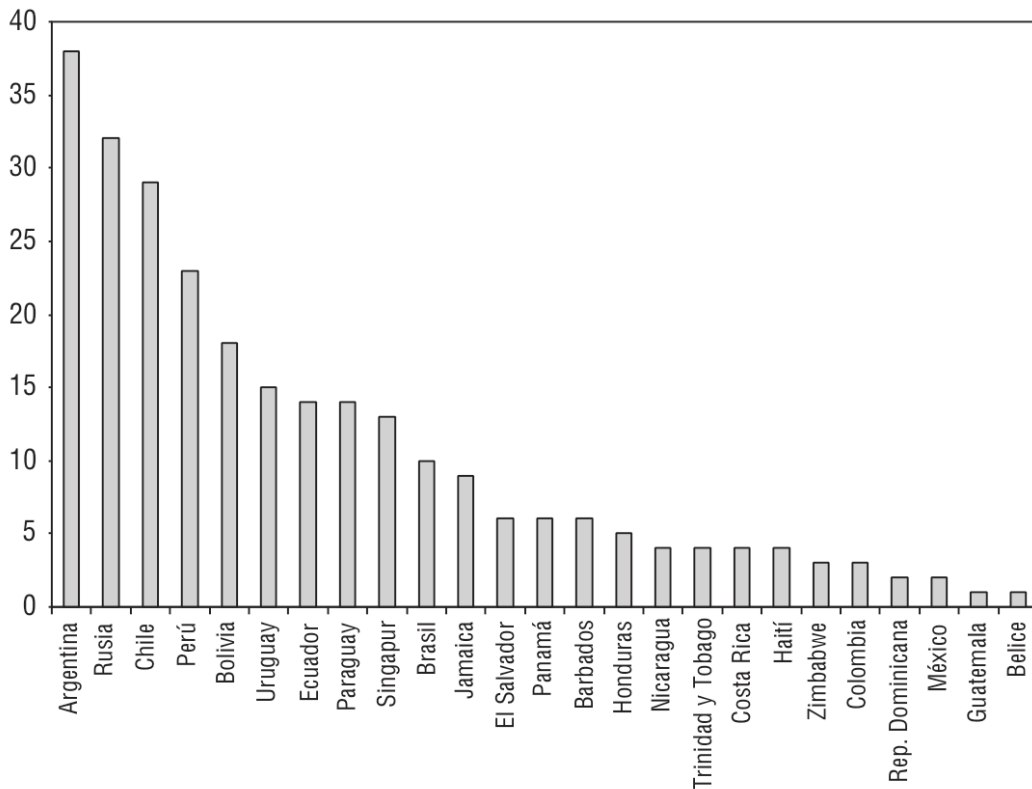
#### ***IV.2.c Fallos en el CIADI***

El sector privado no se mantuvo pasivo frente al frenético cambio de reglas y a la inseguridad jurídica resultante. Mas allá de las negociaciones directas con el gobierno y el lobby presente en la formulación de los nuevos reglamentos mencionados, algunas empresas también recurrieron a las cortes nacionales e internacionales en contra del cambio de reglas no previsto en el momento de las privatizaciones y la compra de concesiones de exploración y producción.

Prácticamente todas las empresas multinacionales actuantes en el mercado energético argentino tenían la protección jurídica extra de los TBIs suscritos por Argentina con sus países de origen. El gráfico IV.2 demuestra que Argentina fue el país que más TBIs firmó entre los países en desarrollo.

Gráfico VI.2

NÚMERO DE TBIs SUSCRITOS POR ECONOMÍAS EN DESARROLLO



Fuente: Extraído de Spiller, 2003, pág. 522.

En los años '90, cuando la mayoría de los TBIs fueron firmados, estos tratados fueron interpretados como una garantía extra de que los contratos de los inversores extranjeros serían respetados en base al trato nacional y a la cláusula de la nación más favorecida. No obstante, la pesificación de tarifas públicas, el control de precios, las retenciones a las exportaciones y la segmentación de mercados contrapuso los inversores extranjeros con el Estado argentino, que se vio obligado a resolver sus diferencias en cortes internacionales, especialmente en el CIADI. Como consecuencia, en los últimos ocho años Argentina se tornó, por lejos, la nación más demandada en la historia de aquel centro, con un total de 48 casos, entre pendientes y concluidos.

De los 24 fallos concluidos y 25 pendientes en el CIADI hasta septiembre de 2011, más de 20 están directamente relacionados con el sector energético, de los cuales 7 pertenecen al sector del *upstream*. De éstos, 4 están concluidos: *Pioneer Natural Resources Company, Pioneer Natural Resources (Argentina) S.A. y Pioneer Natural Resources (Tierra del Fuego) S.A. versus República Argentina*, del 05 de junio de 2003; *Pan American Energy LLC y BP Argentina Exploration Company versus República*

Argentina, del 06 de junio de 2003; *BP America Production Company* y otros *versus* República Argentina, del 27 de febrero de 2004; y *Wintershall versus* República Argentina, del 15 de julio de 2004.

Los fallos del sector del *upstream* que siguen pendientes son: *Total S.A. versus* República Argentina, del 22 de enero de 2004; *Mobil Exploration and Development Inc. Suc. Argentina* y *Mobil Argentina S.A versus* República Argentina, del 22 de enero de 2004; y *El Paso Energy International Company versus* República Argentina del 12 de junio de enero de 2004.

De los fallos concluidos, solamente el de *Wintershall* fue juzgado. El fallo final favoreció a la República Argentina bajo el argumento de que el CIADI no tenía jurisprudencia sobre el caso. Los demás llegaron a un acuerdo entre las partes facilitado por la estrategia del Estado argentino de sólo renegociar los precios con empresas que no reclamen sus contratos en cortes internacionales.

De ello se desprende que, independientemente de los resultados de los reclamos de las empresas privadas, el Estado Argentino respetó el derecho de las empresas transnacionales a recurrir a cortes internacionales (derecho del cual los inversores nacionales no gozan) y aceptó sus deliberaciones. La estrategia de condicionar el mejoramiento de los precios solamente a las empresas no reclamantes también resultó exitosa, no sólo por los casos donde esto fue decisivo para la llegada a un acuerdo, sino también como desincentivo para que otras empresas hicieran lo mismo.

No obstante, el simple hecho de que existan actualmente 25 fallos pendientes en el CIADI y que muchos de ellos se vengán arrastrando desde hace casi 8 años no dice mucho de la seguridad jurídica brindada por Argentina a los inversores extranjeros y de la disposición de algunas empresas a aceptar pérdidas pasadas producto de malas inversiones y falsas premisas.

### **IV.3 Políticas de Incentivo**

Así como las empresas no se mantuvieron pasivas frente a los sucesivos cambios del marco regulador en el sector energético argentino, el Gobierno Nacional también tomó importantes acciones para incentivar más inversiones públicas y privadas en producción y

exploración de hidrocarburos. Para ello el gobierno actuó en dos frentes principales: promoción de inversiones públicas a través de una nueva estatal energética y promoción de inversiones privadas a través de mejoras considerables de precios a cambio de “nuevas” reservas y producción.

#### ***IV.3.a Creación de ENARSA***

Luego de la creación de ENARSA a fines de 2004 por el Presidente Néstor Kirchner, pareciera que el gobierno nacional estuviera fundando una nueva empresa energética nacional al estilo de lo que fue YPF, pero con un mandato más amplio. Sin embargo, en sus primeros seis años ENARSA ha tenido un rol muy distinto del que YPF tuvo históricamente.

La ley N° 25.943 de octubre de 2004 define que ENARSA:

“Tendrá por objetivo llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica”. La ley también da a la empresa “la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no se encuentran sujetas a tales permisos o concesiones y podrá intervenir en el mercado a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios”.

La composición accionaria de ENARSA en su creación fue de 53% del Estado Nacional, 12% de las Provincias y 35% del sector privado, con el objetivo de transformar la empresa en un actor de alta relevancia en todo el sector energético argentino, actuando en diversos sectores desde la cadena de valor de la energía nuclear, hasta energías renovables e hidrocarburos. La principal premisa por detrás de la creación de la empresa fue poner al Estado una vez más en el centro de la actividad productora en sectores

tenidos como estratégicos y en donde la actuación del sector privado era vista como insuficiente para alcanzar las necesidades energéticas nacionales. La presencia de accionistas privados fue pensada como una señal hacia la preservación del equilibrio entre los intereses estratégicos del Estado argentino con los intereses económicos de los accionistas.

Como estableció la ley, ENARSA pasó a tener los derechos de exploración y producción de todos bloques exploratorios *offshore* del país hasta las 200 millas costa afuera que aún no hubiesen sido concedidas a la fecha de promulgación de la ley N° 25.943. Esta medida tuvo por objetivo no sólo explorar estos recursos sino también generar, distribuir y comercializar información sobre los recursos de la plataforma continental argentina y atraer así inversiones de riesgo de empresas que se asocien a ENARSA en la exploración *offshore*.

En dichas asociaciones, las empresas asociadas serían responsables de los costos financieros de las inversiones correspondientes a ENARSA en la fase exploratoria. El financiamiento sería de carácter “no-reembolsable” en caso de que las partes decidan no comercializar los recursos del área licitada. No obstante, de hacerse algún hallazgo económicamente viable, ENARSA quedaría comprometida a reembolsar a sus socios con la producción de los yacimientos según sus participaciones.

Hasta 2010, ENARSA ha constituido tres consorcios para explorar tres áreas *offshore* de la plataforma continental argentina, conocidas como E1, E2 y E3, con Petrobras, YPF, Petrouuguay y ENAP Sipetrol, sin grandes hallazgos hasta la fecha. ENARSA también se ha asociado a algunas exploraciones *Onshore*, pero sus actividades en términos exploratorios no han logrado cambiar el escenario de fuerte disminución de la actividad exploratoria y productora de hidrocarburos en territorio argentino.

ENARSA cobró mayor relevancia como “institución” responsable por transferir los subsidios del Tesoro Nacional a sus socios. Por ejemplo, la empresa compra el gas importado por empresas como YPF-Repsol y YPFB a precios internacionales, mientras que vende a los consumidores internos a precios reprimidos. La diferencia es transferida directamente del Tesoro Nacional a ENARSA.

La conclusión que se alcanza cuando se analiza la actividad de ENARSA desde su creación es que la empresa ha adquirido un importante rol en sectores vinculados con la

construcción de infraestructura de transporte, especialmente aquél vinculado con el aumento de la capacidad importadora, como gasoductos y terminales de GNL. Sin embargo su relevancia en la exploración y producción de hidrocarburos sigue siendo marginal. La gran promesa de que Argentina lograría, a través de ENARSA, atraer inversiones de riesgo para finalmente explorar su potencial *offshore* sigue siendo sólo eso: una promesa.

#### ***IV.3.b Programas “Plus”***

En la práctica, ninguna de las medidas y reformas implementadas hasta el 2008 fue capaz de estimular la inversión privada en exploración y producción en los niveles necesarios para aumentar las reservas y la producción nacional de hidrocarburos. Como consecuencia, las crisis energéticas y los cortes selectivos pasaron a ser periódicos, llenando los titulares cada otoño e invierno desde 2004.

De esa manera, en 2008 el Gobierno Nacional implementó una serie de medidas conocidas como “Programas Plus” para incrementar en el mediano y largo plazos la producción y las reservas nacionales de hidrocarburos a cambio de precios más altos y beneficios fiscales. Los programas fueron divididos en cuatro áreas: Energía, Refinación, Gas Natural y Petróleo, de los cuales los dos últimos conciernen al sector del *upstream*.

##### ***IV.3.b.1 Gas Plus***

Los programas “Gas Plus” y “Petróleo Plus” pretenden básicamente mejorar las señales de precios para nuevos hallazgos y nueva producción de hidrocarburos. Según la Resolución N° 24/2008 de la Secretaría de Energía, que creó el programa “Gas Plus”, las principales consideraciones que condujeron a la elaboración del programa fueron que:

“El sostenido crecimiento de la demanda de gas natural, derivado del pleno desarrollo de la economía, requiere de la toma de decisiones que permitan incentivar el aumento de la producción de gas natural, como así también los niveles de reserva, con el fin de garantizar la continuidad del crecimiento del País y sus industrias”.



“La política de precios vigentes con los productores para la comercialización del gas natural en el mercado interno se enmarca, primeramente a través del denominado 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, homologado por la Resolución del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS N° 208, de fecha 21 de abril de 2004 y luego a través del denominado ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011, homologado a través de la Resolución de esta SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del mencionado Ministerio, No 599, de fecha 13 de junio de 2007”.

“Atento a los actuales volúmenes de gas disponible en producción y reservas, resulta menester implementar un mecanismo de incentivos que fomente las inversiones necesarias para incrementar la producción gasífera del sector privado, en exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos”.

“Con el objeto de dar cumplimiento a lo enunciado precedentemente facilitando y viabilizando la exploración y posterior explotación y desarrollo de nuevos prospectos de gas natural, se entiende necesario mejorar el encuadre de aquellos nuevos volúmenes que se incorporen al sistema con relación a los comprendidos en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011”.

“Ello se logrará sobre la base del aumento de producción e incremento de reservas, como consecuencia de inversiones en explotaciones nuevas que presuponen mayores desembolsos financieros en áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (*Tight Gas*<sup>26</sup>) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos”.

---

<sup>26</sup> Según la definición de la misma Resolución: "Reservorios de gas caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada".

“La condición distintiva que se establece por la presente norma en relación con el resto del gas libre, es la de garantizar la libre comercialización del GAS PLUS, conforme la categorización que efectuará la SECRETARIA DE ENERGIA, cuyo precio de comercialización no estará sujeto a las condiciones previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011”.

“La producción de gas natural nueva será categorizada como GAS PLUS si reúne los requisitos que se especifican en el Anexo I de la presente, lo cual será aprobado por esta Secretaría de Energía ad referendum del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios”.

Y “que para que un productor pueda obtener la certificación de GAS PLUS, el mismo debe ser de aquellos que, acompañando los esfuerzos realizados por el Estado Nacional en pos de garantizar la prestación del servicio público esencial, haya firmado el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011 o el que eventualmente lo reemplace en el futuro y esté cumpliendo con sus compromisos de entrega, allí establecidos, para todos los segmentos de consumo” (mayúsculas mantenidas).

De ello se desprende que el Gobierno Nacional reconoció la incapacidad del sector privado de invertir en nueva capacidad productiva con los bajos retornos ofrecidos desde el congelamiento y posterior control de los precios. Así, la capacidad productiva incremental se beneficia de precios más libres, o menos intervenidos. No obstante, la nueva legislación aclara que la capacidad productiva existente está condenada a precios y tarifas más bajas e intervenidas, ya que sus costos de producción también son considerablemente menores.

En relación con los precios pagados, la Resolución 24/2008 establece que “El precio de su comercialización deberá contemplar la solvencia de los costos asociados y una rentabilidad razonable, y no estará sujeto a las condiciones previstas en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011”. De esa manera, cada proyecto debe ser analizado y aprobado por resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, que en base a parámetros técnicos, de dificultad y costos estimados de extracción, determina un valor para el gas nuevo que generalmente se ha fijado entre 4 y

US\$ 6 por MBTU. Como define la Resolución, la aprobación final vendrá “ad referéndum del Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios”.

Después de establecidos los precios para el “Gas Plus”, las empresas productoras tienen la obligación de encontrar compradores, lo que en la práctica significa que sólo los consumidores no satisfechos por el gas proveniente del “ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011” estarían dispuestos a pagar más caro por el “Gas Plus”.

Como muchos productores no lograron cumplir con los montos establecidos en el “ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011”, una parte considerable de los nuevos hallazgos quedaron comprometidos por el acuerdo y no pudieron gozar de los beneficios del programa. Ello generó fuertes críticas del sector productivo, llevando a dos revisiones consecutivas del Programa “Gas Plus”.

En respuesta a los reclamos, la Resolución de la SE N° 1031/2008 flexibiliza las exigencias para la clasificación del “Gas Plus”. Por ejemplo, dictamina que: “Resulta conveniente y oportuno establecer, en adición a lo establecido en el Anexo I de la Resolución No 24/2008, un mecanismo que permita incorporar al Programa GAS PLUS nuevos yacimientos de gas, correspondientes a aquellos productores que, habiendo firmado el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011 no se encuentren cumpliendo con el nivel de entregas de gas natural allí establecido, por cuestiones estrictamente geológicas, las cuales serán auditadas y relevadas”.

Entre otras revisiones y flexibilizaciones, la resolución dicta que:

“El compromiso de entregas podrá ser inferior al establecido en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 - 2011 y aún así habilitarse la condición personal para solicitar la caracterización de GAS PLUS, si el peticionante acredita en el trámite de la petición que ha agotado todas sus posibilidades de incorporar una mayor producción de gas natural en sus concesiones, sobre la base del desarrollo de otros prospectos geológicos que no sean considerados como aptos para recibir la caracterización de GAS PLUS y acredita, adicionalmente, que la mayor producción diaria de gas natural esperable del prospecto a ser caracterizado como GAS PLUS es, como mínimo, superior en un VEINTE POR CIENTO

(20%) a la producción diaria que ha registrado como promedio en el total de sus concesiones en el transcurso del año calendario precedente. Sin perjuicio de ello, deberá garantizar, hasta la finalización del Acuerdo y bajo sus parámetros de precio y prioridad, niveles de entrega de gas natural iguales a los verificados en el último año calendario precedente al de la solicitud".

Claro está que dichas flexibilizaciones implican una mayor demanda de auditorías a ser implementadas por la Secretaría de Energía para certificar los justificativos técnicos de no cumplimiento de los acuerdos de precios anteriores. De lo contrario, las empresas podrían manipular su oferta para clasificar gas "antiguo" como "nuevo". No obstante, el aumento de funciones desempeñadas por la Secretaría de Energía no fue acompañado por una ampliación de sus recursos humanos y técnicos, mucho menos una reforma institucional que le brindara más independencia y protección ante posibles cooptaciones e intereses particulares. También vale recordar que, una vez dado el veredicto técnico de la Secretaría de Energía, la aprobación de los requerimientos siguen sujetos a la *vista buena* del Ministro de Planeamiento.

Las inversiones implementadas en el primer año del Programa "Gas Plus" estaban lejos de lo necesario para reponer y aumentar los volúmenes de reservas y producción. Frente a los continuos reclamos del sector privado de mayores beneficios y relajación de los requisitos y frente a la creciente degradación de las reservas y la producción de gas natural, la Secretaría de Energía dictó una nueva resolución que flexibilizaba una vez más los requisitos del Programa "Gas Plus". La Resolución N° 695/2009 estableció, entre otras cosas, que:

"El peticionario podrá ser o no un productor firmante del ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007 – 2011 y aún así habilitarse la condición personal para solicitar la categorización de GAS PLUS, si acredita en el trámite de la petición que ha tenido, durante los DOCE (12) meses anteriores al mes de presentación de la solicitud, niveles de entrega de gas natural superiores al NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de su producción neta, que no sea proveniente de proyectos calificados como de GAS PLUS, que fueron realizados bajo los parámetros de precio y prioridad establecidos en el referido Acuerdo y/o en las instrucciones impartidas al peticionante por esta SECRETARÍA DE ENERGÍA en el marco de la

Resolución N° 599 de fecha 13 de junio de 2007 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS”.

“Adicionalmente, cuando un productor no cumpla con la totalidad de los compromisos de entrega asumidos en el ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007- 2011, estará habilitado igualmente para presentar proyectos que podrán ser considerados como aptos para recibir la caracterización de GAS PLUS. En tales casos sólo el OCHENTA Y CINCO POR CIENTO (85%) del gas natural producido como consecuencia de tales proyectos será caracterizado como GAS PLUS, debiéndose destinar el QUINCE POR CIENTO (15%) restante a cubrir los defectos de inyección derivados del incumplimiento de los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo”.

En la práctica, estas medidas posibilitaron que nuevos yacimientos en empresas que tuviesen una producción declinante pudiesen ser clasificados como “Gas Plus”. Sin embargo, el constante cambio de requisitos no ayudó a construir un marco legal estable para inversiones de mediano y largo plazos.

A título de ejemplo de los contratos firmados bajo el programa “Gas Plus”, uno de los primeros a ser aprobados fue el yacimiento Anticlinal Campamento para la empresa americana Apache, en el cual se le firmó la venta de 1,5 millones de metros cúbicos de gas a 5 US\$/MBTU a partir del 1° de julio de 2010 al comprador Grupo Pampa Energía, productor de energía termoeléctrica. Como se ha dicho anteriormente, los precios de los proyectos “Gas Plus” hasta el primer trimestre de 2011 se encontraron entre 4 a 6 US\$/MBTU, más bajos que el precio del gas importado de Bolivia pero más del doble de los precios del “ACUERDO CON LOS PRODUCTORES DE GAS NATURAL 2007- 2011”.

En ausencia de datos oficiales más recientes, es interesante analizar algunas declaraciones públicas hechas por altos funcionarios del sector sobre los proyectos “Gas Plus”. El director nacional de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos, Miguel Hassekief destacó en una entrevista al periódico *La Mañana Neuquén*, que hasta el primer trimestre de 2011 fueron aprobados 50 proyectos por la Secretaría de Energía de la Nación, con inversiones comprometidas de más de US\$ 4.200 millones. Según el funcionario: “en 30 meses que lleva el programa ya hay 140 nuevos pozos en producción

en la Argentina”, y “hay más de 260 pozos a perforar. De los que ya se perforaron y repararon, el 85% resultó exitoso” (*La Mañana Neuquén*, 2011a).

No obstante, el dato acerca de que el 85% de los pozos ya perforados habían sido exitosos, de ser confirmado levanta dudas sobre el carácter de riesgo de las nuevas inversiones hechas bajo el programa, que en su origen debían ser dirigidas únicamente a reservas y producción de alto riesgo en áreas no tradicionalmente exploradas o en antiguas áreas productivas abandonadas desde 2004.

Según se señala también en el periódico *La mañana Neuquén* (2011a) las estimaciones de la producción del sector privado hablan de una extracción diaria de entre 5 y 7 millones de metros cúbicos por día (MM m<sup>3</sup>/d) bajo los programas “Plus”, mientras que el director nacional de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos, Miguel Hassekieff, en el mismo diario, dos semanas después (*La mañana Neuquén*, 2011b), destacó que la producción ya llegaba a 9 MM m<sup>3</sup>/d. Independientemente de la referencia, estos montos han sido bastante inferiores al aumento de la demanda de gas natural en el período, que ha sido suplido mayoritariamente por importaciones de gas natural de Bolivia y de GNL.

#### *IV.3.b.2      Petróleo Plus*

El programa “Petróleo Plus” fue establecido por la Resolución de la Secretaría de Energía N° 1312/08, donde se establecen los mecanismos y requisitos según los cuales se otorga el programa “Petróleo Plus”, juntamente con el “Refinación Plus”. Así como el “Gas Plus”, la Secretaría de Energía, bajo la aprobación final del Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, será la responsable por dar los veredictos técnicos de los pedidos de clasificación de los proyectos “Petróleo Plus”.

Al contrario del programa “Gas Plus”, los beneficios a los productores clasificados como “Petróleo Plus” serán transferidos a través de créditos fiscales, como dicta la Resolución 1312/08:

“Aquellas empresas que queden encuadradas en los beneficios de los Programas “PETROLEO PLUS” y/o “REFINACIÓN PLUS” recibirán certificados de crédito fiscal, que serán otorgados por esta SECRETARÍA

DE ENERGÍA.”

“Dichos certificados de crédito fiscal podrán ser utilizados para cancelar derechos de exportación establecidos por la Resolución N° 394 de fecha 15 de noviembre del 2007 y en el Anexo de la Resolución N° 127 de fecha 10 de marzo de 2008, ambas del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y sus modificatorias, conforme los procedimientos y condiciones que se determinan por la presente”.

Los incentivos a la producción de petróleo se basan en aumentos de la producción respecto del pasado reciente y en base a los precios internacionales (mayores o menores de US\$ 60,90/bl). El programa “Petróleo Plus” también provee incentivos para las empresas que aumenten sus reservas de petróleo en relación con los años anteriores a través de créditos fiscales.

El crédito impositivo deducible reduce la retención efectiva a pagar y, a menor retención, sube también la referencia de precios del petróleo incremental destinado al mercado doméstico que, junto a otras negociaciones *ad hoc* con los productores de petróleo, llegó a más de US\$ 56 por barril en 2011.

Víctor Bravo (Informe Industrial *online*) señala que, aún con los planes iniciales de los “Proyectos Plus” de atraer inversiones del orden de US\$ 3.850 millones en yacimientos marginales, US\$ 2.500 millones en exploración *offshore* y US\$ 300 millones en crudos pesados hasta 2014, el país lograría un aumento de su producción de crudo de sólo un 13% más que en 2008, lo que frente al fuerte aumento de la demanda transformaría a Argentina en un importador neto de petróleo en ese entonces.

También es importante destacar que los incentivos del “Petróleo Plus” están condicionados a la efectiva exportación del producto, que sólo es permitida en caso de que la demanda interna sea completamente satisfecha. Con el aumento de la demanda local y la disminución de la producción hay una gran posibilidad de que pronto haya que encontrar otro mecanismo para incentivar la nueva producción de petróleo.

No obstante las críticas, es innegable que los programas “Plus” fueron un paso en la dirección correcta por haber condicionado legalmente mejores precios a nuevas inversiones. La historia energética argentina ya evidenció que simples señales de precios no son incentivos suficientes para que las empresas inviertan en el hallazgo de nuevas

reservas en territorio argentino. Muchas veces la práctica demostró que es más conveniente para las petroleras actuantes en el país invertir las ganancias extraordinarias obtenidas en el mercado nacional en otros países, para después exportar su producción hacia la Argentina a precios considerablemente más altos que los pagados a la producción nacional.

Anuncios recientes de importantes hallazgos de *shale gas* (gas de esquisto) por empresas como YPF en la Provincia de Neuquén (*Financial Times*, 2011) pueden cambiar considerablemente las perspectivas de la producción de gas natural en el país. En caso de que sean confirmadas como reservas probadas, estos nuevos hallazgos podrían doblar el horizonte de reservas de gas natural del país de 8 a 16 años. La entrada y el regreso de importantes actores en el sector del *upstream*, como Exxon Mobil y la empresa china *China Petrochemical Corp.* dan muestras del potencial energético argentino que, según el *US Energy Information Administration*, tiene la tercera reserva mundial de gas no-convencional<sup>27</sup> (*Financial Times*, 2011).

Para el futuro, está claro que el perfeccionamiento de programas que incentiven la producción con mayores rendimientos acompañados de compromisos de inversión claros, estables y auditables por autarquías públicas independientes acelerarían aún más el aprovechamiento de ese potencial.

#### **IV.4 Déficit Energético**

##### ***IV.4.a Aumento de importaciones y subsidios***

No obstante el conjunto de medidas para incentivar la producción a través de mayor rentabilidad, los acuerdos entre el Gobierno Nacional y los productores no fueron capaces de aumentar la producción y las reservas domésticas. Los precios pagados a los productores nacionales de gas natural destinado a generación de energía eléctrica a través del decreto 2067/08, que en principio pretendía cubrir solamente los precios de importación, fueron acordados junto a las Provincias productoras y resultaron en un aumento de precio de 1,89 a 2,14 US\$ /MBTU a partir de enero de 2010 (Rabinovich, 2010).

---

<sup>27</sup> El término *Gas no-convencional* incluye el *shale gas*, *tight gas*, metano de mantos carboníferos e hidratos de metano.



Las tablas IV.3 y IV.4, elaboradas por Rabinovich (2010), ilustran la segmentación del mercado de gas natural en cuanto al origen de la producción y los montos pagados por ella. Se percibe que en 2009 las importaciones representaron solamente el 8% del volumen del gas natural comercializado en Argentina, pero un 29% del valor pagado. El costo total del gas importado fue de US\$ 700 millones, de los cuales la demanda pagó US\$ 180 millones y ENARSA pagó lo restante a través de fondos del Tesoro Nacional.

**Tabla IV.3**  
**PRECIOS DEL GAS NATURAL – AÑO 2009 (US\$ /MBTU)**

ORIGEN	PRECIO	COMENTARIOS
Acuerdo Productores	1,13	Precio en Cuenca Neuquina
Precio Libre MEGSA	2,8	Promedio precio pagados por grandes clientes
Precio Importación Bolivia	5,12	Promedio año 2009
Precio Importación GNL	10,5	Precio producto más alquiler barco regasificador

Fuente : *Extraído de Rabinovich, 2010, pág. 22.*

**Tabla IV.4**  
**DISTRIBUCIÓN DEL MERCADO EN VOLUMEN Y PRECIO – AÑO 2009**

	MILLONES DE M <sup>3</sup>	%	MILES DE U\$S	%
Acuerdo con los productores	26.610	64%	811.862	34%
Sector Industrial	11.791	28%	891.410	37%
Importaciones Bolivia	1.679	4%	232.105	10%
Importaciones GNL	1.643	4%	465.649	19%
	<b>41.722</b>		<b>2.401.026</b>	

Fuente : *Extraído Rabinovich, 2010, pág. 22.*

En 2010, gracias a nuevas renegociaciones y a la continuación del “Gas Plus”, los precios medios de la producción del gas natural en boca de pozo llegaron a 2,65 US\$ /MBTU. Mientras tanto, los precios de los principales hidrocarburos importados fueron: para el gas boliviano en frontera, 8,77 US\$/MBTU; para el fueloil, 18,5 US\$/MBTU; el gasoil, 23,2 US\$/MBTU; y para el GNL de Bahía Blanca, de 13 a 15 US\$/MBTU. La diferencia entre lo que recibió la oferta nacional e importada y lo que se pagó por la demanda equivale a un subsidio fiscal de US\$ 1.300 millones, lo equivalente a 54% de lo que la demanda pagó (Guadagni, 2011).

La disminución de las exportaciones energéticas y el fuerte aumento de las importaciones de ese rubro también tuvieron un impacto decisivo en las cuentas externas de Argentina.

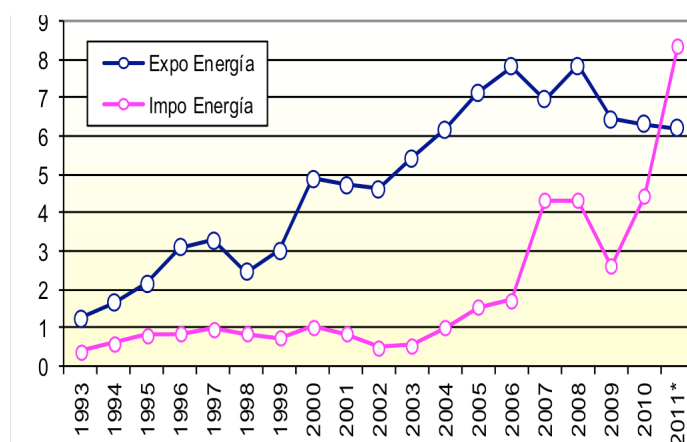
Según la tabla IV.5 y el Gráfico IV.3, elaborados por A. Guadagni, de la consultora privada Econométrica, en 2006 la mitad del superávit comercial argentino provino del sector energético, que también incluye los derivados del petróleo y la electricidad. Sin embargo, el fuerte crecimiento de las importaciones energéticas y el gradual estancamiento y reciente disminución de las exportaciones crearon un escenario donde se pronostica un déficit de más de 2 mil millones de dólares en el sector energético en el 2011.

**Tabla IV.5**  
**EL SECTOR ENERGÉTICO Y LA BALANZA COMERCIAL (2006-2011 EN MILES DE MILLONES DE US\$)**

	Comercial (a)	Superávit Energético (b)	% (c) = b/c
❖ 2006	12,3	6,1	49,6
❖ 2007	9,8	2,6	26,5
❖ 2008	12,6	3,5	27,8
❖ 2009	16,9	3,8	22,5
❖ 2010	12,1	1,9	15,7
❖ 2011	8,7	-2,2	-25,3

*Fuente : Extraído de Guadagni, 2011, pág. 7, a partir de datos del INDEC.*

**Gráfico IV.3**  
**EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE ENERGIA**  
**EN MILES DE MILLONES DE US\$ (1999-2011)**



*Fuente : Extraído de Guadagni, 2011, pág. 7, a partir de datos del INDEC.*

Según datos publicados en el periódico *La Nación* (2011a), hasta julio de 2011 los gastos en la importación de combustibles y lubricantes se duplicaron en relación con el mismo período de 2010. *La Nación* también señala que en 2006 las compras energéticas representaban el 5% de las importaciones argentinas, mientras que hasta julio de 2011 ya representaban el 14% de las importaciones en el año y 20% de todo lo importado por el país en julio. El rubro energético ya es el segundo principal importador del país, con el GNL, gasoil y fueloil, usados para alimentar las usinas que el gas natural nacional no alcanzó, como los principales responsables por las importaciones energéticas.

En relación con las exportaciones energéticas, éstas pasaron de un 16% de las exportaciones totales en 2006 a solamente el 8% en valor hasta julio de 2011. Y ello en un contexto donde los valores de la mayoría de los combustibles aumentaron más del doble en el mercado internacional desde 2006. Mauricio Clareví, analista de Abeceb.com, otra consultora privada, estima un déficit energético de US\$ 3 mil millones en 2011, mil millones a más que el señalado por el estudio de Econométrica ya mencionado. De ser confirmado este monto, habrá una diferencia de US\$ 5 mil millones en relación con el superávit energético de 2010, mientras todo el superávit comercial del país alcanzará entre 8 y 9 mil millones de dólares en 2011 (Guadagni, 2011).

Mientras tanto, los subsidios al transporte movido en base a hidrocarburos y a la energía en general ya rondan los \$78.000 millones, lo que equivaldría a un 4% del PBI y a 14% del gasto público en 2011 (*La Nación*, 2011b).

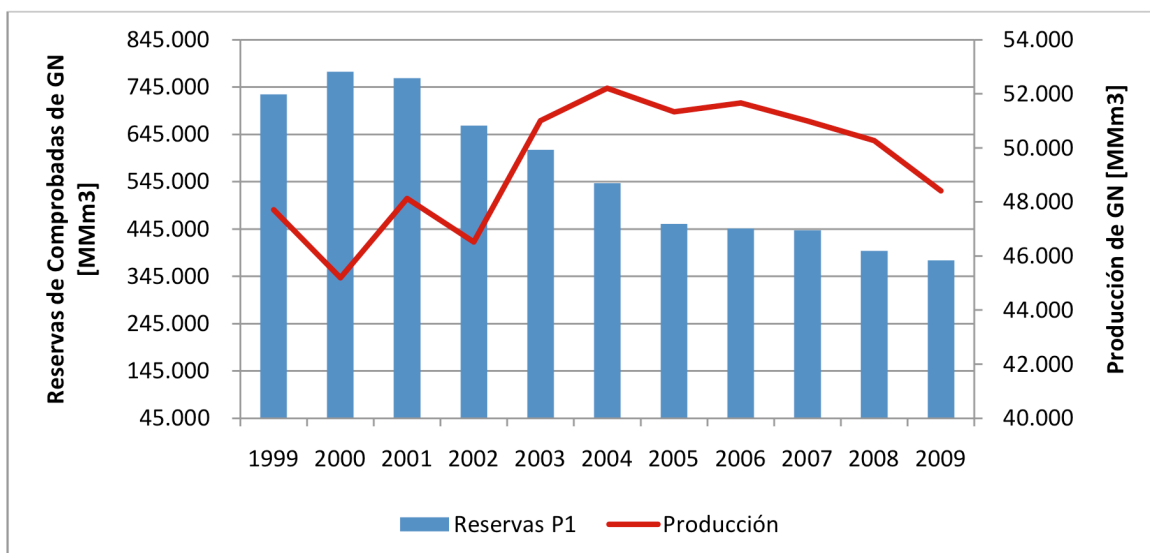
#### ***IV.4.b Aumento de la aversión al riesgo***

El informe del IAE sobre la evolución de las reservas de hidrocarburos en la década de 2000, con datos hasta el 12/12/2009 (Caratori, 2010), describe de manera detallada el estado actual del sector de hidrocarburos del país. Veamos algunos de los principales datos mostrados por el informe.

En el gráfico IV.4 percibimos que las reservas de gas pasaron de más de 750.000 MMm<sup>3</sup> en 2000 a solamente 378.000 MMm<sup>3</sup> en 2009. La pérdida de casi el 50% de las reservas de gas natural en una década es una importante amenaza para la seguridad energética de Argentina, ya que el gas natural es responsable de más del 50% de la matriz energética del país. En el gráfico IV.5 vemos que el horizonte de reservas de este

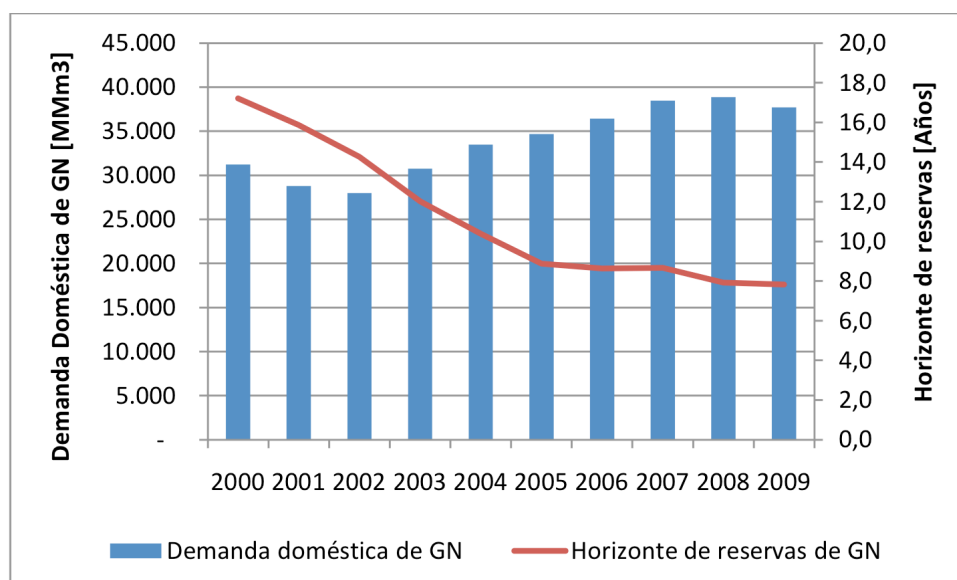
producto bajó de 18 a 8 años en la década de 2000 gracias al aumento de la demanda y a la baja reposición de reservas.

**Gráfico IV.4**  
**EVOLUCIÓN DE RESERVAS COMPROBADAS Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**  
**(1999-2009)**



Fuente: Extraído de Caratori, 2010, pág. 4, a partir de datos de la Secretaría de Energía.

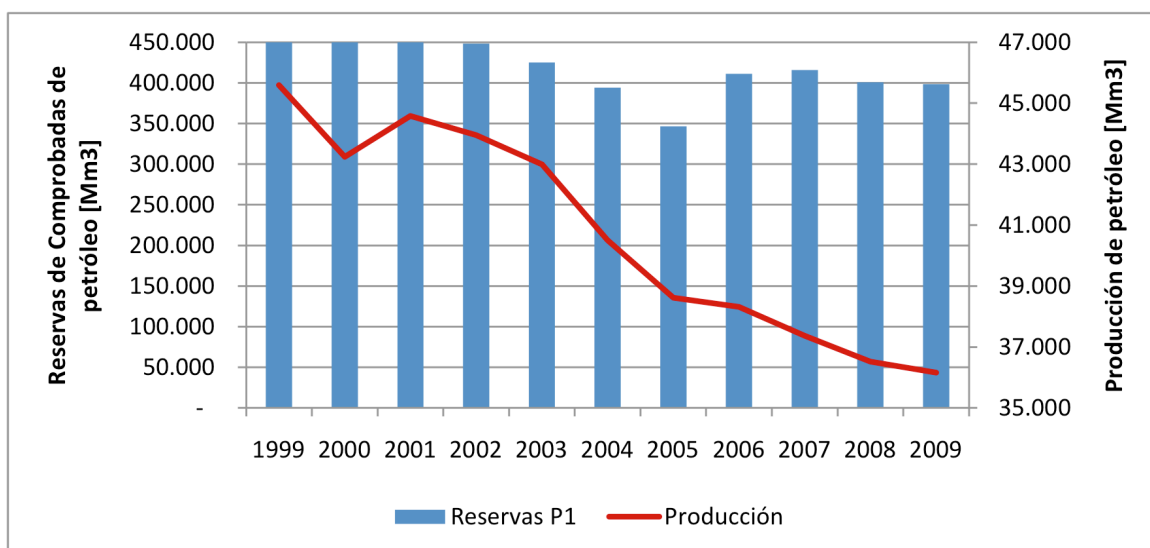
**Gráfico IV.5**  
**DEMANDA DOMÉSTICA DE GAS NATURAL (2000-2009 en MMm³)**



Fuente: Extraído de Caratori, 2010, pág. 7, a partir de datos de la Secretaría de Energía.

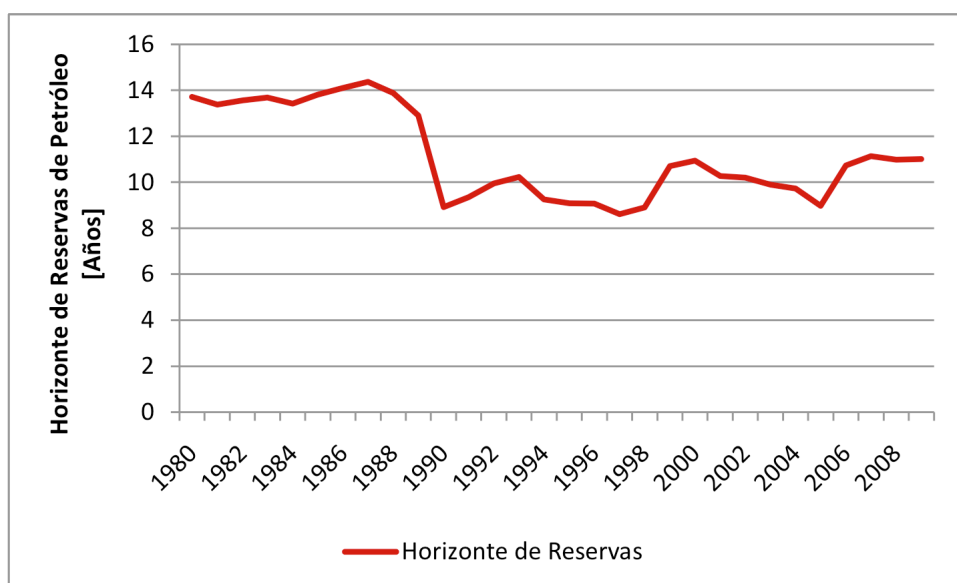
Las reservas comprobadas de petróleo a fines de 2009 llegaron a 398.000 Mm<sup>3</sup>, un 16% menores que en 2000 (gráfico IV.6), aunque la fuerte disminución de la producción del producto ha permitido que el horizonte de reservas se haya mantenido relativamente estable alrededor de 11 años (gráfico IV.7).

**Gráfico IV.6**  
**EVOLUCIÓN DE RESERVAS COMPROBADAS Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**  
**(1999-2009)**



Fuente: Extraído de Caratori, 2010, pág. 8, a partir de datos de la Secretaría de Energía.

**Gráfico IV.7**  
**HORIZONTE DE RESERVAS DE PETRÓLEO (1980-2009)**



Fuente: Extraído de Caratori, 2010, pág. 9, a partir de datos de la Secretaría de Energía, IAPG, IAE e YPF.

La tabla IV.6 muestra el esfuerzo exploratorio del país en los últimos seis quinquenios, donde se percibe que en los últimos diez años se exploró menos de la mitad que en las décadas anteriores, con una caída más acentuada en el primer quinquenio de la década.

**Tabla IV.6**  
**CANTIDAD DE POZOS DE EXPLORACIÓN TERMINADOS POR QUINQUENIO Y DÉCADA (1980-2009)**

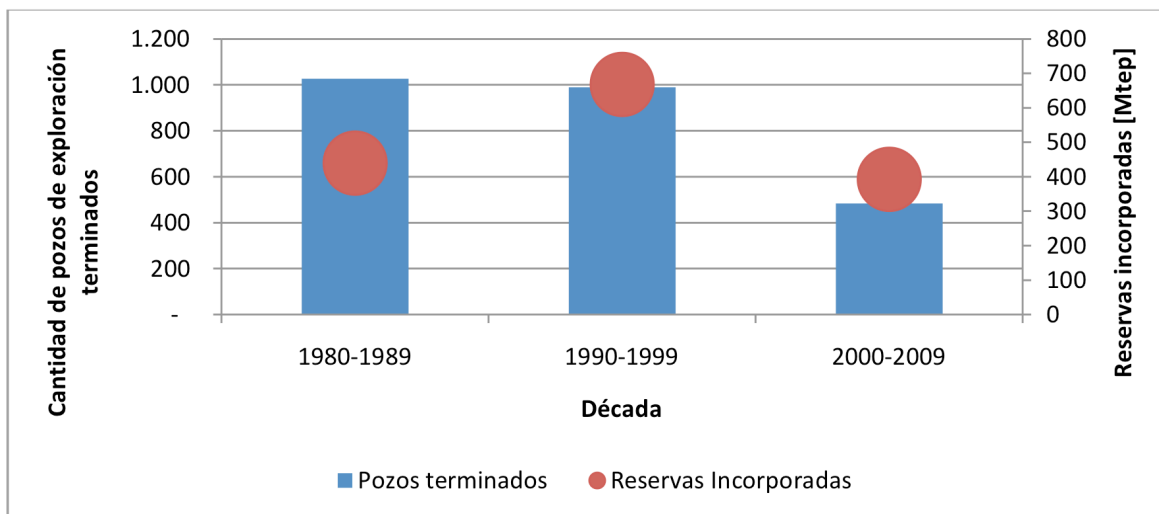
Quinquenio	Cantidad de Pozos	Década	Cantidad de Pozos
1980-1984	503	1980-1989	1026
1985-1989	523		
1990-1994	496	1990-1999	989
1995-1999	493		
2000-2004	181	2000-2009	484
2005-2009	303		

*Fuente: Extraído de Caratori, 2010, pág. 10, a partir de datos de la Secretaría de Energía, IAPG, IAE e YPF.*

Como habíamos visto desde la privatización del sector energético, la disminución de la actividad exploratoria vino acompañada de una menor exposición al riesgo por parte del sector privado. El gráfico IV.8 demuestra que la tasa de éxito exploratorio en la década de 2000 fue superior a la de la década de 1990 y mucho superior a la de la década de 1980. Ello implicó que los pozos exploratorios fueron implementados en áreas de menor riesgo. Aún así, sólo fueron perforados 484 pozos exploratorios en la década de 2000, que resultaron en un incremento de reservas del orden de 392 MTep, un 52% menos que los 668 MTep incorporados en los '90, y un 10% menores que las incorporadas en los años '80. En otras palabras, para encontrar casi la misma cantidad de reservas de los años '80, con sus 1026 pozos perforados, las empresas privadas perforaron 484 pozos en zonas de muy bajo riesgo exploratorio.

**Gráfico IV.8**

### CANTIDAD DE POZOS DE EXPLORACIÓN TERMINADOS Y RESERVAS INCORPORADAS POR DÉCADA (1980-2009)



*Fuente: Extraído de Caratori, 2010, pág. 10, a partir de datos de la Secretaría de Energía e YPF*

Naturalmente, este recorte temporal incluye el peor momento de la crisis de 1998-2002 y los años de incertidumbre que le siguieron. Sin embargo, los números del quinquenio 2005-2009 siguen siendo inferiores a todos los quinquenios del período 1980-1999, lo cual evidencia una grave declinación presente y futura de la producción doméstica de hidrocarburos en medio de un inédito crecimiento económico y su consecuente aumento de demanda energética.

### CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

A la luz del marco teórico presentado en el capítulo I podemos llegar a varias conclusiones sobre la evolución del sector energético argentino y cómo la misma ha sido influenciada por las políticas de atracción de inversiones en los períodos históricos analizados.

### **V.1 Los giros constantes**

El análisis del período que va de 1958 a 1989 evidencia que la única política eficaz de promoción de la exploración y la producción de hidrocarburos en el país se dio a través de las inversiones de riesgo realizadas por la empresa estatal YPF, responsable por el hallazgo de más del 99% de las reservas de hidrocarburos del país en ese período. El sinnúmero de programas públicos de incentivo a la exploración y la producción por parte de empresas privadas se constituyeron, en realidad, en políticas rentistas de apropiación “legal” de las inversiones de riesgo exitosas de YPF. Una vez propiedad privada, las inversiones de bajo riesgo en producción eran condicionadas a mejores precios, aceptados y legitimados gracias a la falsa premisa del alto costo y riesgo de dichas inversiones. El contexto poco democrático y los vaivenes políticos facilitaron la aprobación de tales políticas.

Aunque el modelo de políticas clientelistas de Wilson et al. (2005) se aplique solamente a democracias liberales y la Argentina de aquellas décadas (de los '50 a los '80) haya estado bajo varias dictaduras militares y regímenes democráticos considerados por muchos como “populistas”, las políticas de incentivo a la producción privada de hidrocarburos se asemejaron a las políticas clientelistas que los autores describen. Ello es así porque dichas medidas beneficiaron considerablemente a unas pocas empresas privadas (grupos minoritarios) en detrimento de los consumidores y los contribuyentes (la mayoría, que pagó precios más altos y subsidió los déficits de YPF causados, en gran parte, por la apropiación de sus inversiones de riesgo exitosas).

Estos grupos económicos eran fácilmente identificables; tenían grandes intereses económicos en la aprobación de los programas de incentivos que hemos descrito en el capítulo II; la mayoría, que pagaba los costos, era demasiado difusa y su capital político era bajo (algo natural en sistemas políticos no-democráticos). La manutención de políticas clientelistas del gobierno del Presidente democráticamente electo, Alfonsín,



demuestra el poder de cooptación que las empresas privadas tenían sobre los formuladores de la política energética argentina del período.

Los constantes giros de políticas públicas en el sector energético, *per se*, obstaculizaron inversiones privadas de largo plazo ya que la seguridad jurídica del período fue muy baja. Ello incentivó a los actores económicos a dedicarse a las actividades rentistas que Schumpeter describe. La existencia de un semi-monopolio estatal y trabas legales a la expansión de las empresas privadas también dificultó el emprendedorismo innovador de las empresas de hidrocarburos locales.

## **V.2 Los '90 y las reformas "liberalizantes"**

De manera parecida, la profunda liberalización del mercado energético argentino en los años '90, que siguió la gradual apertura del sector a fines de los '80, sólo fue posible gracias a la existencia de un sector interno organizado que, a través de "políticas clientelistas" en un contexto de "negociaciones de dos niveles", logró legitimar políticamente la privatización del sector energético de tal modo que ésta no benefició ni a los consumidores, ni a los contribuyentes, ni a los trabajadores del sector, sino únicamente a las empresas privadas que adquirieron los recursos a precios deprimidos y en un mercado oligopólico y desregulado.

La "teoría del juego de dos niveles" (Putnam, 1988) nos ayuda a explicar por qué las reformas iniciales de liberalización, como la privatización de los activos públicos, fueron políticamente posibles al alinear intereses internos preexistentes con intereses externos coincidentes. La misma teoría también nos ayuda a explicar el fracaso del FMI, del Banco Mundial y de otros organismos internacionales en "imponer" o negociar exitosamente las llamadas "reformas de segunda generación", que, entre otras cosas, garantizarían una real defensa de la competencia en sectores competitivos y políticas activas del Estado para traspasar posibles ganancias de productividad provenientes de la privatización hacia los consumidores en los sectores naturalmente monopólicos y/u oligopólicos, lo que no se vio en el sector de petróleo y gas. En esas negociaciones, los "win-sets" del nivel nacional y los del nivel internacional no coincidieron al no haber voluntad política interna que llevase a una liberalización competitiva del sector energético local.

La constatación de que ningún país latino-americano haya privatizado de manera tan intensa y rápida su sector de hidrocarburos, aunque la mayoría haya experimentado presiones “liberalizantes” semejantes -como renegociaciones de deuda y apertura económica- sustenta el argumento de que la existencia previa de un sector privado local actuante en el *upstream* haya sido un factor determinante para la privatización completa y la desregulación del sector de hidrocarburos local en el modo en que se dio.

El proceso de privatización y desregulación del sector energético argentino nos deja importantes lecciones sobre el rol estratégico del sector energético en el desarrollo nacional y la importancia de la defensa de la competencia en sectores controlados por oligopolios privados. Las enormes cantidades de remesas enviadas al exterior a causa de la monetización de las reservas, la desinversión en activos, emisiones de ganancias a casas matrices extranjeras y la mayor importación de insumos superaron en mucho las divisas que entraron al país como resultado de la privatización y las subsecuentes inversiones genuinas.

Concluimos que, como señalaron Pinheiro y Schneider (2005), las privatizaciones *per se* no son herramientas eficientes de equilibrio fiscal en el mediano y largo plazo. Las mejoras de productividad como efecto de la privatización del sector de hidrocarburos en Argentina no llegaron a los consumidores por la falta de incentivos económicos y regulaciones (como inversiones mínimas en exploración y pérdida de concesiones en caso de incumplimiento) que obligasen a las empresas a hacerlo. Como resultado, las reservas fueron monetizadas y la seguridad energética de mediano plazo, perjudicada.

La premisa de que una mayor rentabilidad local llevaría necesariamente a mayores inversiones de riesgo privadas se mostró falsa, ya que tales inversiones fueron realizadas en otros países y no en Argentina, lo que terminó por contrariar el interés nacional de mayor seguridad energética. El sector privado desconfió de la capacidad de Argentina de mantener las condiciones de alta rentabilidad en el largo plazo (que estaban vinculadas a la convertibilidad del peso al dólar) y prefirieron invertir en proyectos regionales volcados a mercados externos. Las principales inversiones realizadas en Argentina por empresas energéticas en el período tuvieron como objetivo los mercados externos, que presentan retornos necesariamente en dólares. Claro está, la cuestión geológica también fue determinante para ese proceso, ya que la mayor parte del petróleo y gas convencionales en Argentina ya habían sido explorados y países como Bolivia y Perú aún tenían áreas

con muy bajo riesgo exploratorio y de bajo costo, como es el caso de la región de Camisea en Perú.

Otra conclusión importante que nos trae el proceso de desregulación del sector de hidrocarburos en los años '90 se relaciona con la federalización del "dominio jurídico de las riquezas del subsuelo" que creó un "mercado" de políticas de incentivos fiscales entre las Provincias argentinas. Naturalmente, el poder de regateo de una empresa multinacional sobre una Provincia necesitada de recursos es considerablemente superior a aquel entre la misma empresa y el Estado Nacional. Como vimos, la Ley N° 26.197, o "Ley Corta", de 2006 reforzó la política de federalización de las directrices energéticas al transferir a las Provincias la responsabilidad por las concesiones de los yacimientos de hidrocarburos, lo que muestra una visión común sobre la federalización de los hidrocarburos de los '90 y las administraciones post-2003

### **V.3 El desafío de crecimiento económico con seguridad energética**

A exactamente 10 años del ápice de la crisis de 1998-2002, es innegable que muchos de los problemas generados por la crisis fueron superados de manera ejemplar y que Argentina ha experimentado un importante proceso de reindustrialización y creación de riqueza nacional. No obstante, el sector energético local no ha acompañado el desarrollo económico que el país ha experimentado desde entonces porque, como vimos, las reformas sectoriales implementadas fueron paliativas, circunstanciales e imprevisibles.

La seguridad jurídica fue afectada no sólo por la ruptura de los contratos firmados en los '90, sino también por el sinnúmero de reglas y normas que trataron de mejorar los precios para los productores. La falta de previsibilidad de dicho proceso elevó (y eleva) los riesgos políticos de nuevas inversiones, lo que aumentó considerablemente los costos de oportunidad para nuevas inversiones en el sector energético local. La falta de resolución de más de 24 fallos en el CIADI aumenta la percepción de riesgo vinculada a inversiones privadas en Argentina.

Las consecutivas crisis energéticas producto de posibles manipulaciones de oferta por parte de las empresas, y también de la baja inversión en la expansión productiva, corroboran la necesidad de mayor institucionalidad y regulación del sector. La multiplicación de incentivos de precios y créditos fiscales restringidos a nuevas

inversiones (Petróleo y Gas Plus) también aumentó las demandas técnicas de la Secretaría de Energía, institución responsable de auditar las nuevas inversiones en el *upstream*. El hecho de que la decisión final se tome “*ad referendum*” del Ministro de Planificación, un cargo político, y no desde la dirección de una agencia autárquica elegida por el Poder Ejecutivo y aprobada por el Congreso Nacional, como en países vecinos, les resta seguridad jurídica a los inversores y aumenta la posibilidad de discrecionalidad en la toma de decisiones.

El entendimiento (correcto) por parte del Gobierno Nacional de que el simple aumento de la rentabilidad del sector no conlleva necesariamente más inversiones en el territorio argentino sustenta políticas que condicionan la mejora de precios a nuevas inversiones, como lo hacen los programas “Plus”. No obstante, para que tales nuevas inversiones puedan dar cuenta del aumento de la demanda nacional y la caída de las reservas y la producción, el aumento de la seguridad jurídica y la institucionalidad del sector es menester.

A la larga, vemos que los riesgos que traen las políticas de atracción de inversiones a través de incentivos financieros, fiscales o indirectos, señalados por Oman, han tenido y siguen teniendo lugar en el sector energético argentino:

- a) Los actuales subsidios al consumo y a la producción podrían ser mejor direccionados hacia los ciudadanos que realmente lo necesitan y los recursos restantes mejor invertidos, por ejemplo, en infraestructura e información geológica sobre el potencial energético del territorio argentino;
- b) se amplió la posibilidad, facilitada por la limitación de recursos de la Secretaría de Energía, de la malversación de inversiones antiguas reclasificadas como nuevas para que puedan gozar de mejores precios;
- c) La discrecionalidad de las políticas de incentivos también abrió espacio para la crítica, fundamentada o no, de prácticas criminales de “capitalismo de amigos” por parte de las administraciones públicas encargadas de asignar beneficios y concesiones a las empresas (ahora a cargo de las Provincias).

Por último, la promoción de inversiones públicas en el sector a través de la ENARSA no ha cambiado el panorama de descenso de reservas y producción. El hecho de que una parte importante de dichas inversiones de ENARSA se dirijan al subsidio de los consumidores y no al aumento de la capacidad productiva nos lleva a dudar de su posible

rol de competidor estratégico en un mercado semi-desregulado. El vencimiento de una grande proporción de las concesiones antiguas hasta el 2017 abre una oportunidad única para que vuelva a tener protagonismo una empresa productora estatal en competencia con otras empresas privadas sin necesidad de que se cometan los mismos errores de apropiación de las inversiones de riesgo exitosas de la empresa estatal por parte de las empresas privadas.

Ahora que el déficit energético ya es una realidad y que los subsidios energéticos representan más del 4% del PBI o 14% del gasto público (*La Nación*, 2011b), la necesidad de atraer inversiones públicas y privadas para el aumento de la producción nacional de hidrocarburos debe ser puesta en el centro de la agenda política. Argentina necesita una visión energética de largo plazo en la que: el consumidor del presente no perjudique al consumidor del futuro; las empresas privadas tengan condiciones estables y reglas claras para invertir, idealmente con una nueva ley de hidrocarburos que constituya instituciones autárquicas más sólidas e institucionalmente independientes y difíciles de ser cooptadas; haya señales de precios estables y competitivos en relación con el costo de oportunidad de otras inversiones regionales, sin constantes intervenciones políticas; se cuente con regulaciones que condicionen la posesión de concesiones a inversiones mínimas y que penalicen efectivamente a las empresas que no las cumplan; haya mayor competencia en el proceso licitatorio para nuevas concesiones; sea posible el rescate de una política energética nacional y no fragmentada por Provincias.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

Baumol, William, John Panzar y Robert D. Willig. 1982. *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. New York, NY: Harcourt Brace.

Bernal, Federico. 2005. *Petróleo, estado y soberanía: hacia la empresa multiestatal latinoamericana*. Buenos Aires: Biblos.

Caratori, Luciano. 2010. *Informe: Evolución de las reservas de hidrocarburos en Argentina en la década de 2000*. Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

Chudnovsky, Daniel y Andrés López. 2003. Policy Competition for Foreign Direct Investment. En *Trade Negotiations in Latin America. Problems and Prospects*, D. Tussie, ed. New York, NY: Palgrave Macmillan Ltd.

De Araújo, José. 2003. The Policy Implications of Schumpeterian Competition. En *Trade Negotiations in Latin America. Problems and Prospects*, D. Tussie, ed. New York, NY: Palgrave Macmillan Ltd.

*Financial Times*. 2011. ExxonMobil targets Argentina shale, Agosto 30.

Gadano, Nicolás. 1998. Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina. En *Serie Reformas Económicas – 7*. Santiago de Chile: CEPAL.

Guadagni, Alieto A. 2011. *El retroceso energético demanda una nueva política*. En Informe Especial N° 416. Buenos Aires: Econométrica S.A.

Informe Industrial *online*. Los programas "Plus" para el petróleo y la refinación, <http://www.informeindustrial.com.ar/verNota.aspx?nota=Los%20programas%20Plus%20para%20el%20petróleo%20y%20la%20refinación> 106. (Consultado el 07/07/2011).

Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" (IAE). 2011. *Propuesta Programática del IAE para el Sector Energía*. Buenos Aires: IAE.

Inversores & Finanzas. 2008. *Análisis de la aplicación del sistema de retenciones móviles a las exportaciones de granos y del sector petrolero*. Buenos Aires: Inversiones & Finanzas – Grupo Consultor.

Kozulj, Roberto. 2000. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en Argentina. En *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* N° 14. Santiago de Chile: CEPAL.

—. 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. En *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* N° 46. Santiago de Chile: CEPAL.

—. 2005. Crisis de la industria del gas natural en Argentina. En *Serie Recursos Naturales e Infraestructura* N° 88. Santiago de Chile: CEPAL.

—. 2011. Estudio sobre *Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur*, DNRI-CEPAL 2011 - versión borrador facilitada por el autor.

Kozulj, Roberto, Víctor Bravo y Nicolás Di Sbroiavacca. 1993. *La política de desregulación petrolera Argentina y sus impactos*. Buenos Aires: Editor de América Latina, Colección de Bibliotecas Universitarias.

Krueger, Anne. 1990. Government failures in development. *Journal of Economic Perspectives*, 4 (3): 9-23.

*La mañana Neuquén*. 2011a. Gas más caro, pero con pocos compradores. Agosto 24.

*La mañana Neuquén*. 2011b. Gas Plus: invirtieron u\$s 1.000 millones. Septiembre 2.

*La Nación*. 2011a. Por el déficit energético, cayó 22% el superávit comercial. Agosto 24.

*La Nación*. 2011b. Apuntan a moderar salarios y subsidios para frenar la inflación. Septiembre 20.

Martín, José. 2006. *El petróleo y la petroquímica en la Argentina, 1914-1983: emergencia, expansión y declinación del nacionalismo petrolero*. Buenos Aires: Ediciones Cooperativas.

Montamat, Daniel G. 2007. *La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente*. Buenos Aires: El Ateneo.

Oman, Charles. 2000. *Policy Competition for Foreign Direct Investment: A Study of Competition among Governments to Attract FDI*. Paris: OECD.

Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). 2003. *Privatising State-owned Enterprises: An overview of policies and practices in OECD countries*. Paris: OECD.

Pinheiro, Armando C. y Ben R. Schneider. 1995. The fiscal impact of privatisation in Latin America, *Journal of Development Studies* 31 (5): 751-776.

Putnam, Robert D. 1988. *Diplomacy and Domestic Politics: The logic of two level games*. *International Organization*, vol. 42, n .03, pp. 427-460, Estados Unidos.

Rabinovich, Gerardo. 2010. Análisis de la situación de los Precios y Tarifas de la Energía Eléctrica y el Gas Natural. *Proyecto Energético*, 26 (88): 20-22.

Rapoport, Mario. 2000. *Historia económica, política y social de la Argentina (1880-2000)*. Buenos Aires: Ed. Macchi.

Sábato, Arturo. 1974. *Petróleo: dependencia o liberación*. Buenos Aires: Ediciones Macacha Güemes.

Schumpeter, Joseph. A. 1942. *Capitalism, Socialism & Democracy*. London: George Allen & Unwin.

Spiller, Pablo T. 2003. Tratados Bilaterales de Protección al Inversor: ¿Costo o Beneficio? *En Argentina: Crisis, Instituciones y Crecimiento*. Buenos Aires: Conferencias FIEL 2003.

Strange, Susan. 1992. States, firms and diplomacy. *International Affairs*, vol. 68, No. 1, Reino Unido.

*The Economist*. 2011. Less haste, more freed. Experience suggests Greece's privatisation plan is too fast, Julio 7.

Williamson, John ed. 1990. *Latin American Adjustment: How Much has Happened?* Washington, DC: Institute for International Economics.

Wilson, James Q., John J. Dilulio y Meenekshi Bose. 2005. *American Government: Institutions & Policies*. Boston: Wadsworth.

## BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

Beato, Paulina y Benavides, Juan. 2004. *Gas Market Integration in the Southern Cone*. Washington DC: Inter-American Development Bank.

Beredjick, Nicky y Thomas Walde. 1988. *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*. New York, NY: Graham & Trotman.

Bernal, Meza, Raúl .1990. *El paradigma de la autonomía en el marco de la interdependencia y el proceso de transnacionalización*. Mendoza: Centro de Estudios de las Relaciones Internacionales de América Latina (CERIAL)

CEPAL-OLADE-GTZ. 2003. Energía y desarrollo sustentable en America Latina y el Caribe, En *Guía para la formulación de políticas energéticas*. Santiago de Chile: CEPAL.

Di Sbroiavacca, Nicolás. 2010. ¿Cuánto Petróleo queda en Argentina?. *Proyecto Energético* 26 (88): 6-9.

Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). 1999. *La regulación de la competencia y de los servicios públicos - Teoría y experiencia argentina reciente*. Buenos Aires: FIEL.

Honty, Gerardo. 2006. Mercosur Interconexión energética sin integración política. *Revista del Sur*, N° 165.

Kalicki, Jan H. y David L. Goldwyn. 2005. *Energy & Security: Toward a New Foreign Policy Strategy*. Washington, D.C.: Woodrow Wilson Center Press

Kosacoff, Bernardo, ed. 2008. *Crisis, recuperación y nuevos dilemas. La economía argentina 2002-2007*. Buenos Aires: CEPAL.

Kosacoff, Bernardo. 2008. *Hacia un nuevo modelo industrial. Idas y vueltas del desarrollo argentino*. Buenos Aires: Colección Claves para todos, Capital Intelectual.

Kosacoff, Bernardo y Fernando Porta. 2000. Las empresas transnacionales en la industria argentina, (Reseña 2). En *El Desempeño Industrial Argentino. Más Allá de la Sustitución de Importaciones*. Buenos Aires: CEPAL.

Kosacoff, Bernardo. y Ramos, A. 2006. *Comportamientos microeconómicos en entornos de alta incertidumbre: la industria argentina*. Documento de Proyecto. Buenos Aires: CEPAL.

Kozulj, Roberto. 2008. La integración energética en América del Sur. El caso de la



Argentina. En *Energía e Infraestructura en América del Sur - Economía Política de la Integración*. Heidrich Pablo, comp. Buenos Aires: Editorial Nuevo Sur.

Kozulj, Roberto. 2010. The Quest for Energy Security in Argentina. En *Series on Trade and Energy Security – Policy Report 2*. Winnipeg, Canada: International Institute for Sustainable Development (IISD).

Krueger, Anne. 1974. The political economy of the rent-seeking society, *American Economic Review* 64 (3): 291-303.

Landau, George y Daniel Montamat, ed. 2007. A integração energética como opção estratégica para a região. En *Brasil y Argentina 2015: Construindo uma visão compartilhada*. Gonçalves, B. José y Pena, Félix, ed. Rio de Janeiro: Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI) y Fundação Konrad Adenauer.

Mansilla, Diego. 2008. *Petroleras estatales en América Latina: entre la transnacionalización y la integración*. La revista del CCC, N°2. Disponible en: [www.centrocultural.coop/revista/articulo/30/.10](http://www.centrocultural.coop/revista/articulo/30/.10). (Consultado el 2 agosto de 2011).

Montamat, Daniel Gustavo y D. Petrecolla. 1999. *La estructura del mercado de combustibles de la Argentina y de la competencia*. Buenos Aires: FUNDARE y Montamat & Asociados.

Powell, R. 2002. Bargaining theory and international conflict. *Annual Review of Political Science* 5: 1-30.

Ruiz Caro, A. 2009. *Las negociaciones internacionales en el sector energético y sus implicancias para América Latina y El Caribe*. Project paper. Santiago de Chile: ECLAC.

Salas, Horacio. 2007. *Centenario del petróleo argentino 1907 – 2007*. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Solberg, Carl E. 1986. *Petróleo y nacionalismo en la Argentina*. Buenos aires: Hyspamérica.

Underdal, A. 2002. The Outcomes of Negotiation. En *International Negotiation: Analysis, Approaches, Issues*. V.A. Kremenyuk, ed. San Francisco: Jossey-Bass.

Urbiztondo, Santiago. 2004. La reconstrucción institucional: Los servicios públicos después del 2002, En *Argentina: Crisis, Instituciones y Crecimiento*. Buenos Aires: Conferencias FIEL 2003.

Urbiztondo, Santiago. 2003. *Renegotiation with Public Utilities in Argentina: analysis and proposal*. Buenos Aires: FIEL.