

## recursos naturales e infraestructura

# **B**alance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles

Roberto Kozulj



NACIONES UNIDAS



División de recursos naturales e infraestructura

Santiago de Chile, julio de 2002

Este documento fue preparado por el señor Roberto Kozulj, consultor de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

---

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1761-P

ISBN: 92-1-322052-9

ISSN Versión impresa: 1680-9017

ISSN Versión electrónica: 1680-9025

Copyright © Naciones Unidas, julio de 2002. Todos los derechos reservados

Nº de venta: S.02.II.G.76

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

---

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

## Índice

---

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Introducción</b> .....	9
<b>I. Balance del proceso de privatización de la industria petrolera Argentina</b> .....	11
A. Los antecedentes generales del proceso de privatización petrolera .....	11
B. La reestructuración de YPF y su privatización .....	15
C. Análisis de las modalidades de la privatización .....	22
D. El impacto de la privatización sobre la distribución del ingreso petrolero bruto.....	25
<b>II. El impacto de las reformas en el upstream sobre la competencia, las inversiones y los precios</b> .....	31
A. La estructura del mercado en el upstream desde la desregulación petrolera .....	32
B. El impacto de la desregulación sobre las inversiones en el upstream .....	35
C. El impacto de las reformas sobre los precios del crudo.....	45
<b>III. El comportamiento de las inversiones y la promoción de la competencia al nivel de las refinerías después del proceso de privatización</b> .....	47
A. El impacto de las reformas sobre las inversiones en refinerías.....	47
B. El impacto de las reformas sobre la promoción de la competencia.....	51
C. El impacto de las reformas sobre la formación de precios a la salida de las refinerías .....	53

D.	Conclusiones acerca del comportamiento de las inversiones, la competencia y los precios en el eslabón de refinación.....	59
<b>IV.</b>	<b>El comportamiento de las inversiones y la promoción de la competencia al nivel de la distribución después del proceso de privatización .....</b>	<b>61</b>
A.	El crecimiento de las unidades de distribución .....	62
B.	El impacto de las reformas sobre el aumento de la competencia al nivel de las unidades de distribución.....	64
C.	El impacto de las reformas sobre los precios a nivel del público y sobre los márgenes de comercialización.....	66
D.	Conclusiones acerca de los resultados e impactos de las reformas al nivel de las unidades de distribución minorista.....	71
<b>V.</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>73</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>79</b>
	<b>Serie recursos naturales e infraestructura: números publicados.....</b>	<b>81</b>

## Índice de cuadros

Cuadro 1	Activos petroleros privatizados entre 1991 y 1993 sin incluir la venta de acciones de YPF S.A. ....	19
Cuadro 2	Condiciones de reducción de cuotas de mercado de Repsol–YPF.....	21
Cuadro 3	Empresas vinculadas y controladas por Repsol–YPF .....	24
Cuadro 4	Exportaciones de crudo en volumen y valor.....	26
Cuadro 5	Precios promedio en dólares constantes y en moneda local constante por grandes períodos entre 1966 y 2001 .....	26
Cuadro 6	Estimación de la participación promedio en el ingreso petrolero bruto.....	27
Cuadro 7	Estimación del ingreso petrolero bruto promedio percibido por los diversos agentes .....	27
Cuadro 8	Participación de YPF en la producción de crudo antes de las reformas.....	32
Cuadro 9	Evolución de los principales indicadores de actividad en el upstream de la industria: valores promedio por grandes períodos 1970–2000.....	35
Cuadro 10	Análisis del incremento de reservas entre 1994 y 2000 por áreas.....	40
Cuadro 11	Síntesis del análisis del origen de los incrementos de la producción por tipo de áreas: datos de 1990–1994 y 2000 .....	42
Cuadro 12	Precios internacionales y locales del crudo 1989–2001 .....	45
Cuadro 13	Capacidad de elaboración de las refinerías total nacional 1980–1999.....	49
Cuadro 14	Variaciones en la capacidad de elaboración de las refinerías y total nacional 1991–1994 y 1999.....	50
Cuadro 15	Evolución del número de estaciones de servicio 1989–1999 .....	63
Cuadro 16	Precios promedio de los combustibles por grandes períodos 1966–2000 .....	68

## Índice de gráficos

Gráfico 1	Evolución de la producción petrolera antes de la privatización: YPF y contratos según períodos de otorgamiento de áreas 1959–1990 .....	18
Gráfico 2	Participación en la tenencia de acciones de YPF S.A. hacia 1998.....	20
Gráfico 3	Destino final de los fondos obtenidos de la venta de YPF S.A. a Repsol en las dos etapas: Monto total de la venta MUS\$ 15.164. - .....	21
Gráfico 4	Evolución de los subproductos obtenidos del crudo procesado. Datos de los principales subproductos 1966–2001.....	25
Gráfico 5	Variación de los precios promedio 1996–2001 respecto a los vigentes durante 1983–1989. Expresados en moneda local y extranjera.....	27

Gráfico 6	Estimación del ingreso petrolero total por tipo de agentes, en dólares constantes de 1990, expresado como índice respecto al valor promedio anterior a la privatización .....	29
Gráfico 7	Producción de YPF 1990–2001: 1990 por administración sin contratos 1993–20001 sin considerar empresas vinculadas ni asociaciones .....	33
Gráfico 8	Año 1993: Participación en la producción .....	33
Gráfico 9	Año 1997: Participación en la producción .....	34
Gráfico 10	Año 2000: Participación en la producción .....	34
Gráfico 11	Evolución de algunos indicadores de la industria petrolera: comparación por períodos antes y después de las principales reformas datos 1970–2000 .....	36
Gráfico 12	Evolución de la producción, el consumo interno y las reservas de petróleo en Argentina 1970–2000 .....	36
Gráfico 13	Argentina: Evolución de la actividad exploratoria 1970–2000.....	38
Gráfico 14	Porcentaje acumulado del incremento de reservas y del de pozos exploratorios datos 1993/4–2000 según áreas.....	38
Gráfico 15	Análisis de la variación de reservas entre 1994 y 2000 .....	39
Gráfico 16	Reservas por operador principal año 1994 .....	41
Gráfico 17	Reservas por operador principal año 2000 .....	41
Gráfico 18	Reservas por propiedad año 2000.....	42
Gráfico 19	Estimación del incremento de la producción petrolera 1990–2000 .....	44
Gráfico 20	Productividad media de los pozos petrolíferos.....	44
Gráfico 21	Evolución de las tasas de variación de los precios internos e internacionales del crudo respecto al promedio del valor del año 1990–2001.....	46
Gráfico 22	Evolución de la estructura promedio del mix de refinación de los principales productos Argentina 1960–2000 .....	48
Gráfico 23	Participación de cada empresa en el total de las inversiones estimadas en refinación 1991–1999.....	51
Gráfico 24	Participación de YPF en el downstream.....	52
Gráfico 25	Índice de concentración de la oferta empresaria por producto según subproductos obtenidos por empresa .....	53
Gráfico 26	Precios medios de los combustibles en el mercado spot internacional: valores FOB respecto al precio estimado en planta de despacho. período 1991–2000.....	54
Gráfico 27	Precios medios de los combustibles en el mercado spot internacional valores CIF estimados respecto al precio estimado en planta de despacho período 1991–2000.....	54
Gráfico 28	Evolución de los precios en planta de almacenaje de la Nafta común: 1997–2001 .....	55
Gráfico 29	Precios promedio en planta de la Nafta común datos de 1997–2001.....	55
Gráfico 30	Evolución de los precios en planta de almacenaje de la Nafta especial o súper: 1997–2001 .....	56
Gráfico 31	Precios promedio en planta de la Nafta súper: datos de 1997–2001.....	56
Gráfico 32	Evolución de los precios en planta de almacenaje del gas oil: 1997–2001.....	57
Gráfico 33	Precios promedio en planta del gas oil: datos de 1997–2001.....	57
Gráfico 34	Evolución del margen entre los precios medios unitarios sin impuestos y el valor unitario del crudo: 1991–2000 .....	58
Gráfico 35	Valores relativos promedio 1990–1999 de los precios internos respecto a los internacionales comparados con los precios medios de exportación e importación .....	59
Gráfico 36	Evolución del número de estaciones de servicio: 1989–1999.....	63

Gráfico 37	Índice de Herfindhal–Hirschman para la etapa de ventas minoristas: evolución 1990–1999.....	64
Gráfico 38	Serie de precios medios mensuales de venta de los combustibles incluyendo impuestos 1991–2000 .....	68
Gráfico 39	Variación de los precios promedio finales respecto al período previo a las reformas.....	69
Gráfico 40	Estimación de los márgenes unitarios del estacionero estimados como porcentajes fijos del precio final de venta: 1991–2000.....	70
Gráfico 41	Estimación de los márgenes unitarios para naftas en algunos países de la región, año 2000 .....	71

---

## Resumen

---

El estudio analiza el impacto de las reformas del sector petrolero argentino iniciadas en los noventa, sobre las inversiones, la formación los precios y la competencia e intenta dar respuesta al interrogante acerca del grado en que se cumplieron las expectativas previas al proceso de privatización y desregulación.

En el primer capítulo se analiza la modalidad de privatización de YPF. Se concluye que es necesario considerar el conjunto de articulaciones entre las privatizaciones, el sistema financiero, la concentración de la propiedad a escala nacional y regional y el Plan de Convertibilidad y lo que ello ha significado para la sociedad Argentina y para la región. Ello es así debido a que, los pasos previos de la reestructuración de YPF a través del desglose de activos, la compra de Maxus y la operación de compra de YPF por parte de Repsol puede ser vista *ex post* como una gigantesca operación de concentración de poder cuasi monopolístico no sólo en Argentina sino en toda la región. Por su parte el mecanismo de la convertibilidad permitió en una primera etapa la captación de una renta extraordinaria a través de precios elevados en divisas logrados por un proceso de aguda apreciación monetaria. Estos beneficios extraordinarios, fueron obtenidos de activos comprados a valor de costos hundidos y finalmente, tras el desenlace global de la convertibilidad, por medio de una masiva "expropiación" de los ahorristas pequeños y medianos, lo cual, de confirmarse la responsabilidad directa, indirecta, o encubierta del principal accionista de Repsol, el grupo BBVA, explicaría el elevado valor de adquisición de YPF, dado que dicho valor no respondía a los flujos internos esperables actualizados en un período

razonable de tiempo, ni aún bajo la realidad de una extraordinaria rentabilidad basada en la disposición de activos y reservas que minimizaban el requerimiento de nuevas inversiones. Téngase en cuenta que la compra de YPF por parte de Repsol es equivalente al 58% de todas las inversiones españolas acumuladas en Argentina entre 1990 y 1998 y más de tres veces las implicadas en el sector de comunicaciones y supuso un 142 % del incremento del activo de Repsol basado en una abultada deuda bancaria.

En el capítulo 3, dedicado al análisis del *upstream*, se muestra que el proceso de inversiones de riesgo se ha deteriorado fuertemente tras la privatización y que las mayores inversiones en desarrollo han obedecido al aumento de exportaciones basado en la explotación intensiva de áreas centrales. La relación reservas producción disminuyó en una década de 14 años a menos de 9 años en promedio y los pozos exploratorios son 20% menos que antes, incorporándose reservas en áreas maduras exploradas por YPF en el pasado. Los precios se alinearon con los internacionales situándose en alrededor de 2 a 3 US\$ bbl por debajo del valor del WTI tomado como marcador

En el capítulo 4 se analiza lo ocurrido en el *downstream* correspondiente al eslabón de la refinación. El análisis de las inversiones muestra que han sido inferiores aún a la débil expansión del mercado interno, a pesar de la extraordinaria rentabilidad lograda a través de una moneda apreciada en un negocio caracterizado por una baja participación de los costos operativos en el total de la estructura de costos. Sin embargo, dichas inversiones lograron una mejor adaptación a las cambiantes tendencias de la demanda caracterizadas por mayores requerimientos de gas oil y naftas limpias de mayor octanaje.

Los precios internos ex-refinería se situaron por encima de los de importación a valores CIF, con porcentajes de entre 20 y 40% superiores. El mercado continuó en altos niveles de concentración y más aún tras la adquisición de YPF por Repsol dado que esta empresa tenía las refinerías de EG3, mientras que el socio mayoritario de Refinor es YPF.

El otro eslabón del *downstream*, el mercado minorista, es analizado en el capítulo 5. Del análisis surge que el proceso de inversiones estuvo más orientado a la modernización de las unidades que a una significativa expansión cuantitativa. Las inversiones no han sido relevantes *vis a vis* el ingreso captado por los expendedores. El mercado tampoco se ha vuelto más competitivo, en especial tras la fusión Repsol –YPF. El índice de Herfindahl- Hirschman (IHH), por ejemplo, ha arrojado valores superiores a los tres mil puntos y más para los principales combustibles. Los márgenes de los estacioneros resultan ser los más altos de la región tanto en valor absoluto como en porcentaje sobre el precio final y las barreras a la entrada son múltiples: equipos y tanques otorgados por las petroleras en comodato; plazos de exclusividad muy prolongados y ausencia de controles y sistemas de premios y castigos efectivos para garantizar la calidad y seguridad de los productos importados alternativos. Además la principal barrera a la entrada la constituye la ausencia de reglas confiables y estables tanto en el ámbito específico como en el ámbito macroeconómico.



## Introducción

---

La finalidad del presente estudio consiste en determinar si se han cumplido o no los supuestos iniciales respecto a la privatización de la industria petrolera en dos de los países de la región que han recurrido a tal medida. Se analiza aquí el caso de la Argentina, país que inició a comienzos de los noventa un radical proceso de reformas estructurales, entre las cuales la privatización de las empresas públicas constituyó uno de los principales instrumentos. Cabe remarcar en tal sentido que las privatizaciones del sector energético han desempeñado un papel muy particular debido tanto a su carácter estratégico en la formación de precios básicos de la economía, como por la importancia de sus activos en el total de las privatizaciones. En tal sentido, sin duda alguna, el mayor impacto ha correspondido a la venta de los activos de la ex empresa petrolera estatal YPF, proceso que se dio en varias etapas a partir de 1990–1992 y cuyas modalidades particulares serán el objeto de análisis de este trabajo.

El eje central de análisis, luego de realizar un balance de la modalidad del proceso de privatización del caso argentino, será determinar en qué medida se cumplieron los supuestos respecto a lograr una mayor competencia en los distintos eslabones de la cadena petrolera y cuál ha sido el impacto sobre el comportamiento de las inversiones en cada una de ellas.

Por consiguiente, en el primer capítulo siguiente a esta introducción –capítulo dos– se expone el análisis relativo al proceso de privatización de la industria petrolera Argentina. Luego de describir brevemente el proceso de privatización y su modalidad se realiza un balance de la misma. Este balance, como se verá, no se puede desligar

de las particulares condiciones por las que atravesaba la Argentina antes de las reformas y tampoco de las características más básicas del Plan de Convertibilidad, de las cuales, a juicio del autor, las privatizaciones jugaron un papel esencial.

En el capítulo tercero se estudian las reformas y cambios en la legislación petrolera que afecta al *upstream* (exploración y explotación de hidrocarburos) y su impacto sobre la competencia y el proceso de inversiones. Una de las principales conclusiones de este capítulo se refiere a la naturaleza de las inversiones realizadas y la disminución del riesgo, en tanto que se demuestra, por una parte que las inversiones en exploración disminuyeron respecto al promedio de largo plazo anterior a la privatización, pero además se concentraron básicamente en las áreas más conocidas y ya explotadas. Por otra parte el aumento de las inversiones en explotación se han derivado de la explotación intensiva de áreas centrales con el objeto de lograr importantes saldos exportables. Con respecto al aumento de la competencia se concluye en que a pesar de que la oferta en el *upstream* se halla actualmente más fragmentada que en el pasado, no se han verificado los frutos de un proceso más competitivo reflejado en la evolución de los precios internos.

En el capítulo cuarto se evalúa el comportamiento de las inversiones y de la promoción de la competencia en las refinerías después del proceso de privatización. El análisis realizado es muy interesante en tanto revela que el comportamiento de los precios finales al consumidor no reflejó los supuestos iniciales respecto al efecto de un descenso de los precios internacionales en los mercados internos, lo que ocurrió especialmente entre 1992 y 1998. En tal sentido el estudio remarca –y aporta evidencia– respecto a las limitaciones existentes para la operación de los precios externos como reguladores "automáticos" de los precios internos, frente a la existencia de barreras de entrada a los mercados que se suponían disputables.

En el capítulo quinto se realiza una evaluación similar a la anterior, pero para el eslabón de la cadena petrolera correspondiente a la comercialización mayorista y minorista de combustibles. Del mismo modo, se analizan las medidas empleadas por los gobiernos del período post privatización para aumentar la transparencia del mercado y se comentan sus resultados habida cuenta de las dificultades existentes para derribar las ya mencionadas barreras de entrada y lograr que un sistema que se suponía iba a ser más atomizado y competitivo, concluyera en beneficios tangibles para los usuarios a través de precios más convenientes.

Finalmente el estudio presenta una serie de conclusiones y recomendaciones útiles, que surgen del análisis del caso argentino. Algunas de ellas son aplicables a dicho caso de existir el suficiente espacio político interno. Otras, obviamente, se refieren a lecciones útiles sólo para países que piensen en la privatización como medio de resolver la política petrolera exclusivamente a través de mecanismos de mercado. En especial se considera como de suma importancia conservar en manos del Estado una empresa testigo e instrumentos que permitan resolver cuestiones vitales de política petrolera de largo plazo, difíciles de orientar sólo por señales de mercado.

# **I. Balance del proceso de privatización de la industria petrolera Argentina**

---

## **A. Los antecedentes generales del proceso de privatización petrolera**

El análisis de la privatización petrolera Argentina, sus modalidades y el balance de la operación requiere de una precisa contextualización de los eventos. La privatización de dicha industria no parece poder ser explicada únicamente a partir de los problemas específicos del sector, sino más bien como una consecuencia de la profunda crisis que atraviesa la sociedad Argentina desde mediados de los setenta y cuya constante son los desequilibrios estructurales recurrentes. Del mismo modo el análisis de las ventajas y desventajas de la privatización en términos de costos y beneficios requiere de una consideración muy amplia de elementos de juicio, dado que todo análisis parcial corre el riesgo de dejar fuera de discusión importantes elementos de orden conceptual.

Por lo tanto en lo que sigue de este punto se presentan los elementos descriptivos de la situación argentina que desembocaron en los procesos de reforma ya aludidos, y del cual el de la industria petrolera constituyó un hito de particular impacto y relevancia.

En efecto, hasta aquel entonces y a pesar de los conflictos del "postperonismo"<sup>1</sup> la Argentina presentaba un considerable desarrollo

---

<sup>1</sup> Cfr. Marsal, et al, Argentina Conflictiva, seis estudios sobre problemas sociales argentinos, Ed. Paidós, Buenos Aires, 1972.

industrial que significó el acceso de buena parte de la población a los mercados formales y a la satisfacción de las necesidades básicas. Ese proceso de industrialización y de urbanización fue acompañado además por un notable desarrollo de la organización sindical de la fuerza de trabajo. Estas características junto con el tamaño comparativamente reducido de las actividades agrícolas de subsistencia convertían a la Argentina en uno de los países semi-industrializados del Tercer Mundo con mayor equidad e integración social al sector moderno de la economía. En este contexto las empresas públicas, en especial las del área energética, contribuyeron al desarrollo del país y por lo general acompañaron los objetivos de la política económica de un modo mas bien positivo.

Sin embargo en lo que respecta a la política petrolera ya desde los inicios mismos se fueron gestando dos corrientes opuestas, una proclive a una amplia participación del sector privado, ligada al liberalismo, y la otra contraria a ella, vinculada por lo general con corrientes de opinión de tipo "nacionalista-populista". De este modo la política petrolera argentina sufrió una serie de marchas y contramarchas a lo largo de toda su historia, pero lo cierto es que hasta fines de los ochenta nadie llegaba a plantear seriamente la posibilidad de que la industria petrolera fuese privatizada.

Las políticas proclives al sector privado después del derrocamiento del Presidente Juan D. Perón en 1955 se implementaron durante el período 1958–1962 bajo el gobierno de orientación "desarrollista" del presidente Arturo Frondizi y luego durante los períodos de gobiernos de facto: 1966–1972 y 1976–1983. No obstante se puede decir que la presión del sector privado para acceder a mejores condiciones y revertir los obstáculos para su desenvolvimiento en el sector fueron una constante tras el único intento serio de anular los contratos petroleros durante la administración del derrocado presidente Arturo Illia (1963–1966)<sup>2</sup>.

Pero a mediados de los años setenta se producen una serie de transformaciones a escala internacional y nacional que modificaran radicalmente el entorno macroeconómico. Aún cuando puedan existir controversias acerca de las causas subyacentes a dichas transformaciones, los efectos sobre la pérdida de dinamismo de las economías en general, sobre el proceso de desindustrialización, sobre el proceso de acumulación y sobre la estructura social, no son puestos en discusión.

La organización institucional vigente antes de 1990 se hallaba fundada sobre reglas de juego bajo las cuales el Estado desempeñaba un importante papel, el cual se había ido afianzando desde mediados de la década del 40, en Argentina bajo el primer gobierno de Perón. El Estado tenía un papel empresario, planificador y promotor del desarrollo a través de la acción de las empresas públicas, en especial en las del área energética, pero también en otras como por ejemplo, transporte, telecomunicaciones, agua, petroquímica, defensa y acero.

Aún cuando este modelo fue cuestionado de muchas maneras a lo largo de toda su vigencia, en especial a partir de mediados de la década de los setenta, puede ser afirmado que sus rasgos básicos permanecieron constantes durante las últimas cinco décadas subsiguientes a su inicio.

Las principales críticas al sistema anterior a la reforma se inspiraron en un enfoque neoliberal, según el cual las fuerzas del mercado se hallaban básicamente sustituidas por un conjunto de instituciones públicas, que en su accionar ocasionaban importantes pérdidas sociales no sostenibles en el tiempo, las cuales se transformaron en el principal incentivo de la reforma del Estado y del cambio de régimen. Según esta visión la causa fundamental del mal desempeño de las Empresas públicas radicaba en la ausencia de incentivos inherentes a la estructura pública de la propiedad.

Pero más allá de estas apreciaciones, difíciles de objetivar totalmente, se debe reconocer que el modelo vigente antes de las reformas comenzó a entrar en una profunda crisis *pari pasu* con el agotamiento del modelo sustitutivo de importaciones. Este agotamiento fue también paralelo a la

---

<sup>2</sup> Cfr. Kozulj, R. Y Bravo, V., *La política de desregulación petrolera argentina: antecedentes e impactos*, Colección Bibliotecas Universitarias, Centro Editor de América Latina, Buenos Aires, octubre de 1993.

crisis de sobrecapacidad estructural de las economías centrales que comienza a manifestarse agudamente entre inicios y mediados de los setenta<sup>3</sup>, período que además coincide con las dos crisis petroleras, con la reversión de dichas crisis por parte de los países centrales a través del sistema financiero y la consiguiente sobreoferta de capitales que, para muchos países del Tercer Mundo en general –y de AL&C en particular–, se halla en la misma raíz de la crisis de la deuda externa propia de los ochenta.

En el caso de la Argentina, ello culmina no sólo con una nueva y más profunda ruptura de las reglas democráticas en 1976, sino que implica también el abandono definitivo en 1978, del modelo de crecimiento anterior, mediante la aplicación de políticas de apertura financiera y económica inéditas en las tres décadas anteriores. La apertura financiera y económica resultaron en una fuerte apreciación monetaria simultánea al inicio de un proceso especulativo que se constituyó en una verdadera alternativa a la producción como mecanismo de acumulación<sup>4</sup>.

En este contexto, el proceso de inversiones reales se halló con serias limitaciones. Fue en este clima macroeconómico en el que se fortalecieron grupos económicos nacionales, multinacionales y mixtos, cuyo carácter rentista se constituyó a partir de contratos con el Estado y sus empresas. El sector petrolero fue el cierto modo uno de los principales sectores que incubaron estos nuevos grupos a través de los contratos de explotación de petróleo y gas otorgados por la ex empresa estatal YPF en áreas ya desarrolladas con inversiones del Estado.

Así durante la década del 80, las políticas macroeconómicas aplicadas fueron incapaces de revitalizar el pasado dinamismo de la economía. Dichas políticas se desarrollaron en un marco de dificultades para controlar la inflación, estabilizar el tipo de cambio y afrontar los pagos derivados de la creciente deuda que se generó, en principio, como consecuencia de las políticas aplicadas en 1978, bajo un orden internacional que las favoreció y estimuló, pero que luego se incrementó a causa de dichos sucesivos fracasos.

La consecuencia de este estado de cosas fue un progresivo deterioro del aparato industrial. El índice agregado de producción industrial disminuyó entre un 38 y un 22% entre 1980 y 1990, según distintas estimaciones<sup>5</sup>. Por lo tanto también se fue produciendo una descomposición de la estructura del empleo con un crecimiento importante de los niveles de participación de servicios de muy baja productividad. El producto por habitante de la Argentina en 1989 resultaba así 20% inferior al de 1980.

Es importante destacar que bajo este estado de situación, la gestión y el desempeño de las empresas públicas, muy en particular las energéticas, registraron un fuerte deterioro.

El nivel real de sus ingresos se redujo tanto a causa de la falta de ajuste de sus tarifas con la celeridad y efectividad requeridas habida cuenta del proceso inflacionario, como por el incremento de la carga impositiva, resultante de las necesidades de financiamiento de la administración central y provincial. Por su parte, los desventajosos contratos con el sector privado y las crecientes cargas financieras, incrementaban el nivel de sus costos.

El año 1989 fue en cierto modo un año extremadamente malo y marcó, a través de la hiperinflación, el fin del modelo de crecimiento ensayado durante los 80 en las nuevas condiciones de endeudamiento que el país presentaba a comienzos de aquella década.

<sup>3</sup> Cfr. Kozulj, R., *People, Cities, Growth and Technological Change: from golden age to globalization*, en *Technological Forecasting and Social Change*, Elsevier Science, NL, Forthcoming, Fall 2002

<sup>4</sup> Cf. Por ejemplo, Notcheff, H (1984), *Desindustrialización y retroceso tecnológico en Argentina 1976-1982*, FLACSO, pp25-28; CEPAL, *La desarticulación del pacto fiscal. Una interpretación sobre la evolución del sector público argentino en las dos últimas décadas*, Documento de trabajo 36, Buenos Aires, 1990; Schwarzer, J.(1982) *La lógica política de la política económica*, CISEA, Buenos Aires. Véase también Kozulj, R. *Los desequilibrios de la economía argentina*, FB, serie de documentos de trabajo 2/01, Bariloche, enero de 2001

<sup>5</sup> Cf. R. Kozulj – *Evolución de largo plazo de las variables socioeconómicas de la Argentina, Índice de Producción Industrial 1970-1996 y Valor Agregado Industrial 1980-1994*, IDEE/FB, 1996

A pesar de que la sociedad argentina se hallaba acostumbrada a convivir en un clima de alta inflación, aquel episodio hiperinflacionario de 1989, que amenazó con repetirse hacia fines de 1990 y principios de 1991, redujo considerablemente la resistencia a las políticas de ajuste macroeconómico y de reestructuración del sector público. El período de transición consolidó un marco de moneda fuertemente apreciada sobre el que se lanzó el Plan de Convertibilidad.

El mencionado Plan de Convertibilidad, puesto en marcha en abril de 1991, se fundamentó en los siguientes ejes de política:

- Partiendo de un umbral de considerable sobrevaluación de la moneda, se estableció por ley la paridad cambiaria 1 peso = 1 dólar y convalidando así la virtual dolarización de la economía y resignando toda posibilidad de una política monetaria activa;
- Renegociación de la deuda con los acreedores externos, en el marco del Plan Brady, facilitada por el apoyo de los organismos multilaterales de crédito por medio de estrictos compromisos de reformas estructurales;
- Acelerada apertura comercial y total liberalización del mercado de capitales;
- Privatización de las empresas públicas, mediante la venta de activos o la concesión de servicios, y retirada total del Estado de las actividades productivas;
- Desregulación y liberalización de los mercados de bienes y servicios;
- Incremento de la carga impositiva acompañada de una reducción del gasto público a fin de obtener los superávits requeridos para el pago de los servicios de la deuda externa;

De acuerdo con estas orientaciones básicas de la política económica, la acelerada privatización de las empresas públicas<sup>6</sup> constituyó un elemento clave a fin de obtener los recursos financieros para consolidar la viabilidad del mencionado plan y para atenuar los conflictos entre los grupos económicos internos y los acreedores externos.

De este modo, más allá de los enunciados doctrinarios esgrimidos explícitamente para fundamentar y promover dicha transformación<sup>7</sup> fue el contexto macroeconómico descrito en estas páginas el que dio lugar tanto a la transformación del Estado y de sus empresas, como a la aceptación de este acontecimiento por parte de la comunidad política sin mayores resistencias.

Al respecto cabe agregar que, un factor clave para explicar esta transformación exitosa desde el punto de vista político, lo constituyó el hecho de que el partido que encabezó la reforma tenía fuertes raíces populares y el control y virtual dominio sobre la mayor parte del aparato sindical vinculado al área de las empresas públicas.

Con respecto a las reformas introducidas en el sector energético el esquema implementado se propuso poner fin al monopolio estatal en la prestación de servicios e implementar un sistema de mayor competencia en los mercados a fin de lograr una mayor eficiencia y proveer de más y mejores servicios a los usuarios.

Así se estableció una distinción entre aquellos mercados que eran potencialmente competitivos, por ejemplo los de hidrocarburos y los de generación de electricidad, y aquellos otros que revestían un carácter de monopolio natural como la distribución de electricidad, gas y agua por redes.

---

<sup>6</sup> Durante el período 1990–1993 la privatización de las empresas públicas implicó para el Tesoro Nacional un ingreso total de 9.736,7 millones de dólares en efectivo (6.743 millones corresponden al sector energético) y un rescate de títulos por valor de 13.425,3 millones de dólares (6.785,8 millones del sector energético). Pero, a pesar del aporte financiero de corto plazo, las privatizaciones no implicaron una disminución del endeudamiento externo que en el transcurso de aquel período pasó de 61.000 a 68.000 millones de dólares. Una parte considerable de la deuda fue absorbida por las empresas estatales "residuales".

<sup>7</sup> En términos generales, esos enunciados postulaban como principio la ineficiencia de las empresas públicas, recurriendo a los déficits que las mismas presentaban, como elemento fundamental de corroboración. Sin embargo, no se incluían dentro del diagnóstico los factores ya mencionados, que provocaban esos desequilibrios. El reconocimiento implícito de tales factores quedó de cualquier modo evidenciado por la eliminación de ciertas regulaciones perversas, que afectaban el desempeño de las empresas públicas, y por los fuertes incrementos efectuados en las tarifas como pasos previos a la privatización. La postulación de la superioridad de los mecanismos de mercado y la competencia frente a los monopolios estatales y la regulación fue otro de los argumentos fundamentales, aun cuando en la práctica la transformación dio lugar a estructuras monopólicas u oligopólicas como se verá en este trabajo respecto al sector petrolero.

El proceso de privatización implicó, por lo tanto, la venta y desglose de los activos de las empresas públicas del área energética y la definición de los marcos legales e institucionales para la regulación de los servicios públicos.

Dentro de la estrategia de privatizaciones del gobierno, las del sector energético representaron la parte más importante. Sobre un total de 297 empresas públicas vendidas que abarcaban las más diversas actividades y por las cuales se obtuvieron aproximadamente USA 8000 millones en efectivo y USA 10000 millones en reducción de la deuda nominal, el 84.5% del efectivo y el 33% de los títulos correspondieron a las cuatro principales empresas del área energética privatizada, a saber: YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado), AyEE (Agua y Energía Eléctrica) y SEGBA (Servicios eléctricos del gran Buenos Aires).<sup>8</sup>

El proceso de privatización de YPF, a través de la venta y concesión de áreas marginales y centrales, de la reconversión de los anteriores contratos de explotación en concesiones y de los activos de la propia empresa generó las condiciones mínimas para establecer la desregulación del mercado petrolero primero, y luego, la del upstream de la cadena del gas<sup>9</sup>

Del mismo modo la venta de Gas del Estado y la creación de dos empresas transportistas y ocho Distribuidoras resultó de la propia Ley de Privatización de esa empresa, que indicaba la forma concreta en que se desglosarían los activos y las nuevas modalidades de funcionamiento de la Industria regida por el Marco Regulatorio específico en la Ley 24076<sup>10</sup>.

La implementación de una política de precios de los productos energéticos próxima a los niveles internacionales, y en algunos casos conforme a los más elevados de entre ellos (Ej. los derivados de petróleo), se vio facilitada por el contexto de una fuerte apreciación de la moneda local frente a las monedas extranjeras.

Esto se tradujo no solo en un relativamente bajo impacto directo sobre el consumidor interno, sino que implicó la posibilidad de obtener una muy elevada rentabilidad sobre las inversiones realizadas, habida cuenta que los activos se vendieron muy por debajo de su costo de reposición y que su valor estuvo siempre referenciado en moneda extranjera a un valor próximo al del mercado internacional por tratarse en muchos casos de equipamientos de origen externo.

A continuación se describirá el proceso de reestructuración de YPF y el de su privatización final a manos de Repsol–YPF, a fin de realizar el balance de dicha operación desde el punto de vista de la apropiación de la renta petrolera.

## B. La reestructuración de YPF y su privatización

Como se ha señalado en el punto anterior, la privatización de la industria petrolera argentina se realizó primero a través de la reestructuración de YPF y luego se completó con su total privatización.

### 1. La reestructuración de YPF

La reestructuración y posterior privatización de YPF se basó en un radical cambio acerca de la concepción del sector petrolero. Desde el punto de vista del gobierno que impulsó las reformas, el valor de los hidrocarburos dejaba de estar dado por su valor estratégico, y por lo tanto perdían sentido todas las concepciones conservacionistas que se habían ido desarrollando con la empresa

<sup>8</sup> Cfr. Ministerio de Obras y Servicios Públicos, Secretaria de Comercio e Inversiones, Subsecretaria de Inversiones, *Informe sobre Privatizaciones al 31-5-1994*

<sup>9</sup> Para una descripción detallada Cfr. Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), *La Política de Desregulación Petrolera Argentina: antecedentes e impactos*, Bibliotecas Universitarias, del Centro Editor de América Latina, Buenos Aires. En especial pp117–174; 242–257

<sup>10</sup> Para una descripción detallada del proceso de privatización de Gas del Estado, Cf. Kozulj, R.(1993), *El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado: ¿Acceso abierto o acceso cerrado?*, en *Desarrollo y Energía 2.4.(1993) IDEE/FB*. Un análisis del proceso posterior a la privatización se halla en Kozulj, R. (2000), *Resultados de la reestructuración de la Industria del Gas en Argentina*, CEPAL, Santiago de Chile, 2000.

estatal. En un mundo con nuevas tecnologías energéticas listas para ser utilizadas, el valor económico presente pasaba a ser lo más relevante.

Por otra parte el diagnóstico petrolero del gobierno señalaba una serie de distorsiones que serían todas resueltas mediante las nuevas medidas. Estas distorsiones se derivaban de la existencia de contratos petroleros con empresas privadas desventajosos para YPF, en la existencia de un mecanismo administrativo para la asignación del crudo a ser procesado por las distintas empresas refinadoras, en la excesiva centralización de la comercialización externa e interna por parte de YPF, en el sobredimensionamiento de la empresa estatal - lo que la hacía ineficiente- y en la existencia de un sistema de precios regulados y gravámenes excesivos. Con este diagnóstico en mente el nuevo gobierno entrante de un modo anticipado en julio de 1989 decidió modificar el rumbo de la política petrolera para lo cual se propuso:

- Privatizar para desmonopolizar la actividad (YPF compraba todo el crudo producido y la Secretaría de Energía asignaba cupos a las refinadoras en la "mesa de crudos")
- Desregular el mercado para fomentar la competencia
- Poner fin a los contratos convirtiéndolos en Concesiones o Asociaciones
- Asegurar la libre disponibilidad del crudo (poniendo fin a la "mesa de crudos" y al sistema de administración centralizada)

Para ejecutar las políticas el Estado desarrolló diversos instrumentos legales, algunos de tipo genérico y otros específicos para el sector petrolero. En el primer grupo se tienen los siguientes:

- Leyes de Reforma del Estado N°23696 del 18/8/89; N° 23697 del 1/9/89; N°23928 del 27/3/91
- Decretos Ley N° 1224/89; N° 1225/89; N°1757/90 y N° 2408/91

Mediante estos instrumentos se propició la privatización de las empresas públicas, se modificó la política de precios de los hidrocarburos, se suspendieron los subsidios compensatorios, se afectó el pago de regalías, se dio igual trato al capital extranjero que al nacional, se suspendió la ley de compra nacional, se cambió la jurisdicción de la Secretaría de Energía, se profundizó el programa de privatizaciones petroleras, se autorizó la capitalización de la deuda externa como mecanismo para las mismas y se creó la convertibilidad monetaria sobre la paridad fija de equivalencia un peso = un dólar estadounidense.

En el segundo caso, los instrumentos específicos fueron los decretos N° 1055 del 10/10/89; N° 1212 del 8.11.89 y N° 1589 del 27.12.89. Estos instrumentos básicos luego se perfeccionaron por medio de una numerosa serie de Resoluciones y Decretos adicionales. Por medio de este paquete de instrumentos normativos se cubrió un amplio espectro de medidas que afectaron tanto al *upstream* como al *downstream* petrolero, entre ellas:

- YPF devolvió áreas de exploración para su posterior licitación al sector privado.
- Se convirtieron en asociaciones y en concesiones los anteriores contratos entre empresas contratistas de YPF y esta última
- Se licitan áreas marginales de YPF
- Se licitan áreas centrales de YPF
- Se establece la libre disponibilidad del crudo para todos los operadores
- Se autoriza a exportar e importar
- Se elimina la "mesa de crudos" por la libre adquisición de los mismos en el mercado interno y externo
- Se posibilita la instalación de nuevas refinerías y bocas de expendio de combustibles
- Se equiparan los precios internos a los internacionales
- Se establece un nuevo sistema de gravámenes para los derivados de petróleo



- Se autoriza la libre convertibilidad en divisas de los ingresos de los operadores en todos los eslabones de la cadena sean por ventas en el mercado interno o externo
- Se regula el uso de los ductos y otras instalaciones de transporte de YPF para que puedan ser utilizadas por terceros
- Se define la venta de nuevas áreas de producción, de refinerías, de ductos, de barcos y de otras instalaciones de YPF
- Se propone la privatización de la empresa YPF y la promulgación de una nueva Ley de hidrocarburos

Adicionalmente el gobierno contrató a la consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados de los EEUU a fin de realizar una auditoria de reservas. Dicha auditoria concluyó en una reclasificación de las mismas, con importantes cambios en la clasificación entre las categorías "probadas" y "probables", lo que implicó una disminución del orden del 28% en la magnitud de las reservas probadas de petróleo y gas respecto a las cifras oficiales previas, con el consecuente impacto negativo sobre la valorización de las áreas a ser licitadas y de la propia YPF.

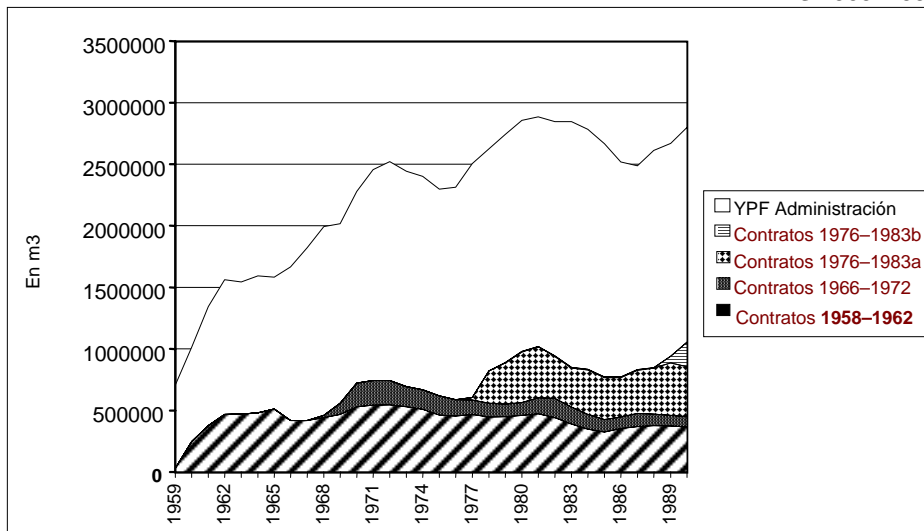
Con respecto al desglose de activos previos a la privatización de YPF se puede resumir en lo siguiente:

- *Privatización de áreas marginales:* se trató de unas 105 áreas con una producción inferior a los 200m<sup>3</sup>/día, que como potencial representaban unos 2.5 millones de m<sup>3</sup>/año. De estas 105 áreas se adjudicaron 86 con un potencial inicial próximo a los 4000 m<sup>3</sup>/día. La adjudicación se dio en dos rondas llevadas a cabo durante 1990 y 1991 y en posteriores negociaciones *ad hoc* y nuevas rondas durante 1992. El Estado obtuvo por ellas alrededor de 464 millones de dólares. Se cree que algunas de estas áreas son muy ricas en reservas y de hecho, como se verá luego, en ellas se ha concentrado una parte significativa de la labor exploratoria desarrollada desde 1993 hasta la fecha.
- *Privatización de áreas centrales:* se realizó en dos tandas, una primera durante 1991 en la que se licitaron cuatro áreas centrales (Puesto Hernández, Vizcacheras, El Tordillo y Huemul); una segunda en las que se privatizaron áreas extensas en las cuencas austral (Tierra del Fuego, Santa Cruz I y Santa Cruz II) y del Noroeste (Palmar Largo y Aguaragüe. En total se obtuvieron por el conjunto de estas áreas 1323 millones de dólares lo que se estima equivaldría en promedio a 0,77 US\$/bl. De reserva potencial y a 1,24 US\$/bl por reserva probada certificada<sup>11</sup>. Desde el punto de vista de la rentabilidad privada algunas de las cuatro áreas centrales presentaban un perfil de rendimiento extraordinario (Ej.: Puesto Hernández, una TIR de entre 30 y 40%)
- *La reconversión de los contratos en Concesiones y Asociaciones* se trató de la reconversión en concesiones y asociaciones con YPF de los contratos que tenía YPF provenientes de las áreas entregadas durante los períodos de gobierno 1958–1962; 1966–1972 y 1976–1983. El volumen inicial de estos contratos rodaba en el momento de su reconversión en unos 8 millones de m<sup>3</sup>/año. El **Gráfico 1** muestra la evolución de la producción entre contratistas e YPF previa a la reforma.

<sup>11</sup> Cfr. Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), cuadro N° 22, p–162. Los valores fueron sustantivamente superiores para las cuatro primeras áreas centrales ya desarrolladas (entre 2,84 y 5,40 US\$/bl de reserva certificada), e inferiores para las áreas de las cuencas austral y del noroeste (entre 0,45 y 0,57 US\$/bl), más vinculadas a la posterior privatización de Gas del Estado en virtud tanto del proceso de adjudicaciones como del carácter predominantemente gasífero de las mismas.

Gráfico 1

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



Fuente: Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), Anexo I pp 271–281

A través de esta operación YPF obtuvo una participación en las diversas asociaciones y el saldo neto de la transacción originado por la diferencia entre el precio de compra establecido en los contratos y el precio desregulado dependería de la evolución de los precios internacionales<sup>12</sup>.

- *Venta de activos en el downstream:* comprendió la venta de la Refinería de Campo Durán en Salta, las destilerías de Dock Sud y San Lorenzo, el sistema de oleoductos y estaciones de bombeo entre la cuenca neuquina y el puerto de Bahía Blanca con sus instalaciones portuarias, buques–tanque y terminales portuarias marítimas en la cuenca del Golfo de San Jorge, además de otros activos relacionados con los anteriores rubros y con el comercio exterior. Por estos activos se obtuvieron 272 millones de dólares.

En total el Estado obtuvo por estas transacciones 2059.6 millones de dólares. El detalle de las operaciones y su orden cronológico se presenta en el **Cuadro 1**

## 2. La venta de YPF S.A.

El proceso e venta de YPF S.A. tuvo varias etapas hasta llegar a la actual propiedad por parte de Repsol. En julio de 1993 se produjo la venta del 43.5 % del paquete de acciones de YPF S.A. por lo que el Estado Nacional obtuvo 3040 millones de dólares en efectivo y 1271 millones en títulos de la deuda pública. Sin embargo en esta operación el Estado a su vez asumió una deuda de la empresa por aproximadamente 1800 millones de dólares.

La composición accionaria en esta primera venta se hallaba repartida del modo siguiente:

- Estado Nacional                    20% + acción de "oro"
- Estados Provinciales            12%
- Personal de YPF S.A.            10%
- Sistema Previsional            12%
- Sector Privado                    46%

<sup>12</sup> Con un precio de u\$/bl de 18.5 la transacción resultaba favorable tanto para los ex-contratistas como para YPF debido a que en el primer caso los ex –contratistas de YPF percibirían alrededor de 80 millones de dólares adicionales al año e YPF dejaría de pagar regalías por un monto cercano a los 100 millones. Sin embargo si era YPF la que debía adquirir ese crudo la operación le resultaría prácticamente neutra. Cfr. Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), Cuadro N° 15, p. 123.

**Cuadro 1**

**ACTIVOS PETROLEROS PRIVATIZADOS ENTRE 1991 Y 1993 SIN INCLUIR  
LA VENTA DE ACCIONES DE YPF S.A.**

Fecha	Activos Privatizados	Tipo de Transferencia (%)	Monto (M \$)
Oct. de 1990	28 áreas marginales	Concesión	241.1
Nov. de 1990	9 áreas marginales	Concesión	15.8
Junio de 1991	Areas centrales: Pto. Hernandez, Huemul, Vizcacheras y El Tordillo	Asociación al 50	560.1
Ago. de 1991	22 áreas marginales	Concesión	140.5
Oct. de 1991	Ampliación de participación en las cuatro áreas centrales	Asoc. al 70 a 90	243.1
Dic. de 1991	Area central Santa Cruz (CA)	Asociación al 70	55.0
Enero de 1991	5 áreas marginales	Concesión	18.8
Enero de 1992	Arrea central Tierra del Fuego (CA)	Asociación al 70	143.5
Marzo de 1992	Arrea central Santa Cruz II (CA)	Asociación al 70	141.6
Junio de 1992	22 áreas marginales	Concesión	48.0
Nov. de 1992	Arrea central Palmar Largo (CNO)	Asociación al 70	36.0
Nov. de 1992	Arrea central Aguaraque (CNO)	Asociación al 70	143.7
Nov. de 1992	Refinería de Campo Durán (Refinor SA)	Asociación al 70	64.1
Enero de 1993	Destilería Dock Sud	Venta	11.7
Enero de 1993	Ebytem S.A. (estación de bombeo y marítima Pto.) Rosales	Venta del 70	19.0
Enero de 1993	Oleoductos del Valle S.A.	Venta del 70	77.0
Enero de 1993	Destilería de San Lorenzo	Venta	12.2
Junio de 1993	Transportes Marítimos Petroleros S.A.	Venta del 70	41.8
Sept. de 1993	Interpetrol S.A.	Venta del 49	8.7
Sept. de 1993	Planta de Aerosoles–Dock Sud	Venta	0.9
Oct. de 1993	Term. Marítimas Patagónicas S.A. (Caleta Córdoba y Caleta Olivia)	Venta del 70	10.0
Mar. a Dic. de 1993	20 Buques–Tanque	Venta	27.0
<b>Total 1990–1993 sin venta de YPF S.A.</b>			<b>2059.6</b>
Areas marginales		Concesión	464.2
Areas centrales		Asociación	1323.0
Refinerías		Ventas y Asoc.	88.0
Otros activos		Venta	184.4

**Fuente:** elaboración propia sobre la base de datos de Ministerio de economía y Obras y Servicios Públicos, Secretaría de Comercio e Inversiones, *Informe sobre Privatizaciones al 31-5-1994*, Buenos Aires 1994.

Entre 1993 y 1998 la estructura de tenencia se fue transformando debido a que los jubilados, el personal de la empresa y las provincias fueron vendiendo sus acciones motivados tanto por los mejores precios de las acciones en el mercado como por las necesidades de liquidez. Estas necesidades se originaron habida cuenta del contexto recesivo de la economía y las dificultades de hallar empleo con posterioridad al segundo semestre de 1994, cuando los ingresos por privatizaciones comenzaron a mermar y los efectos del Plan de Convertibilidad sobre el nivel de actividad empezó a ser visible.

Por otra parte entre mediados de 1994 y abril de 1995 YPF adquirió el 88.5% del capital de la petrolera Maxus y a principios de junio de 1995 completó la adquisición del capital remanente. Con esto YPF quedó muy endeudada, pero en disposición estratégica en casi todos los países de la región (Ecuador, Bolivia, Colombia, Perú, Venezuela) convirtiéndose en una petrolera multinacional dado que Maxus poseía también intereses en Asia.

De este modo hacia 1998 la estructura de tenencia era la siguiente:

- Estado Nacional            20.0% + acción de "oro"
- Estados Provinciales      4.7%
- Personal de YPF S.A.      0.4%
- Sector Privado              74.9%

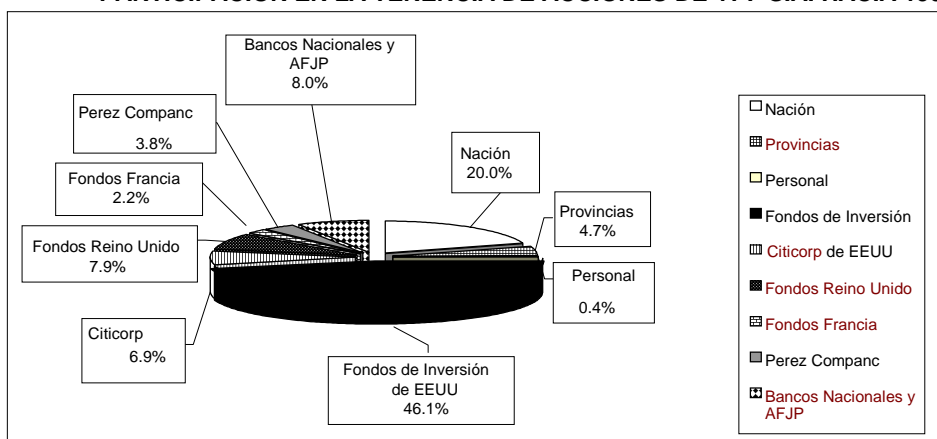
Respecto a la composición de la tenencia por parte del sector privado se ha estimado que los fondos privados extranjeros disponían del 63.1% y los actores privados argentinos participaban con el 11.8%. A su vez dentro del primer grupo los actores dominantes eran los fondos de inversión de los EEUU, seguidos por otros actores institucionales del Reino Unido y Francia. Dentro del grupo de tenedores locales, el único operador petrolero era Perez Companc con el 3.8% de las acciones.

El **Gráfico 2** resume la información al respecto. Las acciones que durante 1993 se vendieron a US\$ 19.0 llegaron en 1998 a un valor de US\$ 30.68 cada una.

Sobre esta situación es que aparece la operación de compra por parte de Repsol.

**Gráfico 2**

**PARTICIPACIÓN EN LA TENENCIA DE ACCIONES DE YPF S.A. HACIA 1998**



Fuente: estimaciones propias sobre la base de datos tomados del Boletín Oficial varios números

### 3. La venta de YPF S.A. a Repsol

La venta de YPF S.A. a Repsol se da en dos etapas. En la primera, el Estado nacional vende a Repsol el 14.99 % de las acciones (correspondiente a su parte del 20%) por una cifra de alrededor de 2011 millones de dólares. De este modo la composición accionaria queda como se describe seguidamente:

- Estado Nacional 5.0% + acción de "oro"
- Estados Provinciales 4.7%
- Personal de YPF S.A. 0.4%
- Sector Privado 74.9%
- Repsol 14.99%

En estas circunstancias Repsol ofrece comprar todas las acciones. El gobierno nacional le da prioridad y se establece que si aparecieran terceros oferentes éstos deberían pagar un 25% más que el precio de compra establecido por Repsol en su oferta.

Entre mediados y fines de 1999 Repsol compra el 83.24% de acciones de YPF S.A. por 13158 millones de dólares a un precio de 44 dólares por acción. La estructura de tenencia queda establecida del siguiente modo:

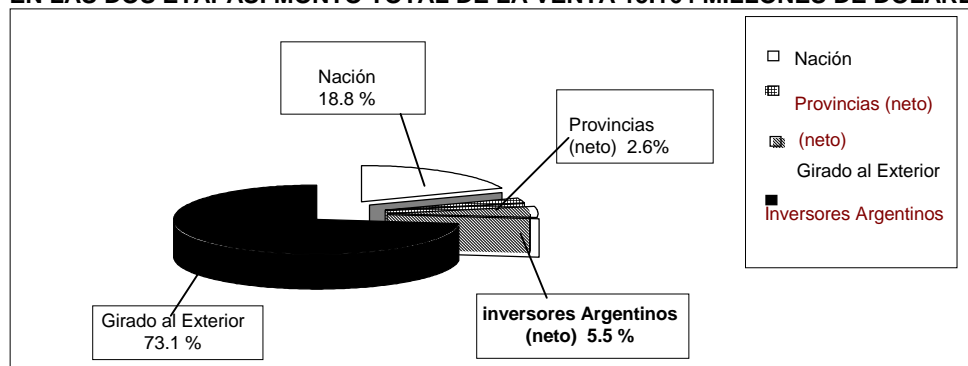
- Estado Nacional acción de "oro"
- Personal de YPF S.A. 0.4% ( en litigio)
- Resto del Sector Privado 1.37 %
- Repsol 98.23%

El destino de los fondos recibidos en las dos etapas descritas en este punto se presenta en el

### Gráfico 3

Gráfico 3

**DESTINO FINAL DE LOS FONDOS OBTENIDOS DE LA VENTA DE YPF S.A. A REPSOL  
EN LAS DOS ETAPAS: MONTO TOTAL DE LA VENTA 15.164 MILLONES DE DÓLARES**



**Fuente:** estimaciones propias sobre la base de datos publicados en el Informador Energético y Boletín Oficial varios números.

En realidad las provincias recibieron 1000 millones de dólares y los inversores privados 1278 millones, mientras que el Estado Nacional recibió 2851 millones. Pero de la parte recibida por las provincias 600 millones de la provincia de Santa Cruz fueron depositados en el exterior y los inversores privados argentinos remitieron 450 millones, de modo tal que por la venta de YPF S.A. a Repsol 5129 millones fueron recibidos por actores locales, pero sólo quedaron en el país unos 4079 millones, mientras que 1050 millones fueron expatriados y los restantes 10035 millones sólo implicaron un cambio de tenencia (y de valor) de las acciones en poder de tenedores extranjeros.

La acción de "oro" del Estado le otorga a éste el derecho de dar acuerdo para la venta total de la empresa por parte de Repsol a terceros (y para su cambio de sede) y le permite tener un director sobre doce y un síndico sobre tres. Por su parte, el Estado español debe autorizar la venta de más del 10% de Repsol, atribución que se ha fijado permanezca hasta el año 2006.

Como parte del convenio con la empresa Repsol se tiene que ella debía desprenderse del 9% de sus estaciones expendedoras de combustibles, de una refinería y de campos de producción marginales, a la vez que se comprometía a no incrementar su participación en la generación de energía eléctrica con gas natural. La disminución de su participación en el *downstream* se daría a través de la transferencia de estaciones de servicio y la refinería de Isaura en Bahía Blanca a Petrobras.

El acuerdo entre el gobierno y Repsol-YPF establece que su participación en el mercado deberá modificarse del siguiente modo, (ver Cuadro 2)

Cuadro 2

<b>CONDICIONES DE REDUCCIÓN DE CUOTAS DE MERCADO DE REPSOL-YPF</b>		
	<b>Actual (en %)</b>	<b>Condición (en %)</b>
Reservas comprobadas PT	54.8	S/C
Reservas comprobadas GN	49.5	S/C
Producción de Crudo	48.1	S/C
Producción de GLP	40.0	S/C
Disponibilidad de GN	64.7	43.6
Capacidad de Refinación	53.8	49.9
Estaciones de Servicio	49.8	39.8
Ventas de GO	56.4	46.1
Ventas de MNE	53.0	43.9
Ventas de MNC	55.3	45.1
GLP minorista	38.3	34.7

**Fuente:** estimaciones propias sobre la base de datos recopilados por el Informador Energético y Boletín Oficial varios números.

## C. Análisis de las modalidades de la Privatización

Sobre la base de los elementos presentados respecto a las modalidades empleadas para la privatización petrolera Argentina, parece claro que la reestructuración previa de YPF, a través del desglose de activos, permitió transformar la empresa estatal de modo tal de optimizar su rendimiento como empresa privada. De este modo se cumpliría el objetivo central de maximizar el valor presente de las inversiones.

No obstante, como se verá más adelante, esta reestructuración no logró crear las bases de un mercado competitivo, a pesar de que el índice de concentración de los activos obviamente disminuyó, en tanto se pasó de un esquema prácticamente monopólico a un sistema más fragmentado de tipo oligopólico con liderazgo de precios por parte del actor dominante.

Desde el punto de vista del valor obtenido por el Estado por la enajenación de los activos resulta evidente que la venta se realizó a precios inferiores a los de mercado. En el caso del precio obtenido por las áreas centrales ya se vio que el valor obtenido por las reservas transferidas se situó muy por debajo del precio internacional. Pero la evidencia más contundente de la subvaluación de los activos transferidos por el Estado se da con la primera venta de acciones de YPF S.A. en comparación al precio que más tarde obtuvieron los inversores originales cuando se realiza la venta a Repsol por 15169 millones de dólares. En efecto, mientras que la emisión de acciones de YPF S.A. se realiza sobre una valuación de la empresa del orden de los 7000 millones, la transacción con Repsol supera al doble de esa cantidad. Pero si se compara la cifra de la transacción con una valuación de las reservas probadas, con las reservas probadas más los descubrimientos netos entre 1994 y 2000 o con los beneficios netos actualizados por un plazo de treinta años, el monto de la transacción de Repsol aparece más razonable, al margen de que los mayores beneficiarios hayan sido los tenedores de fondos en el exterior. En efecto, entre 1990 y 1998 el Estado Nacional percibió 7950.6 millones de dólares y las provincias 1000 millones, cifras comparables con un flujo de beneficios de 1500 millones de dólares durante 15 años a una tasa de descuento del 15%<sup>13</sup>. Las utilidades netas de YPF en 1991 y 1992 habían sido del orden de los 250 millones de dólares y en 1993, luego de la reestructuración, ascendieron a 706 millones. En 1993 el activo de YPF era de 7198 millones, pero el patrimonio neto de 4966 millones y las ventas anuales rondaban los 4000 millones<sup>14</sup>. Es decir que comparadas las cifras de rendimiento de YPF con lo percibido por el Estado no se puede afirmar que haya sido vendida a un mal precio; no obstante, lo cierto es que del valor total de las transacciones, el Estado se quedó con sólo el 44% de su venta.

Retomando el tema de la valuación de YPF y su compra por parte de Repsol, se tienen elementos para considerar la operación como altamente especulativa. Ya antes de su venta, la compra de Maxus había implicado pasar de una relación deuda neta / acciones del 23 al 64%. Posteriormente algo similar le pasaría a Repsol en tanto en 1998 la relación de endeudamiento neto a fondos propios era de 58% y tras la adquisición de YPF esta relación pasaría en 1999 a 137%. Es conocido en la literatura (Razavi, H. 1996; Johnston, D, 1992) que una alta relación deuda/acciones tiende a producir una muy alta volatilidad de las acciones en tanto el rendimiento de estas acciones depende de la diferencia entre la

---

<sup>13</sup> Los ingresos totales acumulados por la venta de YPF serían de 20268 millones de los cuales: 2059 corresponden a la etapa de reestructuración de YPF SA (1990–1993); 3041 millones a la primera venta de acciones (1993) y 15169 a la transacción de compra por parte de Repsol (1999).

De este total el Estado percibió 8950.6 millones mientras que 11138 millones fueron percibidos por accionistas privados, la mayor parte de ellos extranjeros. El flujo anual de 1500 millones de dólares descontados al 15% en un plazo de 15 años es de 8771 millones, es decir similar al valor total recibido por el Estado. Sin embargo resulta claro que el valor de mercado de la empresa era mayor, aún cuando existen elementos para sospechar que se trata de una típica operación de alta volatilidad del valor de las acciones, basada en un alto coeficiente de endeudamiento bancario, con gran diferencia entre la tasa interna de retorno de la actividad y la tasa de interés de los préstamos. Queda aún por ver cuál será el resultado neto de la operación una vez conocida la responsabilidad del principal grupo inversor financiero (BBVA) en el retiro de dólares del sistema bancario argentino antes del fin de la Convertibilidad operado entre diciembre del 2001 y principios de enero del 2002. En ese caso se deduce que buena parte de la compra se realizó con ahorro local cuya recuperación por parte de los ahorristas e inversores que se hallan actualmente atrapados en el sistema es al menos incierta. Sin embargo lo complejo de la situación actual y la ausencia de información más precisa impiden avanzar en esta importante línea de investigación que podría aportar una nueva luz sobre el verdadero carácter de estas cuantiosas inversiones de Repsol en Argentina.

<sup>14</sup> Cf. YPF S.A., Memoria 1993, pag. 1.

tasa de retorno de la empresa y la tasa de endeudamiento bancario. A su vez la rentabilidad de YPF depende en gran medida del precio internacional del crudo, en tanto buena parte de sus ingresos dependen de las exportaciones, mientras que en el mercado local la rentabilidad se halla condicionada en cierto modo por el nivel de precios relativos (en divisas) que fije la política macroeconómica. Según el informe producido en 1997 por ABN-AMRO<sup>15</sup> la valuación de YPF era de 15474 millones, pero neta de deudas e inversiones de unos 11289 millones. Sin embargo esta valoración resulta de considerar un valor residual similar (de 11289 millones de dólares) tras proyectar al 12% el flujo de ingresos netos al 12% entre 1997 y 2004. Es decir que la compra de YPF en 1999 por más de 15000 millones correspondería a un valor máximo, cuya última explicación deberá aún ser hallada en tanto este valor surge de un análisis a muy largo plazo, bajo supuestos muy poco claros y en un contexto en el cual la Argentina estaba llegando a los límites de la viabilidad macroeconómica por medio del Plan de Convertibilidad con claras señales de que un escenario de *default* público y bancario no era difícil de esperar a pesar de la declamación en contrario de los actores locales y externos respecto a la presunta solidez del sistema financiero argentino<sup>16</sup>

Con respecto a Repsol –YPF el accionario se reparte en un 35% en poder de fondos institucionales estadounidenses, 24% de inversores españoles, un 27% de accionistas minoritarios españoles y el 14% restante entre minoritarios de Europa y América. Entre los principales accionistas se tiene al Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (Grupo BBVA) con 9.8% de participación directa; Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona, S.A. (La Caixa) con 5.0%; The Chase Manhattan Bank, N.A. con 5.0%; PEMEX, con 5%; Endesa, S.A. con 3.6% siempre de participación directa.

Todo esto apunta a señalar que el análisis de la privatización de YPF no puede ser completo sino se considera, como se señaló en la introducción, el conjunto de articulaciones entre las privatizaciones, la concentración de la propiedad y el Plan de Convertibilidad y lo que ello ha significado para la sociedad Argentina<sup>17</sup>; aún cuando un análisis de estas características excedería ampliamente el alcance del presente estudio, no puede dejar de ser señalado el hecho de que este plan ha tenido efectos muy distintos sobre los diversos grupos sociales y consecuencias macroeconómicas de una magnitud que exceden a cualquier simple evaluación de costos beneficios. Sin embargo, la descripción en los puntos y capítulos siguientes permitirán ir construyendo una evaluación genérica en estos términos. Antes de concluir este punto conviene remarcar que la operación de compra de YPF implicó para la nueva sociedad Repsol – YPF un cambio cualitativo de gran envergadura como se deduce de los siguientes guarismos: 1– el total de ingresos operativos se incrementó en un 39%; 2- el resultado operativo se incrementó en 58%; 3– el activo se incrementó en 142%.

Es de hacer notar que de los casi 25000 millones de euros de incremento de los activos de Repsol entre 1998 y 1999, atribuibles en gran parte a la operación con Argentina, sólo el 26 % provino de fondos propios de Repsol, mientras que el grueso fue financiado con deudas de corto y largo plazo con lo cual la relación de endeudamiento pasó en esos años del 30.7% al 53.5%.

Uno de los aspectos más preocupantes de la modalidad de privatización ha sido el enorme grado de concentración de la propiedad que esta operación implicó al nivel de toda la región y en el propio país. La articulación financiera a través del grupo BBVA y otros obviamente excede con mucha amplitud al mero sector petrolero y aún al sector energético, el que se reintegró a partir de las operaciones de Repsol – YPF, de múltiples modos<sup>18</sup>. En efecto, entre las sociedades vinculadas y controladas por Repsol–YPF se hallan las siguientes:

<sup>15</sup> Cf. ABN–AMRO, *Emerging Markets: Argentina*, 24 de febrero de 1997

<sup>16</sup> Cf. ADEBA, *La Argentina en el Mundo*, Convención Nacional de Bancos 1997, en especial la exposición de Gabriel Rubinstein de Duff & Pelphs, pp 484-491

<sup>17</sup> En particular es de tener en cuenta que a partir del 3 de diciembre de 2001, con el bloqueo de los depósitos bancarios y su indisponibilidad para los ahorristas es incierta la situación respecto a las acreencias de los mismos en moneda extranjera.

<sup>18</sup> En el caso del sector petrolero la vinculación se da a través de EG3, Oldelval, Refinor, Refisan, Astra, Pluspetrol y Mexpetrol; en el caso de las vinculaciones con el sector de GN y GLP a través de Gas Natural BAN, Metrogas, Iberdrola, YPF Gas (AGIP) y Algas; en el caso del sector eléctrico a través de Endesa, Edesur, Central Costanera, Central Dock Sud e Iberdrola. A su vez, aun cuando el BBVA no aparece controlante o como vinculante de ninguna sociedad es evidente su papel líder en el mercado bancario latinoamericano y su participación en otras sociedades privatizadas (ej: Iberia) o líderes en el sistema previsional privado (Ej: AFJP Consolidar)

Cuadro 3

**EMPRESAS VINCULADAS Y CONTROLADAS POR REPSOL-YPF**

(en%)

<b>Empresas Vinculadas</b>	
Petroken petroq.ensenada s.a.	50
Oleoducto trasandino argent sa	18
Pbbpolisur sa	28
A&c pipeline holding co.	18
Pluspetrol energy s.a.	45
Profertil s.a.	50
Refineria del norte s.a.	50
Term.maritimas patagonicas s.a	33
Oleoducto del valle s.a.	37
Empresa petrolera andina s.a.m	50
Oiltanking ebytem s.a.	30
Central dock sud s.a.	40
Inversora dock sud s.a.	43
Gasoducto del pacífico cayman	10
Gas argentino s.a.	45
Gasoducto del pacífico (arg)sa	10
Komi nenets energy comp ltd	10
Cia. mega s.a.	38
<b>Empresas Controladas</b>	
Poligas Lujan s.a.	51
Petroleos trasandinos ypf s.a.	99
Repsol ypf gas sa	85
YPF south sokang ltd	100
YPF downstream internat ltd	100
YPF international ltd.	100
Operadora de est.de servicios	99
Maxus algeria ltd	100
Andina corporation	100
Argentine private development	100
YPF blora ltd	100
YPF. Chile s.a.	100
YPF Colombia ltd	100
YPF Downstream international	100
YPF Ecuador inc	100
Enerfin s.a.	100
YPF energy holdings nv	100
Greenstone assurance ltd	100
YPF holdings inc	100
YPF indonesia ltd	100
Maxus bolivia	100
Maxus new ventures ltd	100
YPF malaysia ltd	100
Maxus guyana s.a.	100
A evangelista const e servic	100
A-evangelista s.a.	100

Fuente: Bolsanet.com.ar, tomado de la ficha técnica de YPFD

Nota: El porcentaje comprende la participación directa e indirecta.

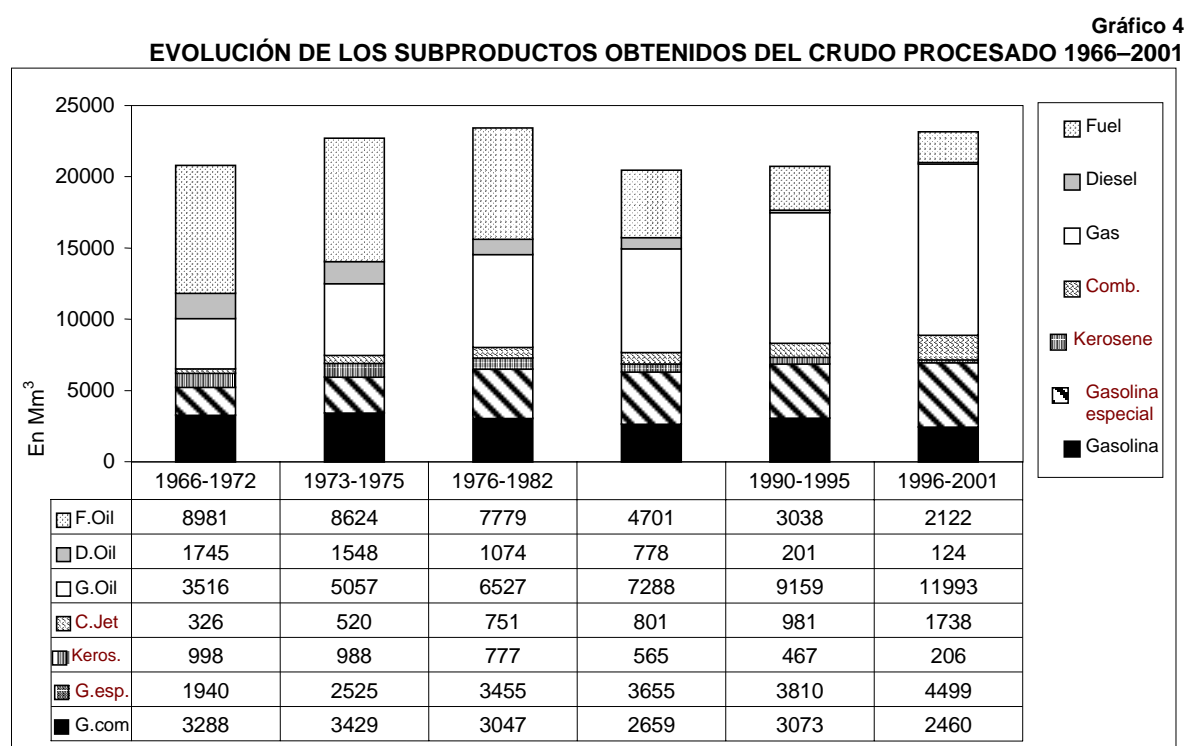


## D. El impacto de la privatización sobre la distribución del ingreso petrolero bruto

El impacto de la privatización sobre la distribución del ingreso petrolero se puede comprender teniendo en cuenta varios fenómenos concomitantes: 1- la modificación del mix de ventas; 2- la evolución de las exportaciones; 3- los cambios de precios relativos originados por la convertibilidad; 4- la modificación de la formación de precios internos originada tanto en los cambios del precio del crudo, como de los diversos márgenes e impuestos.

### 1 La evolución de las ventas de los principales derivados

Cuando se consideran los volúmenes promedio de derivados vendidos en el mercado en los distintos períodos se constata que dichos volúmenes fueron crecientes entre la década del sesenta y la del ochenta y decrecientes desde mediados de los ochenta hasta la privatización, movimiento que refleja por una parte el proceso de desindustrialización y estancamiento económico, y por otra la sustitución de fuel oil por gas natural. A su vez, se produce un retroceso en las ventas y producción de la nafta común, un crecimiento de la nafta especial y sobre todo del gas oil, lo que refleja la "dieselización" del parque automotor. Este proceso continúa tras la privatización como se puede apreciar en el **Gráfico 4**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, Boletines de Combustibles, varios años.

### 2 La evolución de las exportaciones

Con la libre disponibilidad del crudo y la desregulación petrolera las exportaciones adquieren un gran dinamismo. Considerando tan sólo las exportaciones de crudo estas pasan a representar más de seis millones de m<sup>3</sup> en 1994 y llegan a un máximo de poco más de diecinueve millones en 1997 y 1998. A los precios vigentes estos volúmenes pasan a representar más de 2000 millones de dólares anuales de ingreso en los años 1996, 1997, 2000 y 2001.

### 3 Los cambios en los precios relativos

Una de las particularidades del Plan de Convertibilidad ha sido el desdoblamiento de los precios en moneda local y en dólares a través de una muy severa apreciación monetaria.

Los precios de los combustibles no han sido una excepción de esta regla.

Cuadro 4  
**EXPORTACIONES DE CRUDO EN VOLUMEN Y VALOR**

Exportaciones de Crudo					
Año	en m <sup>3</sup>	en 10 <sup>6</sup> US\$	Año	en m <sup>3</sup>	en 10 <sup>6</sup> US\$
1989	688591	72	1995	11582032	1147
1990	1036211	124	1996	18859715	2314
1991	1437770	169	1997	19452189	2193
1992	3065940	340	1998	19184800	1391
1993	5033037	523	1999	15611409	1569
1994	6290606	543	2000	16099798	2693
			2001	14000216	2080

**Fuente:** elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, <http://energía.mecon.ar> y Boletines de Combustibles años 1990 a 1993

Cuadro 5  
**PRECIOS PROMEDIO EN DÓLARES CONSTANTES Y EN MONEDA LOCAL CONSTANTE POR GRANDES PERÍODOS ENTRE 1966 Y 2001**

Período	Precios en moneda local constante			\$ de 1995				Precio del compto. (lt)
	MNC (lt)	MNE (lt)	KE (lt)	GO (lt)	DO (lt)	FO (kg)		
1966–1972	0.692	0.802	0.376	0.402	0.316	0.136	0.361	
1973–1975	1.247	1.421	0.396	0.499	0.272	0.125	0.550	
1976–1983	0.826	0.962	0.531	0.531	0.364	0.216	0.521	
1984–1989	1.353	1.527	0.618	0.687	0.486	0.347	0.833	
1990–1995	0.692	0.872	0.331	0.378	0.349	0.189	0.484	
1996–2001	0.836	1.003	0.491	0.477	0.328	0.156	0.625	

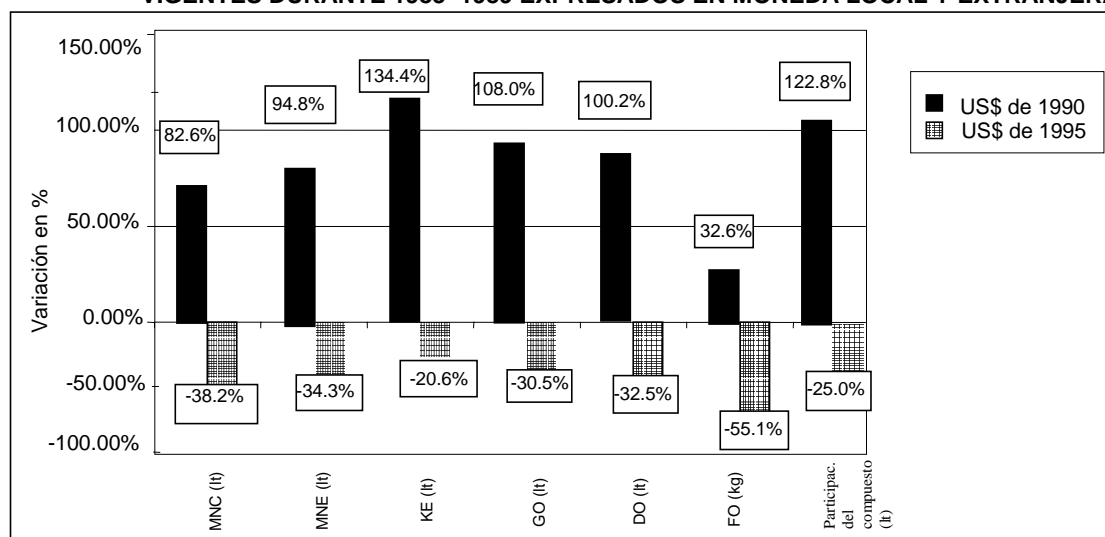
Período	Precios en dólares constantes			US\$ de 1990				Precio del compto. (lt)
	MNC (lt)	MNE (lt)	KE (lt)	GO (lt)	DO (lt)	FO (kg)		
1966–1972	0.274	0.317	0.147	0.157	0.124	0.053	0.142	
1973–1975	0.536	0.611	0.175	0.221	0.120	0.055	0.239	
1976–1983	0.396	0.465	0.261	0.261	0.176	0.104	0.252	
1984–1989	0.427	0.481	0.195	0.214	0.153	0.110	0.262	
1990–1995	0.650	0.819	0.311	0.355	0.328	0.178	0.455	
1996–2001	0.780	0.936	0.458	0.445	0.306	0.145	0.583	

**Fuente:** estimaciones propias con datos del IDEE/FB

Tal como se muestra en el **Cuadro 5** y **Gráfico 5** los precios expresados en dólares constantes se incrementaron notablemente mientras que en términos de moneda local constante descendieron respecto al período previo a la privatización.

Gráfico 5

**VARIACIÓN DE LOS PRECIOS PROMEDIO 1996–2001 RESPECTO A LOS VIGENTES DURANTE 1983–1989 EXPRESADOS EN MONEDA LOCAL Y EXTRANJERA**



Fuente: estimaciones propias con datos del IDEE/FB

#### 4. La distribución del Ingreso petrolero

Como consecuencia de las modificaciones en las leyes, decretos y resoluciones que afectan al impuesto a los combustibles líquidos<sup>19</sup>, a la alícuota del impuesto al valor agregado, a raíz de las modificaciones del precio del crudo y debido a la mayor importancia de las exportaciones en el total del ingreso petrolero, la distribución del mismo, se estima, ha variado ya que la participación del Estado Nacional disminuyó considerablemente (alrededor de 15 puntos). Las provincias, por su parte, aumentaron ligeramente su participación como consecuencia de las exportaciones, las que también explican en gran medida el incremento en la participación de las empresas privadas en el *upstream* a la vez que disminuyó la participación del sector privado en el *downstream* (Cuadro 6).

**Cuadro 6**  
**ESTIMACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN PROMEDIO EN EL INGRESO PETROLERO BRUTO**  
(en % del total)

	Estado Nacional	Provincias	Productores	Refinadores y distribuidores	Total
1970	42.4	2.8	25.5	29.3	100.0
1975	49.0	2.4	17.9	30.7	100.0
1980	46.3	3.2	24.8	25.7	100.0
1985	54.1	5.1	25.2	15.6	100.0
1988	53.8	4.1	26.3	15.8	100.0
1992	38.9	4.7	34.3	22.1	100.0
2000(1)	38.2	5.8	43.2	12.8	100.0

Fuente: estimaciones propias, basadas en Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), pp213-258 Estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía.

Nota: no incluye el ingreso por impuesto a las ganancias

<sup>19</sup> El impuesto a la transferencia a los combustibles líquidos (ITSCL) se regía, antes del proceso de desregulación y privatización, básicamente por la Ley N° 17597/68 y sus modificaciones. En 1991 su vigencia es derogada por el decreto 2733/90, más tarde se sustituye por la ley 23966/91 que en su título III establece tanto una nueva mecánica de cálculo, como una modificación radical del destino de los fondos recaudados. Luego continúan una serie nueva de sucesivas modificaciones parciales; la más importante a través de la Resolución 1312/92 que deja sin impuesto al Gas Oil, lo que nuevamente se modificará más adelante. En resumen baja la participación de este impuesto y el destino deja de ser los fondos del sector eléctrico y la vialidad para pasar a ser básicamente el Estado Nacional, las Provincias y el FONAVI (Fondo Nacional de la Vivienda).

Sin embargo, estos valores relativos deben ser comparados con el nivel de ingresos absolutos que representan, en términos comparativos, el antes y el después de las reformas. Esto es lo que se hace a través de los datos que se presentan en el **Cuadro 7**. Estos datos se obtuvieron multiplicando las cantidades medias de los principales derivados vendidos en el mercado interno según el precio promedio vigente en cada año y según la participación de cada agente estimada en el **Cuadro 7**. A las cifras de estimación de ventas de derivados en el mercado interno obtenidas de ese modo, se le sumaron las exportaciones de crudo en valor, según información de la Secretaría de Energía. Se trata por lo tanto de un cálculo aproximado pero suficientemente preciso para extraer conclusiones robustas acerca de lo sucedido con el ingreso petrolero bruto percibido por los principales agentes en cada período<sup>20</sup>. Como corresponde, el análisis se realiza considerando el efecto tanto en términos de moneda local constante (pesos de 1995) como en dólares constantes (US\$ de 1990) debido a que esto es crucial para comprender la realidad de los diversos agentes.

Así, para los actores privados que con esos ingresos debieron recuperar los costos operativos y de inversión, teniendo en cuenta que el acceso a los bienes de inversión se realizó a costos por debajo del valor de reposición de los activos, o bien que en algunos casos no se realizaron nuevas inversiones, los ingresos más altos en dólares – como consecuencia del Plan de Convertibilidad – significaron una altísima rentabilidad. Por el contrario para los actores locales, básicamente el Estado Nacional y las Provincias, el mayor ingreso en dólares se vio compensado por la mayor erogación corriente en la misma magnitud, en tanto la nueva paridad implicó también un aumento del gasto en salarios en tanto estos fueron inflexibles a la baja debido al deterioro del salario real ocurrido desde 1990 en más.

Los actores privados lograron, desde la desregulación y privatización del sector, apropiarse de un nivel de ingreso en dólares que comparado con el previo a las reformas fue muchísimo mayor y comparativamente más alto que el que logró captar el Estado.

**Cuadro 7**  
**ESTIMACIÓN DEL INGRESO PETROLERO BRUTO PROMEDIO PERCIBIDO POR  
LOS DIVERSOS AGENTES**

<b>En millones de pesos de 1995</b>					
	<b>Estado Nacional (1)</b>	<b>Provincias</b>	<b>Productores</b>	<b>Refinadores y distribuidores</b>	<b>Total</b>
1966–1972	3187	210	1917	2202	7516
1973–1975	6117	300	2234	3832	12483
1976–1982	5644	390	3023	3133	12190
1983–1989	9218	869	4294	2658	17039
1990–1995	4253	514	3750	2416	10934
1996–2001	5983	906	6760	2011	15659
<b>En millones de dólares de 1990</b>					
	<b>Estado Nacional (1)</b>	<b>Provincias</b>	<b>Productores</b>	<b>Refinadores y distribuidores</b>	<b>Total (3)</b>
1966–1972	1253	83	754	866	2955
1973–1975	2658	130	971	1665	5425
1976–1982	2735	189	1465	1518	5907
1983–1989	2896	273	1349	835	5352
1990–1995	5527	421	2702	1623	10273
1996–2001	5793	700	5108	3291	14891

**Fuente:** estimaciones propias, basadas en Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), pp213-258 y en datos de la Secretaría de Energía

**Notas:** (1) no incluye el ingreso por impuesto a las ganancias

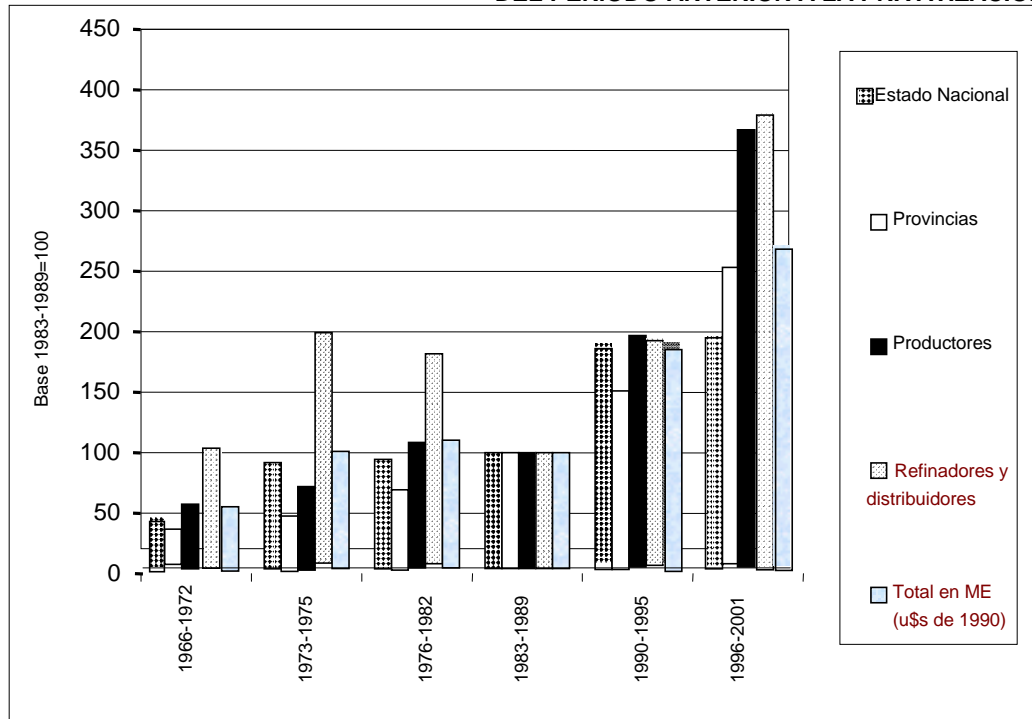
<sup>20</sup> Nótese que se trata de grandes períodos de gobierno (aún cuando en algunos de ellos se trata de períodos con más de un presidente), salvo en el último en el que los datos llegan hasta el 2001 lo que incluye el lapso del renunciado gobierno del presidente De la Rúa.

**Cuadro 7** y el **Gráfico 6** En el caso de los productores el incremento ha resultado muy superior al índice de apreciación monetaria. En el caso de los refinadores se encuentra apenas por debajo, mientras que para las provincias ha sido casi idéntico a dicho índice; pero para el Estado Nacional ha significado un claro deterioro, en tanto en términos de moneda local constante, aún durante el periodo 1996–2001 de clara recuperación del ingreso petrolero total, lo captado representa un 35% menos que en el período 1984–1989 inmediato previo a las reformas.

Por consiguiente se puede afirmar sin dejar lugar a duda alguna que el objetivo de maximizar el valor presente neto del petróleo fue conseguido a través de la política implementada, en especial para el sector privado, y en términos relativos más para los productores que para el resto de los actores aún cuando los refinadores se hallaron con ingresos crecientes en divisas. Pero, al mismo tiempo se plantean ciertas interrogantes como: ¿en qué medida el incentivo de una excelente rentabilidad se tradujo en inversiones en los distintos eslabones, tanto en el *upstream* como en el *downstream*? ¿En que grado la política implementada cumplió con los objetivos de aumentar la competencia?

**Gráfico 6**

**ESTIMACIÓN DEL INGRESO PETROLERO TOTAL POR TIPO DE AGENTE EN DÓLARES CONSTANTES DE 1990 EXPRESADO COMO ÍNDICE RESPECTO AL VALOR MEDIO DEL PERÍODO ANTERIOR A LA PRIVATIZACIÓN**



**Fuente:** estimaciones propias, basadas en Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), pp213-258 y en datos de la Secretaría de Energía- Datos del cuadro N°2.4.4.2



## **II. El impacto de las reformas en el *upstream* sobre la competencia, las inversiones y los precios.**

---

De la literatura acerca de los fundamentos y prácticas de la desregulación de mercados monopólicos [Baumol, W.J., (1982) (1986); Atkinson, A.B. y Stiglitz, J.E. (1980); Schwartz, M. (1986); Schmalensee, R. (1979); Vickers, J. y Yarrow, G. (1988)] se puede inferir, por lo general, un sesgo favorable hacia la privatización como medio apto para crear entornos más competitivos. Estos entornos más competitivos, por otra parte, deberían ser reflejados en señales de precios que indiquen la escasez relativa de los recursos y por consiguiente conduzcan a una adecuada asignación de los mismos impidiendo asimismo la apropiación de rentas indebidas. En tal sentido es habitual remarcar el problema de la estructura y carácter de los incentivos que son propios de la propiedad pública y la propiedad privada, aún cuando se reconozca que la transición de una estructura a otra puede ser costosa y que no se da en forma automática en los procesos de privatización [Vickers, J. y Yarrow, G. (1988)].

Sin embargo, es difícil pensar que estas referencias sean aplicables al caso de las empresas petroleras. Nadie puede pensar seriamente que los precios del petróleo se muevan por las condiciones de un mercado competitivo, o por simples señales de oferta y demanda, aún cuando la escasez relativa pueda jugar un papel en su determinación. Del mismo modo si bien es admisible que precios alejados de los de equilibrio conducen bien sea a la captación de super – rentas (cuando se hallan muy por encima del nivel de costos) o bien pueden provocar la descapitalización de las empresas (cuando se hallan por debajo), lo cierto es que la fluctuación de los precios del petróleo responden a movimientos especulativos que se originan en los mecanismos de transferencia de

riesgos desde los productores y refinadores a los actores del sector financiero. Por consiguiente ni aún desde un punto de vista meramente teórico sería de esperar hallar una correlación entre estructura de los mercados y precios en el caso del sector petrolero.

Por lo tanto si entre los objetivos enunciados de la privatización y desregulación petrolera Argentina se encontraba el arribar a una estructura de mercado no monopólica, y esto con el objetivo de favorecer a los usuarios (o a la sociedad), tal enunciado obviamente formaba parte de una retórica general, muy de moda en los noventa, pero con muy escaso fundamento.

En efecto, si bien el mercado se fragmentó un poco respecto a la situación previa, tal como se verá, YPF continuó siendo el actor dominante. Por otra parte los precios fluctuaron siguiendo la tendencia internacional, como se había previsto. Esto para aquellos grupos que vieron crecer sus ingresos en términos del índice de precios al consumidor, no significó un mayor costo en términos de moneda local constante, en cambio, significó un deterioro para aquellos que no lograron hacerlo. Se debe considerar por otra parte - tal como se mostrará más adelante - que las fluctuaciones en el precio del crudo, cuando se dieron a la baja, no se tradujeron en menores niveles de precios finales de los derivados.

Sin embargo, el objetivo de maximizar el valor presente neto del petróleo (en el lapso y marco del programa de mediano plazo planteado por la Convertibilidad) si parece haberse cumplido. Ello se verá a través del análisis de la estructura del mercado tras las reformas y a través del seguimiento de las inversiones reflejadas por sus resultados, en ausencia de estadísticas acerca del monto de inversiones petroleras<sup>21</sup>.

## A. La estructura del mercado en el *upstream* desde la desregulación petrolera

Aún cuando antes de la desregulación petrolera YPF monopolizaba la producción del crudo, lo cierto es que una parte significativa de su producción era realizada por el sector privado. En el **Gráfico 1**, del capítulo anterior se ha mostrado como esta producción privada tuvo su origen en tres tandas de contratos otorgados durante los períodos 1958–1962, 1966–1972 y 1976–1983, los dos últimos correspondientes a gobiernos de facto. Por lo tanto y como consecuencia de la evolución de la producción de los contratistas, se tiene que hacia 1990 YPF participaba con el 62.5% de la producción de crudo por administración directa mientras que el sector privado aportaba el 37.7% restante. Nótese que desde mediados de la década del 60 las empresas privadas venían aportando alrededor del 30% de la producción (ver **Cuadro 8**)

**Cuadro 8**  
**PARTICIPACIÓN DE YPF EN LA PRODUCCIÓN DE**  
**CRUDO ANTES DE LAS REFORMAS**

Período	YPF Administración (en %)	YPF Contratos (en %)
1959–1962	78.2	21.8
1963–1965	69.0	31.0
1966–1972	72.8	27.2
1973–1975	72.3	27.7
1976–1982	69.1	30.9
1983–1989	68.5	31.5
1990	62.3	37.7

**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía Boletín de Combustibles años 1960–1990.

Como consecuencia de las reformas implementadas desde 1990 a 1993 la participación de YPF como operador principal bajó y oscila desde 1993 a la actualidad entre el 43 y el 35 % del total (**Gráfico 7**). Sin embargo, estas cifras ocultan el hecho de que YPF S.A. mantiene una importante

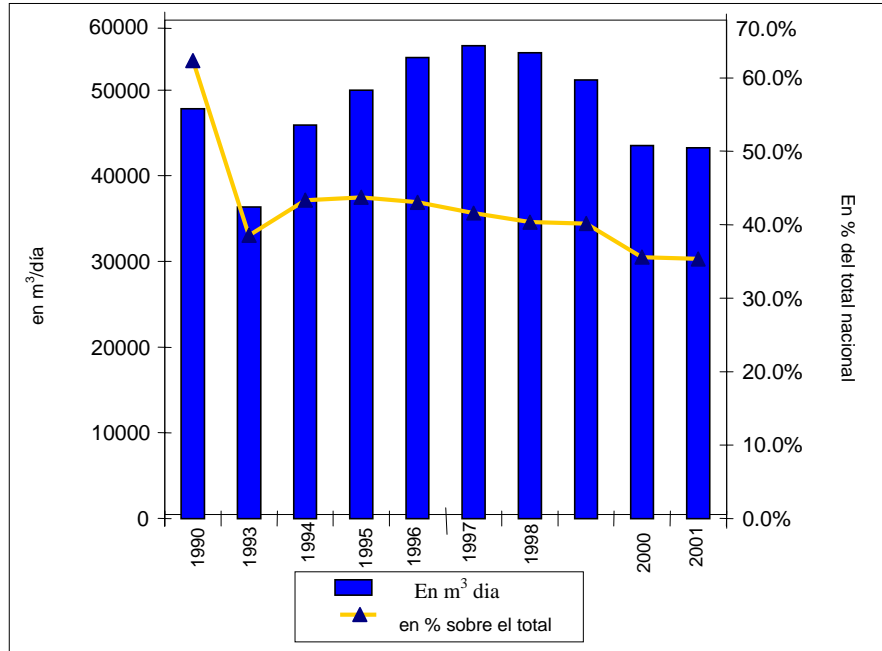
<sup>21</sup> El análisis del impacto de la desregulación sobre las inversiones se hará a través de indicadores como número de pozos, producción e incremento de reservas, dado que no se tienen datos acerca del monto anual de dichas inversiones.



participación por asociación en otras áreas además de su vinculación con Pluspetrol Energy S.A. (45%) y la adquisición de Astra C.A.P.S.A.

Gráfico 7

**PRODUCCIÓN DE YPF 1990–2001:  
1990 POR ADMINISTRACIÓN SIN CONTRATOS 1993–2001 SIN CONSIDERAR  
EMPRESAS VINCULADAS NI ASOCIACIONES**

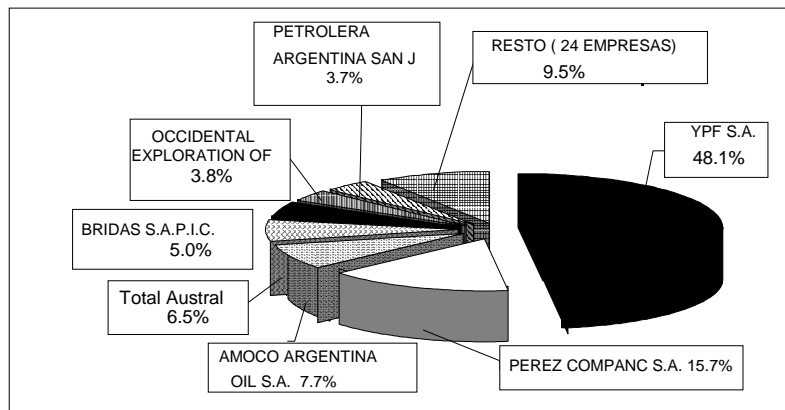


Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Cuando se considera la participación directa como operador de YPF S.A., incluyendo la parte correspondiente a las empresas más importantes adquiridas y vinculadas<sup>22</sup> se tiene que ella ronda el 50%. Los tres Gráficos que siguen (8, 9, 10) dan cuenta de la estructura aproximada de la producción en 1993, 1997 y 2000 respectivamente.

Gráfico 8

**AÑO 1993 : PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN**

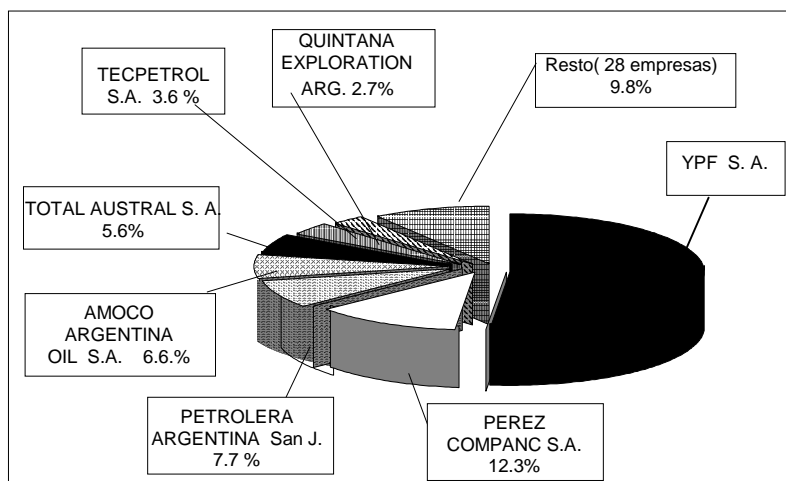


Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

<sup>22</sup> A tal efecto hemos considerado sólo ASTRA C.A.P.S.A., Mexpetrol y Pluspetrol S.A., pero no la participación de YPF S.A. en otras numerosas áreas donde aún la mantenía en el pasado inmediato y la mantiene actualmente. Sin embargo, se ha calculado también, para el año 2000 la participación de YPF sobre la base del inventario de producción por áreas de dicho año en combinación con los porcentajes de propiedad de las reservas en cada área que figura en el Informe Estadístico de Reservas Comprobadas y Probables correspondiente al año 2000, de la Secretaría de Energía y Minas y el porcentaje resultante es para YPF S.A. 48%, 4% para ASTRA C.A.P.S.A. y 2% para Pluspetrol E. y P.

Gráfico 9

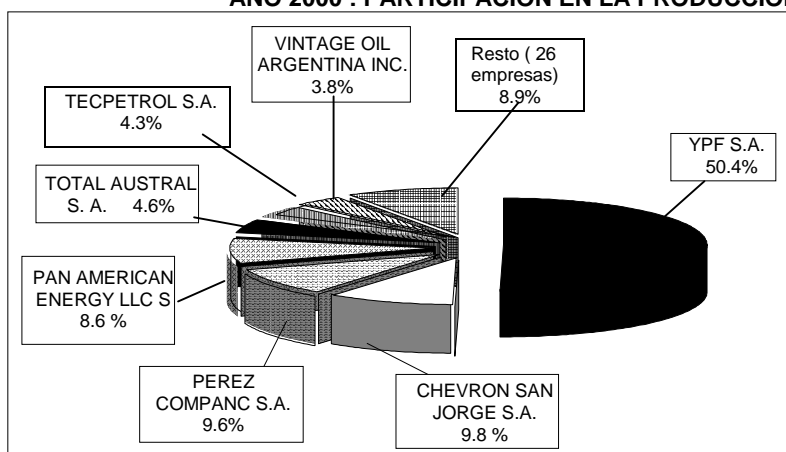
**AÑO 1997 : PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 10

**AÑO 2000 : PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

Como se ha señalado, la participación de YPF S.A. calculada sobre la base de sus porcentajes de propiedad de las reservas según áreas, aplicados a la producción de cada una de dichas áreas en el año 2000, arroja una participación del 48%, la que se eleva a casi 55% cuando se incluye la compra de ASTRA y la participación del 45% de Pluspetrol Energy.

Por consiguiente la situación del mercado tras la privatización de YPF, se caracteriza por una muy alta concentración y por la presencia de un actor dominante como lo es Repsol – YPF. Si se aplica el índice de Herfindahl–Hirschman a los datos de participación de la producción petrolera por operador principal, por ejemplo con los datos del 2000, se obtiene un valor de 1709 puntos; pero este valor trepa a más de 2900 puntos<sup>23</sup> cuando se considera la participación de YPF en la disponibilidad de crudo

<sup>23</sup> índice se define como: 
$$IHH = \sum_{i=1}^n (S_i)^2$$

donde  $(S_i)$  es igual a  $100(q_i/Q)$ , siendo  $q_i/Q$  la participación relativa de mercado de la firma  $i$ ésima. De modo que  $0 < S_i < 100$ . El índice de Herfindahl–Hirschman es una función convexa de las participaciones de mercado, y en consecuencia altamente sensitivo a una distribución muy desigual de las mismas. En un monopolio,  $IHH = 10000$ . Con una industria formada por cinco empresas independientes, con igual participación de mercado (20%), el  $IHH = 5(20)^2 = 2000$ . Pero si una de esas firmas tiene el 60% del mercado y las restantes cuatro 10% cada una, el  $IHH = 60^2 + 4(10^2) = 4000$ , o sea el doble de puntaje que en el caso anterior.

proveniente de su asociación en las áreas operadas por otras empresas. Se debe tener en cuenta que un valor de 1800 puntos es considerado como indicación de una industria muy concentrada.

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

En realidad los actores distintos a YPF S.A. también crecieron desde la desregulación y privatización, pero la estructura del mercado no es radicalmente tan distinta a la situación previa si bien se produjeron importantes fusiones y cambios de propiedad y de denominación, como por ejemplo:

- La unión de Amoco Argentina Oil Co. con Bidas S.A.P.I.C. en Pan American Energy LLC Suc. Argentina.;
- La de Chevron San Jorge S.A. por la cual Petrolera Argentina San Jorge pasó a propiedad del grupo Chevron Texaco;
- La alianza entre Total Austral, Wintershall E. S.A. y Pan American Energy, por la cual se transformaron 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, para citar solo los más importantes.

Como consecuencia de la liberalización del mercado y de la libre disponibilidad del crudo, el mercado ya no se vio limitado por las restricciones de su crecimiento interno lo que implicó que la producción petrolera Argentina creciera formidablemente durante los noventa. Este cambio de política, por otra parte, fue plenamente compatible con el objetivo central de las reformas, cual fue maximizar el valor presente neto de las reservas para los actores privados. Ello, como se verá seguidamente, se realizó sobre la base de inversiones de muy bajo riesgo y de rentabilidad superior a la media.

## B. El impacto de la desregulación sobre las inversiones en el *upstream*.

En ausencia de series de datos históricos acerca de las inversiones en términos monetarios, se pueden utilizar a modo de variables *proxy* el comportamiento de: el aumento de la producción, el número de pozos perforados según se trate de pozos de desarrollo, de exploración o de avanzada, el incremento de las reservas, etc. El análisis se realizará desde la perspectiva del largo plazo y a través de la comparación de los valores promedio de esas variables en cada período. Luego se identifican las principales causas y los mecanismos que explican el comportamiento de las mismas.

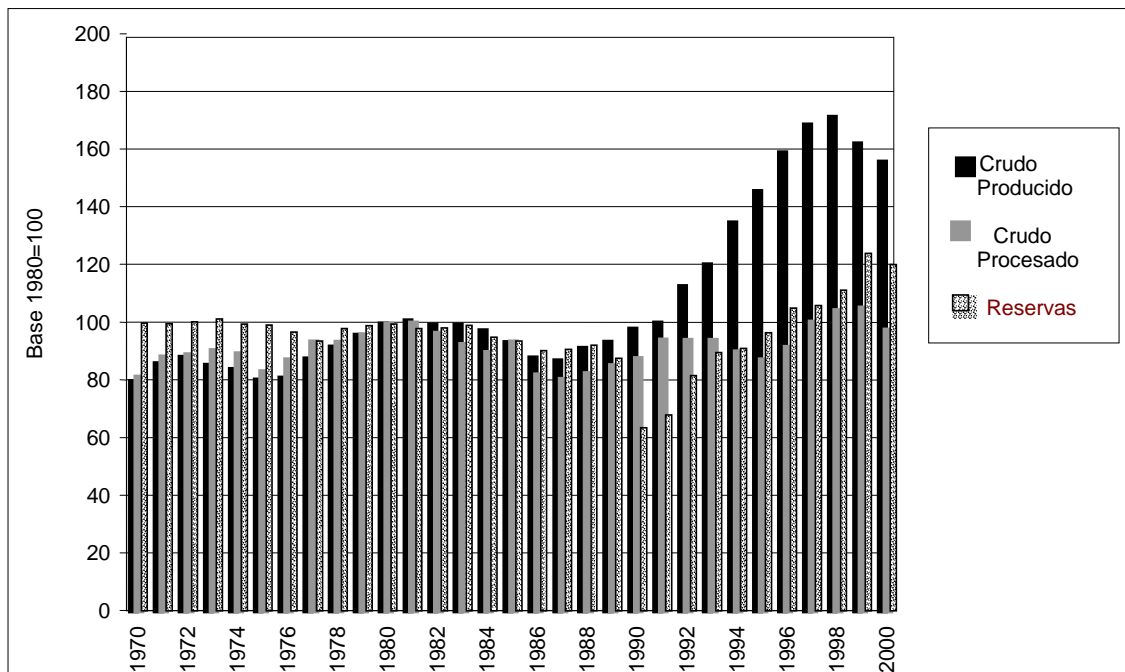
Cuadro 9

### 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: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles varios años

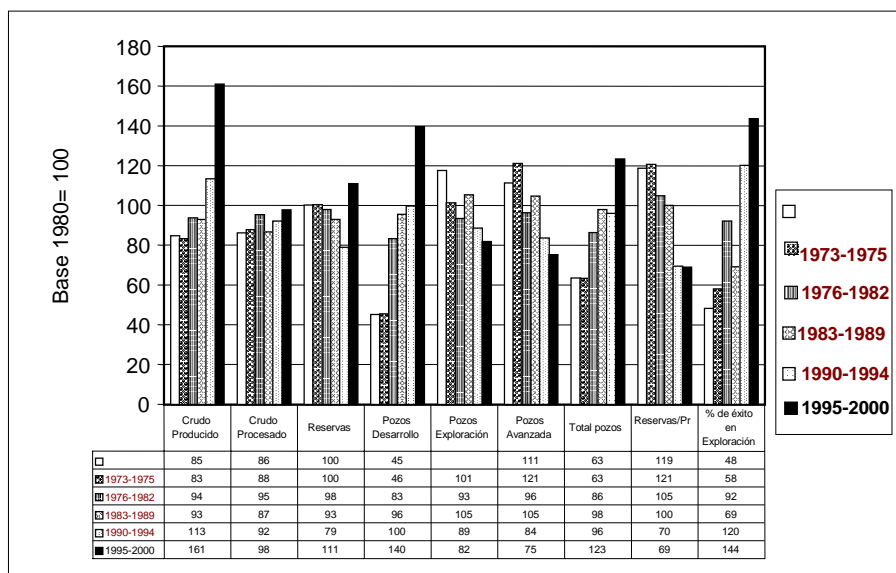
**Gráfico 11**  
**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN, EL CONSUMO INTERNO Y LAS RESERVAS DE PETRÓLEO EN ARGENTINA 1970-2000**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles varios años.

En el Cuadro 9 y Gráfico 11 se presenta la evolución de la producción de petróleo; del crudo procesado por las refinерías; de las reservas; del número de pozos perforados en desarrollo, avanzada y exploración; de la relación media de duración de las reservas de crudo y del porcentaje promedio de éxito de la actividad exploratoria. Con el objeto de registrar las variaciones anuales de los principales indicadores se presenta el Gráfico 12

**Gráfico 12**  
**EVOLUCIÓN DE ALGUNOS INDICADORES DE LA INDUSTRIA PETROLERA: COMPARACIÓN POR PERÍODOS ANTES Y DESPUÉS DE LAS PRINCIPALES REFORMAS DATOS 1970-2000**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles varios años.

Del análisis de las cifras precedentes y del cuadro siguiente, se pueden extraer varias conclusiones:

- La producción de crudo se incrementó en más de un 73 % en promedio en el último quinquenio respecto a los niveles promedio previo a las reformas
- El destino principal de este incremento no fue el mercado interno ya que este apenas si se incrementó en un 12% entre idénticos períodos;
- El incremento en el número de pozos perforados ha sido inferior al aumento de la producción, lo que indica que se han explotado las áreas de mayor productividad, es decir que el rendimiento promedio de las inversiones ha sido creciente;
- El número de pozos exploratorios y de avanzada (indicador de la inversión de riesgo) ha descendido notablemente (entre un 22 y 28% de disminución considerando los datos de 1995–2000 respecto al período previo a las reformas);
- Las reservas han crecido sólo un 19% en promedio, lo que significa que a pesar de una menor actividad exploratoria se ha incrementado el volumen de reservas aunque de modo insuficiente frente a los incrementos de la producción, lo que se traduce en un aumento del porcentaje de "éxito" de la actividad exploratoria (rendimiento creciente de las inversiones de riesgo) y en una disminución de la relación reservas producción. En tal sentido vale remarcar que el porcentaje medio de éxito de la actividad exploratoria se incrementó en más de un 107% entre 1995–2000 respecto al período 1983–1989, mientras que la relación reservas producción bajó a 9 años de los 14 que presentaba antes de las reformas.

Se intentará demostrar que el incremento de reservas no parece haber sido fruto de una genuina actividad exploratoria de riesgo y el incremento de la producción se explicaría en gran medida por inversiones previas de la empresa estatal YPF tanto en las áreas centrales privatizadas como por las de sus mejores áreas centrales conservadas en la empresa.

## 1. Análisis del incremento de las reservas y de la actividad exploratoria

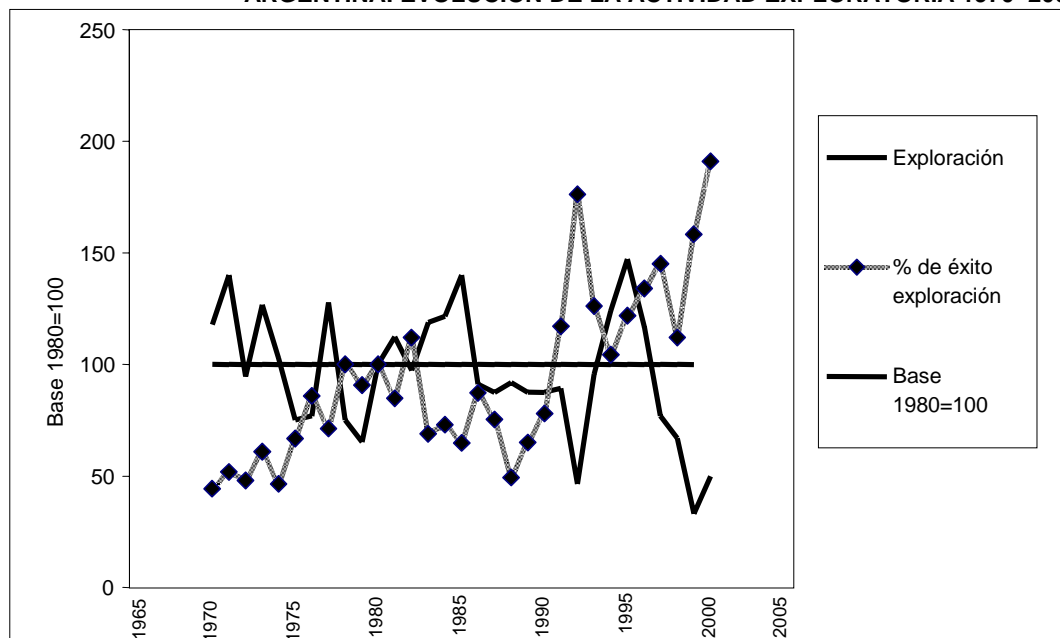
El seguimiento del volumen de reservas por área y operador se ve dificultado parcialmente por la ausencia de una denominación uniforme tanto de las áreas como de los operadores. Sin embargo, a pesar de ello, ha sido factible realizar una recomposición de la información con los datos de 1994 y 2000 los que permiten estimar que es lo que sucedió con los descubrimientos de reservas entre esas fechas. Del mismo modo un seguimiento de los pozos exploratorios en dicho período permite correlacionar ambos datos: incrementos de reservas por áreas y pozos exploratorios en esas áreas. Esto último de modo tal de investigar hasta qué punto los incrementos de reservas se han derivado de la inversión de riesgo, la que, según se vio, disminuyó significativamente tras la privatización.

Los resultados del análisis son muy reveladores. Por una parte muestran la práctica ausencia de reservas incorporadas en áreas nuevas o de reciente descubrimiento. Por otra permiten ver la concentración de los incrementos en unas cuantas áreas. Pero además, muestran la escasa correlación entre actividad de perforación exploratoria e incremento de reservas. Esto mismo se confirma, por otra vía de representación, a través de los datos respecto a pozos exploratorios y porcentaje de éxito de los mismos.

El porcentaje de éxito obtenido en la actividad exploratoria crece durante el período de la privatización y también durante el período de gran cesión de áreas a contratistas privados como lo fue el período 1976–1983. Si bien esto no es una prueba concluyente de la ausencia de verdadera exploración es evidencia de que se trata de exploración en áreas de muy bajo riesgo, porque en general se trata de áreas ya maduras y con potenciales evaluados (ver **Gráfico 13**)

Gráfico 13

ARGENTINA: EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA 1970–2000

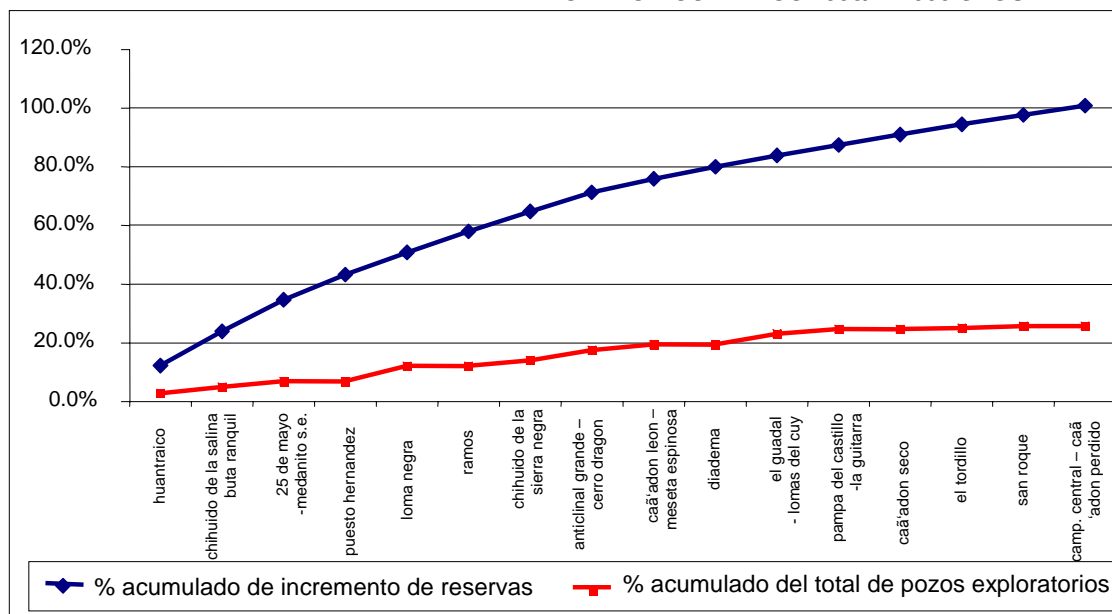


Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles varios años.

A esta misma conclusión se arriba a través del análisis de los datos de 16 áreas de alrededor de 240 en total, las que conforman un valor equivalente al 100% del incremento registrado de reservas entre 1994 y 2000<sup>24</sup>, mientras que el acumulado de los pozos exploratorios perforados en estas áreas entre 1993 y 2000 no representa más que el 25,7% del total de pozos exploratorios. (ver Gráfico 14)

Gráfico N° 14

PORCENTAJE ACUMULADO DEL INCREMENTO DE RESEVAS Y DEL DE POZOS EXPLORATORIOS: DATOS 1993/4–2000 SEGÚN ÁREAS



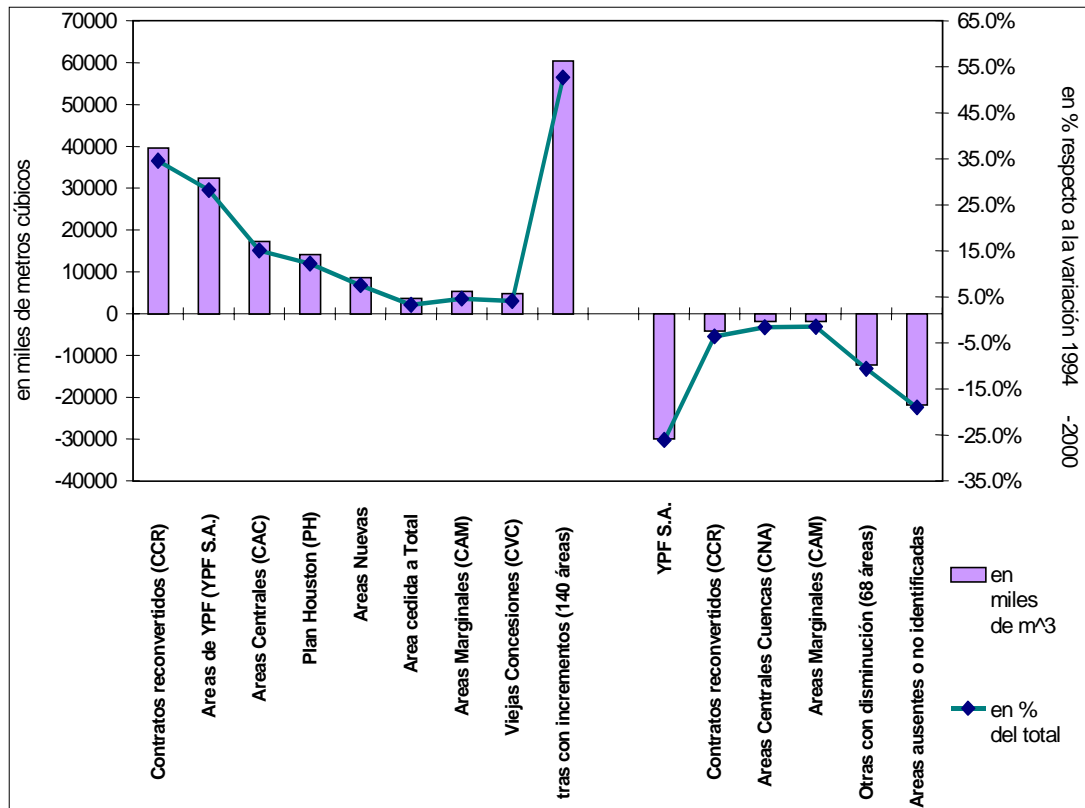
Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minería extraídos de <http://energia.mecon.ar>

<sup>24</sup> En realidad estas áreas representan el 62% de todas las que registran incrementos de reservas, pero el volumen acumulado equivale a aproximadamente el 100% de las reservas dado que hay áreas que registran disminución de las mismas, o bien no figuran en el inventario de 2000.

Por otra parte como se muestra en el **Cuadro 10**, en el **Gráfico 15** y en la información detallada que sirvió de base para la elaboración de ambos, el grueso de las incorporaciones de nuevas reservas se produjo en áreas que ya estaban en operación desde hace muchos años; del 100% de los incrementos:

- Un 21% se dio en grandes áreas de contratos reconvertidos los cuales datan de los años 1958 a 1980;
- El 17% en grandes áreas centrales de YPF (básicamente Chuidos de la Sierra Negra y de la Salina Sur) ;
- Un 9% en las áreas centrales privatizadas;
- Un 8% en un área del Plan Houston (Huantraico, fuertemente cuestionada en su momento y denunciada como extensión de Filo Morado un área central de YPF);
- Un 8% en grandes áreas marginales, en un área cedida por YPF a Total en una dudosa renegociación y una vieja concesión de más de 40 años y
- Un 32% en otras 140 áreas muchas de las cuales son contratos reconvertidos, áreas de YPF ya en explotación desde hace años y áreas centrales y marginales privatizadas. Por otra parte de las áreas con declinación el 42% son las principales áreas centrales explotadas por YPF (Ej.: Loma La Lata) y el 30% corresponde a reservas no catalogadas en el 2000.

**Gráfico 15**  
**ANÁLISIS DE LA VARIACIÓN DE RESERVAS ENTRE 1994 Y 2000**



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minería extraídos de <http://energia.mecon.ar>

Cuadro 10

**ANÁLISIS DEL INCREMENTO DE RESERVAS ENTRE 1994 Y 2000 POR ÁREAS**

Operador en el año 2000	Area	Tipo de área	Incremento de reservas 1994-2000		% acum. de incremento de reservas
			En miles de m <sup>3</sup>	en %	
Chevron- San Jorge	huantraico	CPH	14049	12.3	12.3
YPF SA	chihuido de la salina [buta ranquil	YPF SA	13362	11.7	23.9
PECOM Energía	25 de mayo-medanito s.e.	CCR (20-10-77)	12349	10.8	34.7
PECOM Energía	puesto hernandez	CAC	9847	8.6	43.3
Chevron San Jorge	Loma negra	no figuraba en invet. áreas de 1994	8665	7.6	50.8
PLUSPETROL	ramos	CCR (3-2-80)	8289	7.2	58.1
YPF S.A.	chihuido de la sierra negra	YPF SA	7749	6.8	64.8
Pan American Energy	anticlinal grande - cerro dragon	CCR (7-1958)	7435	6.5	71.3
YPF SA	cañadon leon - meseta espinosa	CAM	5291	4.6	75.9
Cias	diadema	CVC	4762	4.2	80.1
Asoc.Petroleras	YPF SA	YPF SA	4374	3.8	83.9
PECOM Energía	pampa del castillo-la guitarra	CCR (12-10-79)	4104	3.6	87.5
Vintage Oil (Shell+Astra)	cañadon seco	CCR (31-1-78)	4054	3.5	91.0
TECPETROL	el tordillo	CAC	3987	3.5	94.5
TOTAL Austral SA	san roque	Arrea cedida por YPF a Total	3708	3.2	97.7
YPF S.A.	barrancas	YPF SA	3500	3.1	100.8
TOTAL Austral SA	el huemul-kolhuel kaike	CAC	3415	3.0	103.8
YPF SA	chihuido de la salina sur (el portón)	YPF SA	3410	3.0	106.7
PECOM Energía	entre lomas	CCR (1967)	3397	3.0	109.7
	otras con incrementos (140 áreas)		60423	52.7	162.4
<b>principales áreas con disminución de reservas</b>				<b>0.0</b>	
YPF SA	loma de la lata - sierra barrosa	YPF SA	-21193	-18.5	143.9
YPF SA	cañadon de la escondida - las heras	YPF SA	-6108	-5.3	138.6
ASTRA- SHELL	la ventana	CCR (7-1958)	-2222	-1.9	136.6
Pan American Energy	piedra clavada [cgsj-iv]	CCR (26-5-78)	-1904	-1.7	135.0
PECOM Energía	santa cruz i	CNA	-1787	-1.6	133.4
Vintage Oil (Shell+Astra)	cañadon minerales	CAM	-1751	-1.5	131.9
YPF SA	filo morado	YPF SA	-1478	-1.3	130.6
YPF SA	llancanelo	YPF SA	-1122	-1.0	129.6
	otras con disminución (68 áreas)		-12186	-10.6	119.0
	arreas en inventario de 1994 ausentes o no identificadas en el 2000		-21778	-19.0	100.0
	total de la diferencia en las reservas al 31-12 1994 y al 31-12-2000		114641	100.0	

**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minería extraídos de <http://energia.mecon.ar>  
CCR contratos reconvertidos; CAC contratos de áreas centrales; CVC Viejas concesiones; CAM contratos de áreas marginales; CNA Contratos en Cuencas privatizadas

Por consiguiente la afirmación anterior respecto a la ausencia de exploración de riesgo desde la privatización se confirma tanto a través de las estadísticas de los pozos perforados, como del análisis de la información área por área, como así también en base al súbito aumento del porcentaje de éxito de los pozos exploratorios.



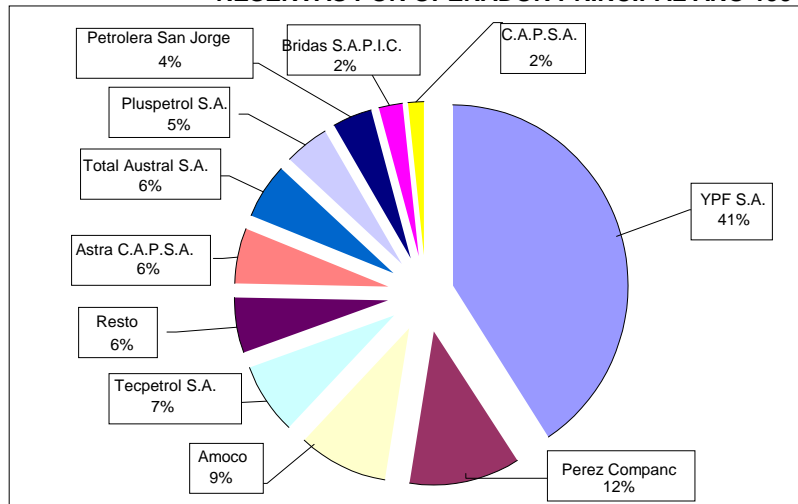
## 2. Reservas por Operador y Propiedad de las Reservas

El análisis de las reservas por operador realizado de un modo superficial podría llevar a la conclusión de que en la actualidad las reservas se hallan menos concentradas que al comienzo de las reformas. Obviamente, en tanto antes de las mencionadas reformas, el 100% de las reservas eran del Estado Nacional, la única línea de demarcación posible pasaba entre las reservas operadas por YPF y por los operadores privados que eran contratistas de ella. Pero lo cierto es que entre 1994 y 2000, la participación de YPF S.A. parece disminuir si se consideran las áreas operadas por los principales actores. Sin embargo, cuando se considera la propiedad de las reservas sobre la base de los porcentajes de asociación en las diversas áreas el resultado es que Repsol YPF continúa poseyendo casi la mitad de las reservas en especial si se considera su propiedad de Astra y su vinculación con Pluspetrol. Por lo tanto también analizando la tenencia de reservas se manifiesta la alta concentración del mercado que impide una competencia como se planteaba de modo retórico al inicio de las reformas.

Los dos Gráficos precedentes 16 y 17 ilustran lo señalado respecto a la variación de las reservas comprobadas en poder de cada operador principal. Pero los datos del Gráfico 18 muestran la realidad actual cuando se procesan los datos según propiedad de las reservas.

Gráfico 16

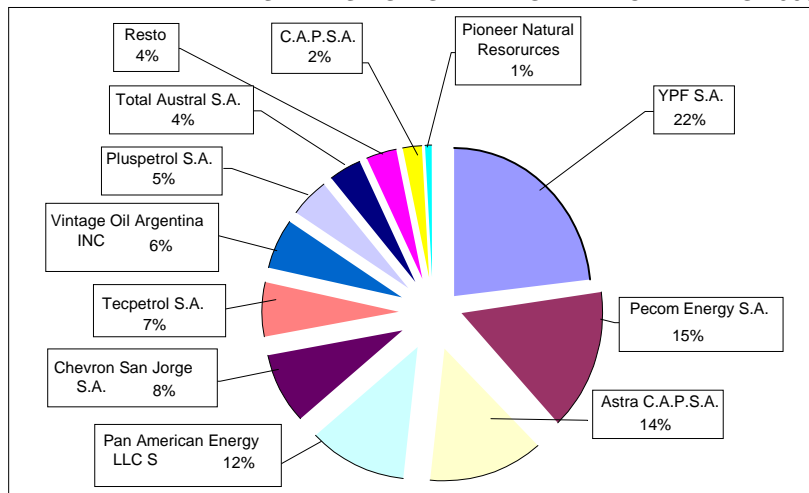
### RESERVAS POR OPERADOR PRINCIPAL AÑO 1994



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minas

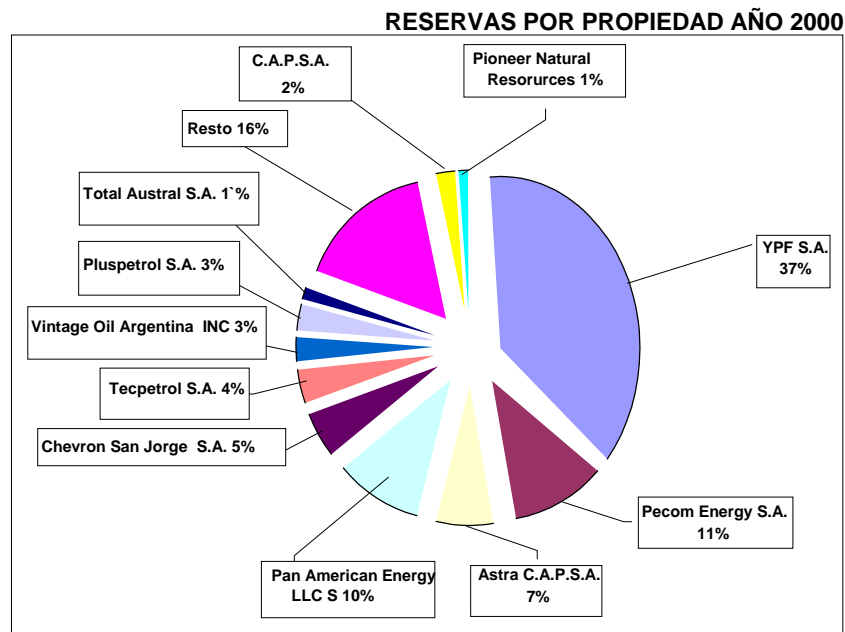
Gráfico 17

### RESERVAS POR OPERADOR PRINCIPAL AÑO 2000



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minas

Gráfico. 18



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minas

### 3. Análisis del origen del incremento de la producción petrolera

La producción de crudo pasó de 76723 m<sup>3</sup>/día en 1990 a 110596 m<sup>3</sup>/día en 1994 y a 122374 m<sup>3</sup>/día en el año 2000. Es decir se incrementó en más de 44% en sólo cuatro años y en más del 59% en diez años. Este crecimiento espectacular se vio impulsado, por el incremento de las exportaciones. Cuando se realiza el mismo tipo de análisis respecto del origen del incremento de las reservas, se concluye de un modo similar que el aumento de la producción, tal como ha sucedido con el de las reservas, no surge de un agresivo programa de inversiones motivadas por el alto retorno de las mismas, ni por el tan mentado aumento de la recuperación secundaria y asistida de la que se hablaba antes de la privatización. Por el contrario el análisis de la evidencia empírica disponible señala:

- Sólo el 22.9 % del incremento de la producción ocurrida entre 1990 y 2000 se ha derivado de las áreas privatizadas;
- De esa porción que representa el 22.9%, casi el 80% corresponde al área Huantraico, cedida a Petrolera Argentina San Jorge en el Plan Houston tras una serie de incidentes en YPF debido a que se denunció que esta área en realidad era una extensión de Filo Morado con reservas ya probadas<sup>25</sup>;
- El aporte de las áreas centrales y marginales y los contratos reconvertidos explica muy poco del aumento o aun registra disminuciones;
- El grueso del incremento se explica por las áreas centrales de YPF, entre ellas las más nuevas como Chihuidos y las cedidas a Total en la renegociación como San Roque y Aguada Pichana, áreas que se desarrollan antes de la privatización de YPF<sup>26</sup>;

<sup>25</sup> Se debe recordar que el Plan Houston era un Plan de Exploración a riesgo. Por otra parte ésta área fue financiada con fondos de la CFI del BM, finalmente pasó a ser activo de Chevron San Jorge S.A. del grupo Chevron Texaco

<sup>26</sup> Este particular ya fue tratado en forma temprana en Kozulj, R. y Bravo, V. (1993) y en Kozulj, R. (1995) "¿Es lícito utilizar la Hacienda Pública como si fuera privada?". Revista Investigación Económica N° 213, Julio-Septiembre de 1995, pp. 43-65, Facultad de Economía de la UNAM, México.

- El patrón de incrementos en 1994 y en 2000 respecto a los datos de 1990 (antes de las reformas) es muy similar (ver **Cuadro 11** y **Gráfico 19**)

Cuadro 11

**SÍNTESIS DEL ANÁLISIS DEL ORIGEN DE LOS INCREMENTOS DE LA PRODUCCIÓN  
POR TIPO DE ÁREAS: DATOS DE 1990-1994 Y 2000**

Año	1990	1994	2000	Incremento 1990-1994 en m <sup>3</sup> /día	en %	Incremento 1990-2000 en m <sup>3</sup> /día	en %
Arreas Centrales (CAC)	12833	13641	12337	808	2.4	-496	-1.1
Cuencas (CNA)	3359	5650	6119	2291	6.8	2760	6.0
Arreas Marginales (CAM)	2909	4133	5016	1224	3.6	2107	4.6
Contratos Reconvertidos (CCR)	23126	23887	21620	761	2.2	-1507	-3.3
Viejas Concesiones (CVC)	1290	1037	2080	-253	-0.7	790	1.7
Plan Houston (CPH)	33	7956	8354	7923	23.4	8321	18.2
Otras (CAR)	5337	3298	3794	-2039	-6.0	-1543	-3.4
<b>Sub-total areas privatizadas</b>	<b>48887</b>	<b>59602</b>	<b>59320</b>	<b>10716</b>	<b>31.6</b>	<b>10433</b>	<b>22.9</b>
<b>YPF y areas cedidas a Total y otras</b>	<b>27837</b>	<b>50994</b>	<b>63055</b>	<b>23157</b>	<b>68.4</b>	<b>35218</b>	<b>77.1</b>
Chihuidos+San Roque+Aguada Pichana			27777	s/d		27777	60.8
<b>Total</b>	<b>76723</b>	<b>110596</b>	<b>122374</b>	<b>33873</b>	<b>100.0</b>	<b>45651</b>	<b>100.0</b>

Fuente: estimaciones propias con datos del IAPG, Secretaría de Energía, YPF y Secretaría de Energía y Minería.

Por consiguiente se puede afirmar sin lugar a dudas que el incremento de la producción obedeció en gran medida a un esfuerzo previo del Estado y que las inversiones posteriores realizadas por el sector privado fueron de una rentabilidad excelente.

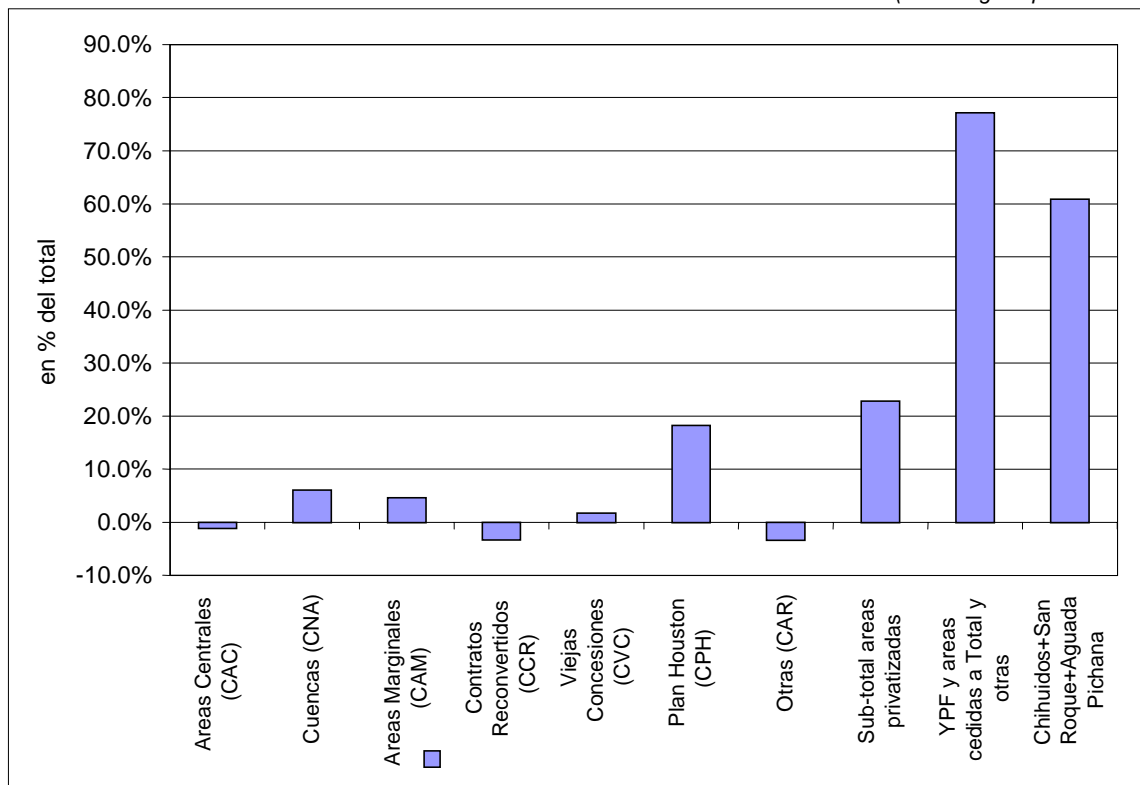
El carácter creciente de la rentabilidad de las inversiones realizadas por el sector privado, que se derivan de la incorporación a la producción de grandes áreas centrales (las que además fueron puestas en producción al principio con inversión del Estado Nacional) se puede observar también a través de la productividad media de los pozos antes y después de la privatización.

La productividad media diaria por pozo se incrementó tanto para YPF como para el resto de los actores del sector privado, pero mucho más para estos últimos en tanto los contratos en áreas centrales, en cuencas y las cesiones de áreas, a otros actores, por parte de YPF modificó radicalmente el perfil promedio de las áreas operadas por esos actores los que en promedio presentan una productividad similar (ver **Gráfico 20**) Nótese entonces que la arquitectura de las reformas fue realizada con gran habilidad para crear condiciones similares de base respecto a la rentabilidad de los diversos actores, pero poco relacionada con el aumento de la competencia y la disminución de los precios, ya que éstos quedaron definitivamente atados a la fluctuación en el mercado internacional, razón por la cual el consumidor interno no se vio favorecido por las reformas del mercado.

Gráfico 19

**ESTIMACIÓN DEL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA 1990–2000**

(en % según tipo de áreas)

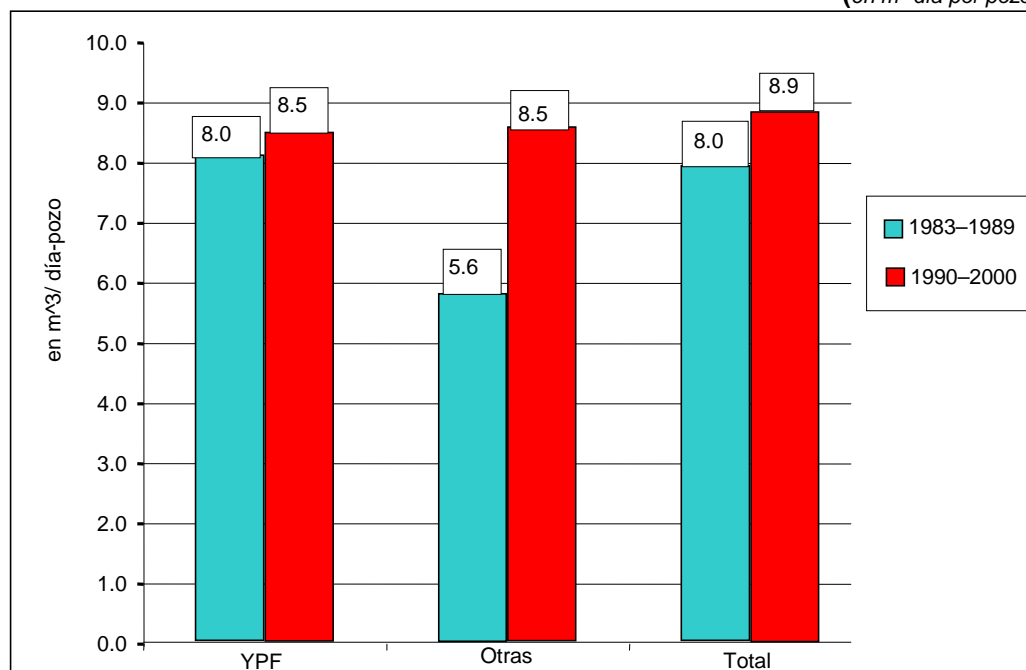


Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minería extraídos de <http://energia.mecon.ar>; Boletines de combustibles IAPG y Secretaría de Energía varios años e información de YPF

Gráfico 20

**PRODUCTIVIDAD MEDIA DE LOS POZOS PETROLÍFEROS**

(en m<sup>3</sup> día por pozo)



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía e YPF

#### 4 Conclusiones acerca del impacto de la privatización sobre la estructura del mercado, el aumento de la competencia y las inversiones en el *Upstream*.

Sobre la base de lo señalado en los tres apartados anteriores se puede concluir que:

- Si bien la estructura del mercado es más abierta que en el esquema previo ello no se ha traducido en un aumento de la competencia. Por el contrario el índice de concentración de la industria lleva a clasificarla como altamente concentrada.
- Ni el aumento de las reservas ni el aumento de la producción se ha originado en un proceso de inversiones masivas y de riesgo. Por el contrario la evidencia muestra que en el caso de las reservas se trata de una reclasificación constante y en una adición de reservas, la gran mayoría en áreas ya maduras, muchas de ellas explotadas entre 1958 y 1980 incluso antes.
- El incremento de la producción se ha vinculado mucho más a la exportación que al mercado interno y su origen se halla en las grandes áreas centrales desarrolladas por YPF antes de su privatización<sup>27</sup>.

Por último cabe señalar que sobre la base de la tenencia de reservas no se vislumbra en el futuro una mayor competencia, ni las reglas de juego que en la actual difícil coyuntura tras la ruptura de la convertibilidad puedan surgir para incrementarla.

### C. El impacto de las reformas sobre los precios del crudo

El impacto de las reformas fue, como era de esperar a partir de la libre disponibilidad del crudo, una alineación de los precios internos con los internacionales, en tanto el WTI fue utilizado como marcador de las variaciones y niveles de precios de los distintos crudos locales.

Cuadro N° 12  
PRECIOS INTERNACIONALES Y LOCALES DEL CRUDO 1989–2001

(En US\$ por barril)

Año\ tipo de crudo	NYMEX Light Sweet Crude	Navajo WTXI	WTI	Arabian Light	Exportación Argentina	Interno (Neuquén)	Interno (promedio)
	(\$ BBL)	(\$BBL)	(\$BBL)	(\$BBL)	(US\$ BBL)	(US\$ BBL)	(US\$ BBL)
1989	19.7	18.7	19.7	16.8	16.5	11.6	11
1990	26.1	25.4	24.5	20.2	19.0	18.9	18.2
1991	21.5	20.3	21.5	17.4	18.6	18.6	17.9
1992	20.5	19.1	20.6	17.9	17.6	17.8	17.1
1993	18.4	16.8	18.5	15.7	16.6	16.5	15.9
1994	17.4	15.8	17.2	15.4	13.7	14.6	14.4
1995	18.4	16.8	18.4	16.7	15.8	16.2	15.7
1996	22.6	20.9	22.2	19.9	19.5	20.4	19.4
1997	20.9	19.0	20.6	18.7	17.9	19.5	19.3
1998	14.3	11.7	14.4	12.2	11.5	13.1	12.1
1999	19.6	16.5	19.3	17.5	16.0	17.1	16.9
2000	30.3	27.4	30.4	26.8	26.6	28.8	28.5
2001	27.5	24.4	27.7	24.8	23.6	25.9	24.8

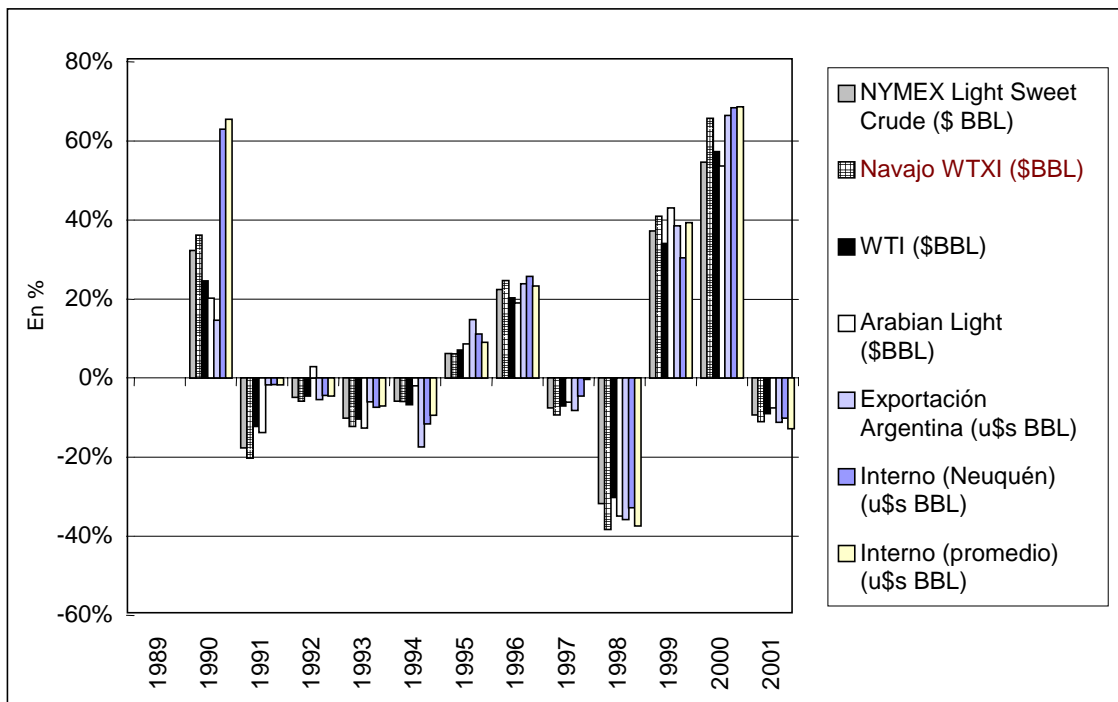
**Fuente:** estimaciones propias con datos de Louisiana Mid–Continent, Nymex, OPEC Review, septiembre 2001 y Secretaría de Energía y Minas.

<sup>27</sup> Una confirmación del análisis aquí efectuado se tiene también a partir de la evaluación ya citada de ABN–AMRO, en efecto allí se expresa : "...reflejando su fuerte base de reservas, la compañía (YPF) intenta alcanzar sus metas de incrementar la producción con reducidas inversiones de capital, lo que la hace comparablemente más favorable a otras compañías petroleras..." , Cf. ABN–AMRO (1997), p.33

Como se muestra en el **Cuadro 12** los precios en Argentina se hallaban alejados de los internacionales antes de las reformas. Sin embargo como producto de la apreciación de la moneda ya hacia 1990 se va produciendo una convergencia, la que se hace total desde 1991/1992 en adelante. Esto se visualiza bien en el **Gráfico 21** que representa las variaciones anuales de los precios medios en el período 1989–2001.

Gráfico 21

**EVOLUCIÓN DE LAS TASAS MEDIAS DE VARIACIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS E INTERNACIONALES DEL CRUDO RESPECTO AL PROMEDIO DEL VALOR DEL AÑO 1990–2001**



Fuente: estimaciones propias con datos de Louisiana Mid-Continent, Nymex, OPEC Review, septiembre 2001 y Secretaría de Energía y Minas.

No obstante, como se analizará más adelante, los precios al público de los derivados de petróleo no siguieron estas variaciones, lo que originó importantes incrementos en los márgenes de refinación durante los períodos de baja de precios del crudo.

### **III. El comportamiento de las inversiones y la promoción de la competencia al nivel de las refinerías después del proceso de privatización.**

---

En este capítulo se analiza el impacto de las reformas del sector petrolero argentino sobre las inversiones en las refinerías, sobre la promoción de la competencia y sobre los precios a nivel de la refinación.

#### **A. El impacto de las reformas sobre las inversiones en Refinerías**

Como se ha visto en los capítulos anteriores el crecimiento del mercado interno de combustibles líquidos en la Argentina no se caracterizó por un dinamismo marcado, pero sí por fuertes cambios en la estructura de la demanda, contribuyendo a esto varios factores:

- La sustitución por gas natural, en especial en la industria y en la generación eléctrica.
- El lento crecimiento de las industrias que continuaron produciendo.
- La desaparición de industrias que no resistieron la convertibilidad y la presión competitiva de las importaciones.
- El crecimiento del parque automotor y el de los viajes al exterior, ambos favorecidos simultáneamente por la convertibilidad debido a la relación de precios favorables y también por la existencia de financiamiento.
- La difusión creciente de normas ambientales.

Mientras que los tres primeros factores explican la retracción de la demanda de derivados pesados, básicamente fuel oil, los dos últimos contribuyen a dar cuenta del cambio en el perfil de la demanda de combustibles, en tanto el mercado requirió de mayores cantidades de gas oil y combustible jet y también de naftas de mayor octanaje y ecológicas.

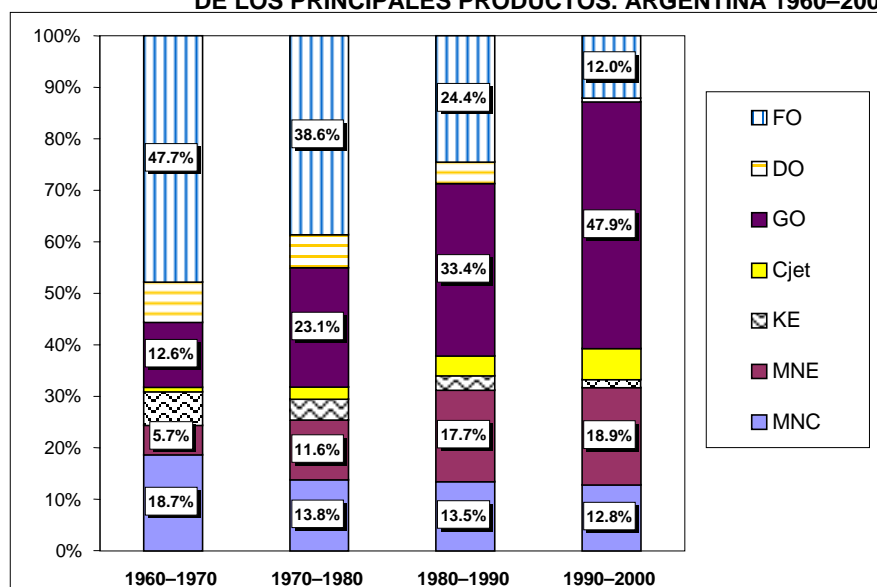
Respecto a las cantidades demandadas vistas en perspectiva histórica de largo plazo, el **Gráfico 4** ya presentado en el capítulo 2 muestra los valores correspondientes, mientras que el **Gráfico 22** revela la drástica modificación del perfil de la demanda, fenómeno que fue explicado precedentemente.

Por consiguiente, las inversiones realizadas en refinación han correspondido básicamente a esta adaptación al mercado interno, mientras que también hubo un posicionamiento favorable para incrementar las exportaciones de derivados, aunque en menor magnitud.

El **Cuadro 13** permite apreciar el comportamiento de la capacidad de refinación de la Argentina durante los últimos veinte años.

Los principales cambios en la capacidad de refinación se verificaron desde la desregulación y privatización del sector en las unidades tendientes a obtener una mayor cantidad de derivados intermedios (hidro craqueo y básicamente hidro tratamiento DO) y a mejorar la calidad de las naftas (refoming catalítico) (ver **Cuadro 13**)

**Gráfico 22**  
**EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA PROMEDIO DEL MIX DE REFINACIÓN DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS. ARGENTINA 1960-2000**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía Boletines de Combustibles varios años.

Nótese que el 100% del incremento en la capacidad de hidro craqueo ha correspondido a YPF S.A.<sup>28</sup>, mientras que la de hidro tratamiento DO se reparte por partes similares entre Shell e YPF S.A. (más de un 90 %) correspondiendo el resto a EG3, ex Cía. La Isaura, la que fue adquirida por Repsol antes de la compra del paquete mayoritario absoluto de YPF S.A. En cambio, en el caso del aumento en el reforming catalítico el total es explicado por el aumento producido en prácticamente la totalidad de las principales refinerías de cada empresa. Esto último marca el carácter sumamente competitivo del mercado de las naftas (intento de diferenciación por calidad), aún cuando este mercado continuó siendo altamente concentrado desde el punto de vista cuantitativo.

<sup>28</sup> Sin embargo caben dudas respecto a la magnitud real del incremento de la capacidad dado que la información previa a 1991 (ej: 1986 y 1989) ya reportaba una capacidad del orden de los 3500 a 4000 m<sup>3</sup> día operativo, ver cuadro n° 4.1.1.



Desde el punto de vista del monto de las inversiones realizadas, y sobre la base de valores internacionales acerca del costo medio de crear capacidades adicionales en las diversas unidades, los cambios registrados equivaldrían a unos 295 a 410 millones de dólares en total cifra que en el mejor de los casos equivaldría entre el 10,4 % del valor estimado de reposición de los equipos de las refinerías<sup>29</sup> o más bien al 6,7% de dicho valor considerando los valores más altos para realizar esta valuación.

**Cuadro 13**

**CAPACIDAD DE ELABORACIÓN DE LAS REFINERÍAS TOTAL NACIONAL 1980-1999**  
(En m<sup>3</sup>/día operativo)

Año	Destilación Atmosférica	acío	Visbreaking	Craqueo térmico	Coqueo	Craqueo Catalítico	Hidro Crack	Reforming Catalítico	Hidro Tratamiento DO
1980	115820	38575	9210	1550	10800	16600	3300	8400	--
1981	117070	40975	9210	1550	11200	17450	3300	8400	--
1982	116670	40275	8760	1200	11600	17450	3300	8400	--
1983	116670	40675	7760	1200	11600	18100	3300	8500	--
1984	116070	40675	7760	1200	11600	18100	3300	8500	--
1985	116470	43175	7760	600	20060	19000	3500	8700	--
1986	116470	43175	7760	600	20160	19000	4000	8700	--
1987	115870	43175	7850	600	20680	20600	4000	8700	--
1988	115670	43175	7850	600	26660	28400	3500	8700	3900
1989	115270	45905	8550	0	16960	29600	3500	8750	4300
1990	109070	48045	8550	0	15480	28700	1900	8350	4450
1991	109070	48045	8550	600	31580	28700	2600	8500	6500
1992	109070	8045	8550	600	31580	28700	2600	8500	6500
1993	109070	8045	8550	600	31580	28700	2600	8500	6500
1994	109791	8135	8550	600	31580	28700	2600	8500	7200
1995	101691	6235	4370	826	31900	29200	4100	7790	6670
1996	101691	6235	4370	826	31900	29200	4100	7790	6670
1997	101691	6235	4370	826	31900	29200	4100	7790	6670
1998	106441	6795	4370	826	16880(1)	27950	6000	12440	20860
1999	106441	6795	4370	826	16880(1)	27950	6000	12440	20860

**Fuente:** elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía boletines de Combustibles años 1980 a 1999 inclusive.

En los boletines de Combustibles de 1998 y 1999 se asigna capacidad cero a las plantas de Coqueo Crudo Reducido, ello explica la caída del valor total entre 1997 y 1998.

**Nota:** algunas de las variaciones en los valores de los datos pueden surgir de criterios disímiles de presentación de la información por parte de las empresas a la Secretaría de Energía y también por errores de tipo formal no incluidos en la fe de erratas.

Con respecto a la disminución en la capacidad que se deduce de la información presentada en los Cuadros 13 y 14 es de presumir que responde a criterios más realistas respecto al grado de utilización de las plantas tras el proceso de desregulación del mercado. En el caso de los cambios registrados entre 1991 y 1994 se trata principalmente de la venta de las Refinerías de San Lorenzo y de Campo Durán (Refisan y Refinor respectivamente), lo que hace que disminuya la capacidad de YPF y crezca la de "otras empresas". Sin embargo se debe recordar que Refinor es mayoritariamente de Repsol, en tanto

<sup>29</sup> Se debe considerar sin embargo que el equipamiento de las refinerías representa aproximadamente el 60% del valor total de los activos, siendo el resto bienes inmuebles, equipos de transporte y otro tipo de activos.

posee el 50% del paquete accionario, mientras que Pluspetrol tiene el 21.5% y PECOM de Perez Companc S.A. posee el 28.5%

Cuadro 14

**VARIACIONES EN LA CAPACIDAD DE ELABORACIÓN DE LAS REFINERIAS**  
**TOTAL NACIONAL 1991-1994 Y 1999**

(En m<sup>3</sup>/día operativo)

Empresas/ Unidades	Destilación Atmosférica	Vacío	Visbreaking	Craqueo térmico	Coqueo	Craqueo Catalítico	Hidro Crack	Reforming Catalítico	Hidro Tratam. DO
Esso1991	18200	8340	1250	0	4080	4800		1400	1700
Esso1994	18200	8340	1250	0	4080	4800		1400	2400
Esso1999	16700	7400	1000	0	4000	4100		1700	2200
Shell 1991	20500	9200	4600			5100		2000	800
Shell 1994	20500	9200	4600			5100		2000	800
Shell 1999	18000	6500	2000		1000	4100		2500	7300
YPF 1991	64970	27455	2000	600	27500	17400	2600	3200	4000
YPF 1994	54750	25300	0	0	27500	17400	2600	3200	4000
YPF 1999	54000	27000	0	0	11860	18500	6000	4040	9960
EG3 1991	4000	2300	700			1400			
EG3 1994	4000	2300	700			1400			
EG3 1999	4850	2000	700			1400		1250	1400
Resto 1991	1400	750	0	0	0	0	0	1900	0
Resto 1994	12341	2995	2000	600	0	0	0	1900	0
Resto 1999	12891	3895	670	826	20	-150	0	2950	0
<b>Total 1991</b>	<b>109070</b>	<b>48045</b>	<b>8550</b>	<b>600</b>	<b>31580</b>	<b>28700</b>	<b>2600</b>	<b>8500</b>	<b>6500</b>
<b>Total 1994</b>	<b>109791</b>	<b>48135</b>	<b>8550</b>	<b>600</b>	<b>31580</b>	<b>28700</b>	<b>2600</b>	<b>8500</b>	<b>7200</b>
<b>Total 1999</b>	<b>106441</b>	<b>46795</b>	<b>4370</b>	<b>826</b>	<b>16880</b>	<b>27950</b>	<b>6000</b>	<b>12440</b>	<b>20860</b>
<b>Incremento 1991-1994</b>									
Esso	0	0	0	0	0	0	0	0	700
Shell	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YPF S.A.	-10220	-2155	-2000	-600	0	0	0	0	0
EG3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resto	10941	2245	2000	600	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>721</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>700</b>
<b>Incremento 1994-1999</b>									
Esso	-1500	-940	-250	0	-80	-700	0	300	-200
Shell	-2500	-2700	-2600	0	1000	-1000	0	500	6500
YPF S.A.	-750	1700	0	0	-15640	1100	3400 (1)	840	5960
EG3	850	-300	0	0	0	0	0	1250	1400
Resto	550	900	-1330	226	20	-150	0	1050	0
<b>Total</b>	<b>-3350</b>	<b>-1340</b>	<b>-4180</b>	<b>226</b>	<b>-14700</b>	<b>-750</b>	<b>3400 (1)</b>	<b>3940</b>	<b>13660</b>

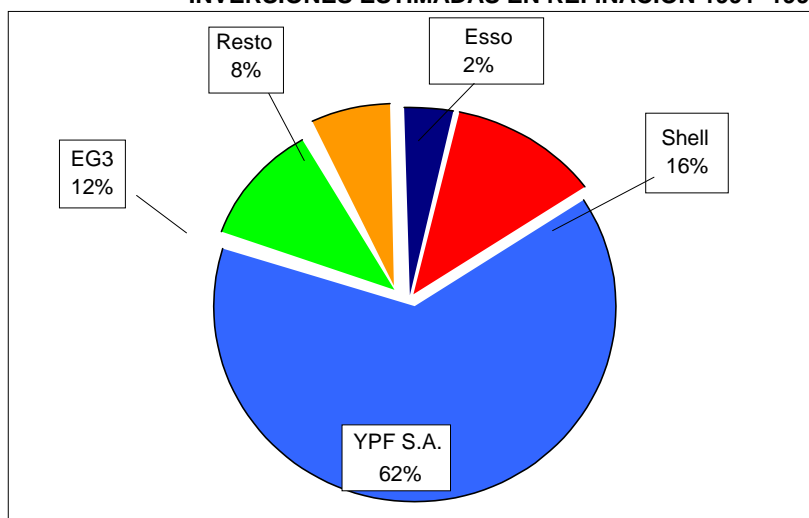
**Fuente:** elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía boletines de Combustibles años 1980 a 1999 inclusive.

(1) El incremento podría ser menor si se considera que la capacidad en 1986, 1989 y años anteriores aparecía en valores de 3500 y 4000 m<sup>3</sup>/día operativo correspondientes siempre a la refinería de Luján de Cuyo.

Aún cuando no se dispone de información respecto al monto de inversiones en refinerías, sobre la base de valores estandarizados y según el incremento de la capacidad de elaboración en cada planta se ha estimado que el reparto de inversiones entre empresas podría ser similar al representado en el **Gráfico 23**. La magnitud total de las inversiones realizadas en refinación desde la privatización, no se conoce. Sin embargo, la aproximación anterior permitiría afirmar que las mismas representan un crecimiento respecto al capital total inferior al crecimiento del mercado, de lo que se deriva su carácter marginal.

Gráfico 23

**PARTICIPACIÓN DE CADA EMPRESA EN EL TOTAL DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS EN REFINACIÓN 1991-1999**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía Boletín de Combustibles años 1990 a 1999 y Oil and Gas Journal, junio de 2001.

Respecto a las mejoras ambientales se ha podido relevar que la Refinería de San Lorenzo (Refisan, de Perez Companc, Cía. General de Combustibles S.A. y PASA Petroquímica S.A.) ha emprendido un programa de descontaminación y preservación ambiental, pero se desconoce cuál es el monto de esta inversión<sup>30</sup>. Por consiguiente, aún cuando a nivel de la prensa se ha promocionado la idea de inversiones de gran magnitud en el sector, la evidencia disponible no parece avalar tal cosa<sup>31</sup>.

## B. El impacto de las reformas sobre la promoción de la competencia

La venta de las refinerías de YPF en San Lorenzo (Refisan) y en Campo Durán (Refinor), dio lugar al comienzo de la reestructuración petrolera Argentina, a una leve desconcentración de la oferta. Sin embargo este proceso se revirtió considerablemente tras la operación de compra de YPF S.A. por parte de Repsol, tal como se pondrá de manifiesto a través de la información que será presentada en este capítulo.

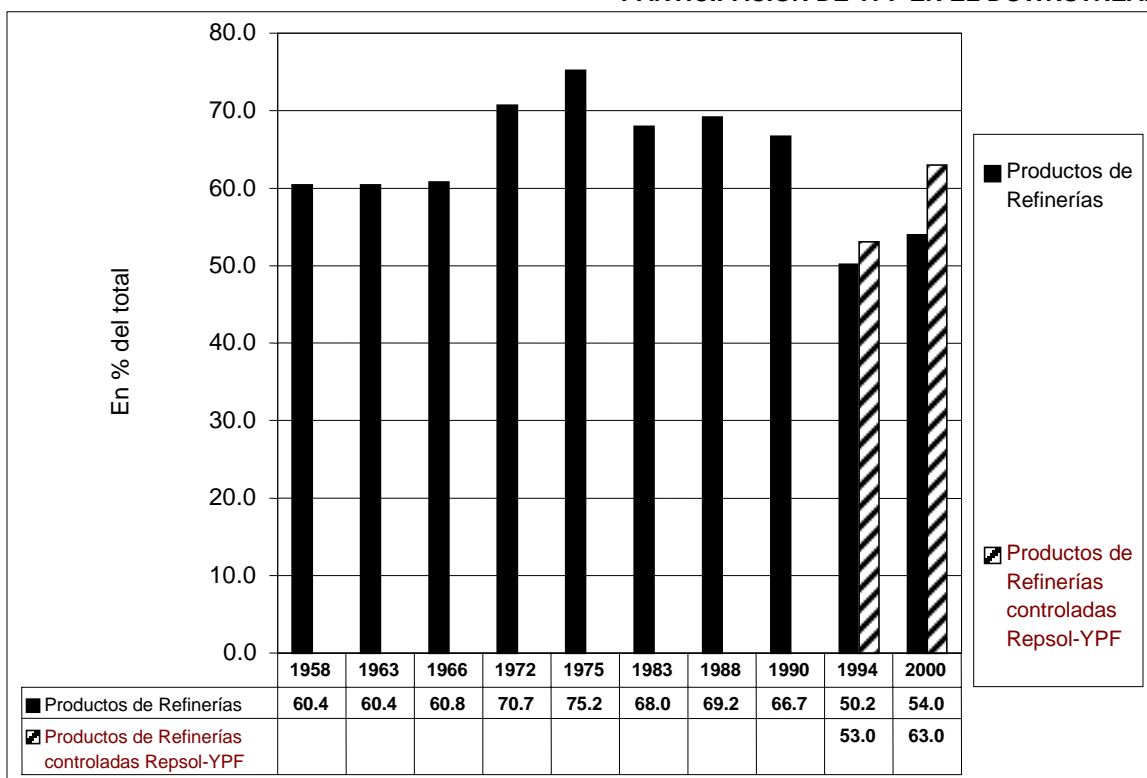
El proceso histórico de largo plazo se puede visualizar a través de los valores medios de participación de YPF en el total estimado del mix de refinación constituido por los principales productos. Si se considera que Refinor S.A. cuenta con participación mayoritaria de YPF S.A., y que si se agrega la capacidad que dispone EG3 (controlada por Repsol), entonces la capacidad de refinación efectiva de Repsol YPF pasa a ser en el año 2000 del 63 % en vez de 54%. (ver **Gráfico 24**) Estas cifras muestran la debilidad de la promoción de la competencia del nuevo esquema, en tanto el reparto del mercado resultante en el 2000 no difiere significativamente del que se registró a lo largo de la historia previa de la industria cuando también era YPF la que dominaba la refinación y era favorecida por los mecanismos de la "mesa de crudos" regulada y administrada por la Secretaría de Energía.

<sup>30</sup> Cf. Lindbaeck, J., International Finance Corporation, IFC'S Environmental Investments, en: [www-esd.worldbank.org/html/esd/envmat/vol2f96/ifc.htm](http://www-esd.worldbank.org/html/esd/envmat/vol2f96/ifc.htm).

<sup>31</sup> Por ejemplo en La Nación del 11 de julio de 2001 se traducen las declaraciones del presidente de Repsol YPF respecto a que el programa de inversiones de la empresa será de 9240 millones para América Latina, de los cuales cerca del 50%, es decir unos 4600 millones, podrían ser para Argentina en el próximo cuatrienio (2001-2005). En la misma nota se señala que a refinación le correspondería el 20.2% de dicha cifra, lo que significaría unos 929 millones, esto es poco más de 232 millones al año. Sin embargo, si las estimaciones aquí realizadas son correctas, el sector en su conjunto ha invertido desde la privatización y reformas menos de la mitad de esa cifra en promedio, aún cuando en algunos años en particular pudo haber sido mayor.

Gráfico 24

**PARTICIPACIÓN DE YPF EN EL DOWNSTREAM**



**Fuente:** Kozulj, R. y Bravo, V. (1993) y estimaciones recientes sobre la base de datos de la Secretaría de Energía, Boletín de Combustibles varios años.

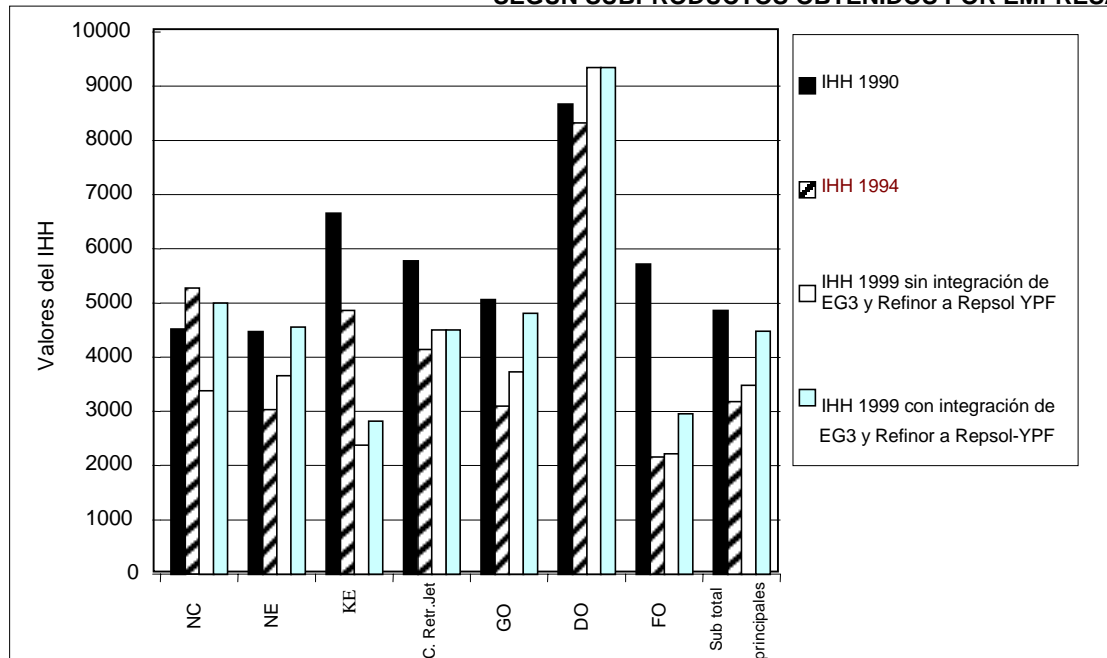
Cuando se estima el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH)<sup>32</sup> con los datos de los productos producidos por cada refinería en tres puntos del tiempo: 1990, 1994 y 2000, se observa que hacia el principio de la desregulación (1994) el mercado continuaba teniendo marcadas características oligopólicas. Sin embargo, tras casi una década de vigencia estas características en vez de atenuarse se remarcaron, especialmente en el mercado de naftas y gas oil retrotrayéndose prácticamente al valor de 1990. El IHH nunca ha sido inferior a 3000 puntos para los combustibles de uso en el sector de transporte terrestre y aéreo, y que se han ubicado en valores de entre 4000 y 5000 tras la operación de compra de YPF por parte de Repsol (ver **Gráfico 25**). Este hecho se comprueba también en el análisis del mercado minorista, dado que la concentración al nivel de los expendedores es muy alta lo que ha dado lugar a considerar el mercado con características cuasi monopólicas en tanto Repsol YPF es líder de precios, lo que también originó respuestas oficiales a través del decreto 1060/2000 del 14/11/2000 el cual será analizado más adelante.

El valor del IHH para el conjunto de los principales productos al nivel de las refinerías muestra que en 1990, cuando regía el "monopolio estatal" el valor era de 4863 puntos, y que este valor descendió, como consecuencia de la venta de refinerías de YPF, a 3178 puntos en 1994. Pero en el año 2000 el valor del índice era de 3477 sin considerar la fusión de Repsol YPF, y alcanzaba los 4478 puntos al tomar en cuenta dicha fusión.

<sup>32</sup> Ver nota al pie n° 21.

**Gráfico 25**

**INDICE DE CONCENTRACIÓN DE LA OFERTA EMPRESARIA POR PRODUCTO  
SEGÚN SUBPRODUCTOS OBTENIDOS POR EMPRESA**



**Fuente:** estimaciones propias sobre la base de datos de la Secretaría de Energía, Boletín de Combustibles años 1990, 1994 y datos del 2000 tomados de <http://energia.mecon.ar>.

Habiendo revisado las características del mercado desde el punto de vista de la propiedad de las instalaciones de refinación, del proceso de inversiones implicado en la variación de la capacidad de elaboración y los indicadores resultantes del mercado de procesamiento, queda por preguntarse que sucedió con el comportamiento de los precios a la salida de las refineras y que conclusiones se pueden extraer respecto al comportamiento del margen de refinación.

### C. El impacto de las reformas sobre la formación de precios a la salida de las refineras

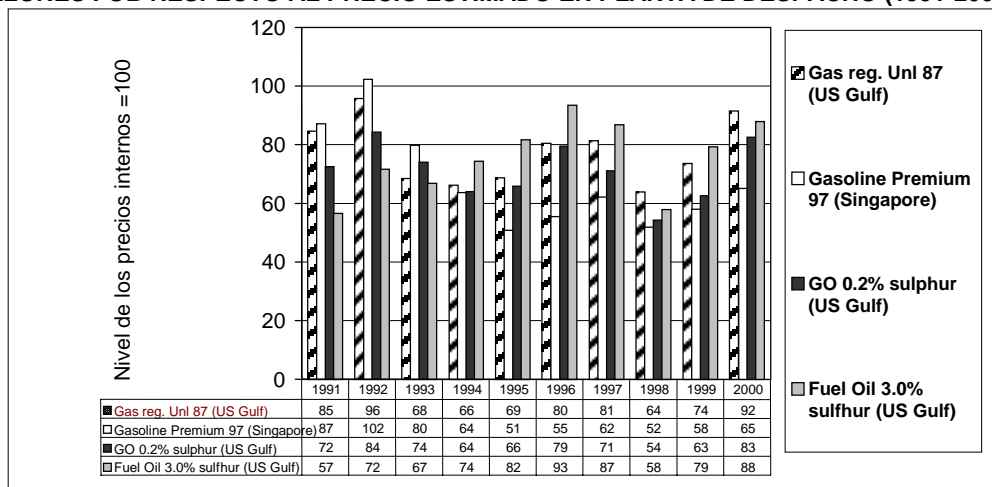
Una de las claves para comprender el impacto sobre los precios producido por la reforma del sector petrolero la constituye el desdoblamiento de los precios internos y externos producido por el Plan de Convertibilidad. Dicho plan estuvo vigente durante la última década, y ya antes del mismo, durante 1990 y 1991, la economía Argentina se fue deslizando hacia una significativa apreciación de su moneda. Esto significa que en ausencia de inversiones masivas, los elevados precios en dólares permitieron un proceso de acumulación acelerada a las empresas en tanto estos precios suponen un nivel de recuperación de inversiones además de la cobertura de los costos operativos. Pero en el caso de la refinación los precios en planta superaron además ampliamente el nivel de precios internacionales, tanto si se considera el precio de productos equivalentes en el mercado spot de los principales mercados internacionales (precios FOB), como si se toman en cuenta las condiciones de la internalización del producto (valores CIF).

La pauta seguida por las empresas fue aumentar los precios en planta *pari pasu* con prácticamente cada nivel de incremento de los precios internacionales (movidos por lo general por el nivel del precio del crudo) y luego estabilizar este nivel. Cuando los precios internacionales cedieron a la tendencia a la baja, los internos registraron este movimiento con muchísima menor intensidad, de modo tal que en promedio los precios internos en planta siempre estuvieron por encima de los internacionales tanto en valores FOB como CIF.

Los dos siguientes gráficos muestran el comportamiento de los precios internos respecto a los internacionales FOB y CIF respectivamente, pero expresados como el porcentaje que representarían los valores internacionales respecto al precio interno en ambos casos. Los datos acerca de precios internacionales se toman de los publicados por la OPEP; la metodología para convertir los datos de precios FOB en valores CIF es similar a la que utiliza la Secretaría de Energía para la confección de los valores de paridad que publica desde 1997, y los valores de los combustibles en planta para datos anteriores a 1998 se estiman asumiendo porcentajes de comercialización fijos sobre el precio final de venta y sustrayendo dicho margen de comercialización de los precios de los combustibles sin impuestos que publica la Secretaría de Energía en el boletín anual de Combustibles, calculando en cada caso el valor promedio anual a partir de los valores mensuales.

Gráfico 26

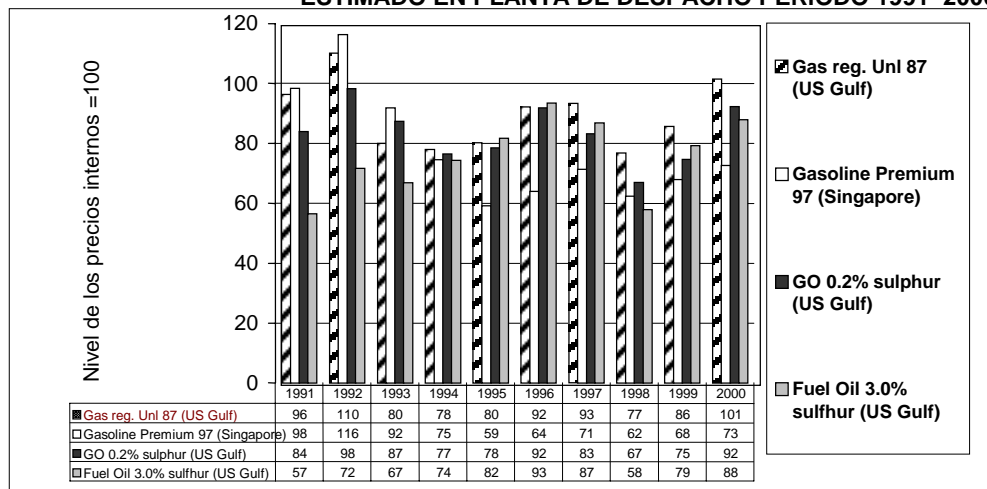
**PRECIOS MEDIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN EL MERCADO SPOT INTERNACIONAL: VALORES FOB RESPECTO AL PRECIO ESTIMADO EN PLANTA DE DESPACHO (1991-200)**



Fuente: estimaciones propias con datos de OPEC Review, Vol. XXV, N°3 Septiembre de 2001, p-74; Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles años 1990-1999 y Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

Gráfico 27

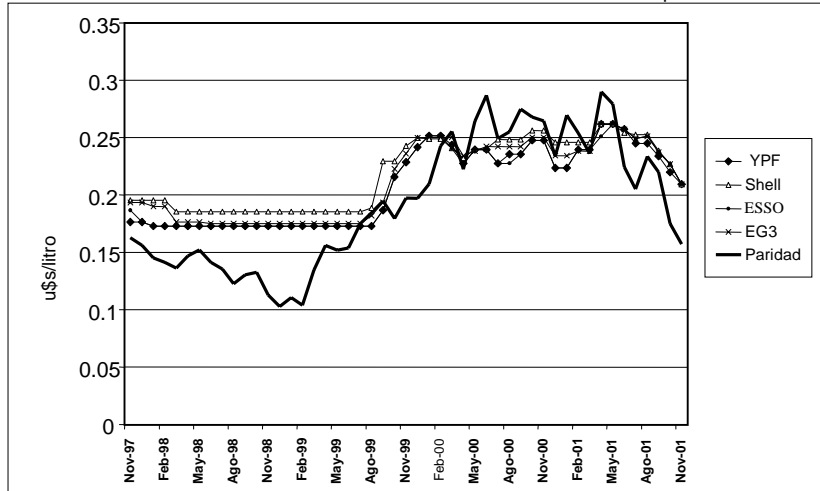
**PRECIOS MEDIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN EL MERCADO SPOT INTERNACIONAL: VALORES CIF ESTIMADOS RESPECTO AL PRECIO ESTIMADO EN PLANTA DE DESPACHO PERÍODO 1991-2000**



Fuente: estimaciones propias con datos de OPEC Review, Vol. XXV, N°3 Septiembre de 2001, p-74; Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles años 1990-1999 y Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

La pauta de comportamiento antes mencionada se puede también visualizar a través del movimiento mensual de precios para cada uno de los tres productos principales: nafta común, nafta especial y gas oil (Gráficos 28,9 y 30)

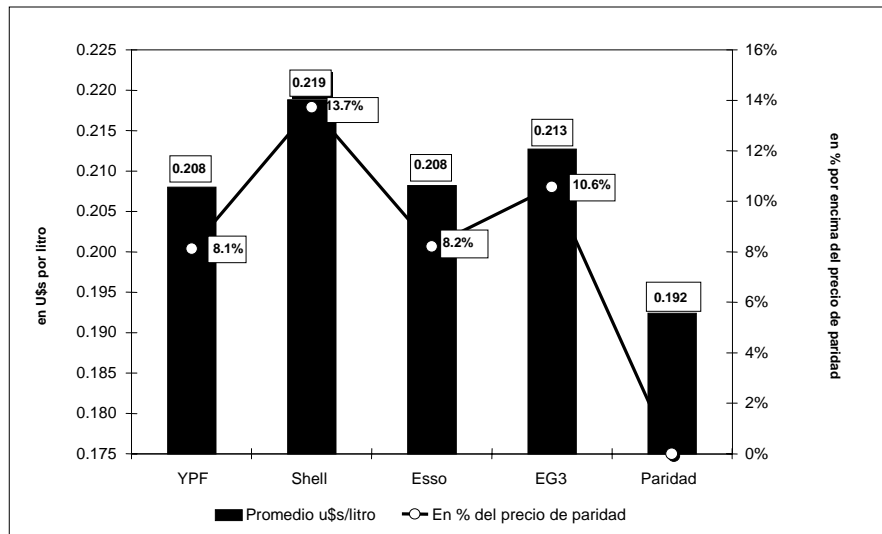
**Gráfico 28**  
**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN PLANTA DE ALMACENAJE DE LA NAFTA COMÚN: 1997-2001 EN U\$S POR LITRO**



Fuente: estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

Se puede observar que el mayor alejamiento de los precios internacionales a nivel de paridad se produce en la nafta especial y luego en el gas oil.

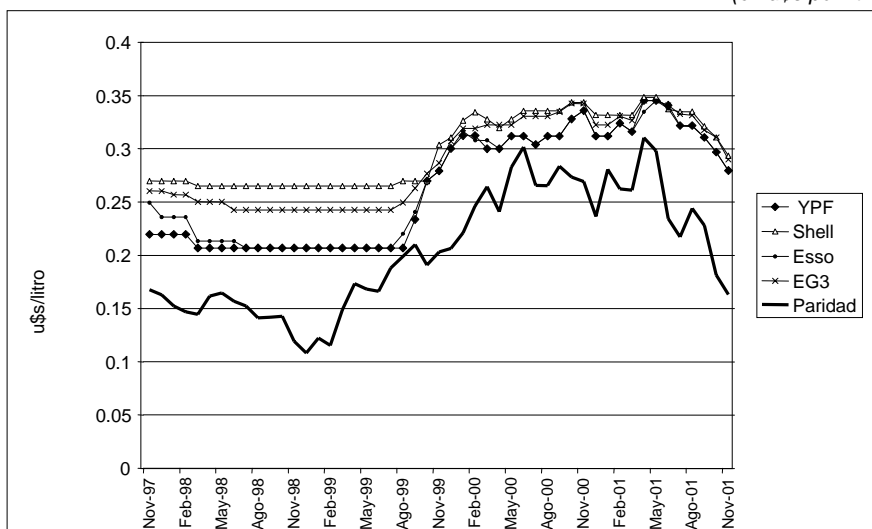
**Gráfico 29**  
**PRECIOS PROMEDIO EN PLANTA DE LA NAFTA COMÚN: DATOS DE 1997-2001**



Fuente: estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

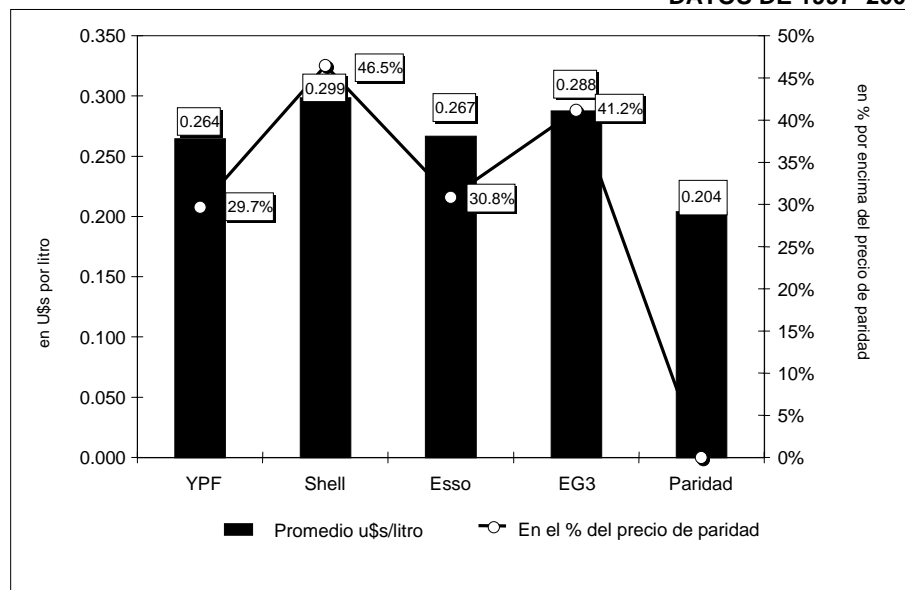
**Gráfico 30**  
**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN PLANTA DE ALMACENAJE DE LA NAFTA ESPECIAL O SÚPER: 1997-2001**

(en u\$s por litro)



**Fuente:** estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

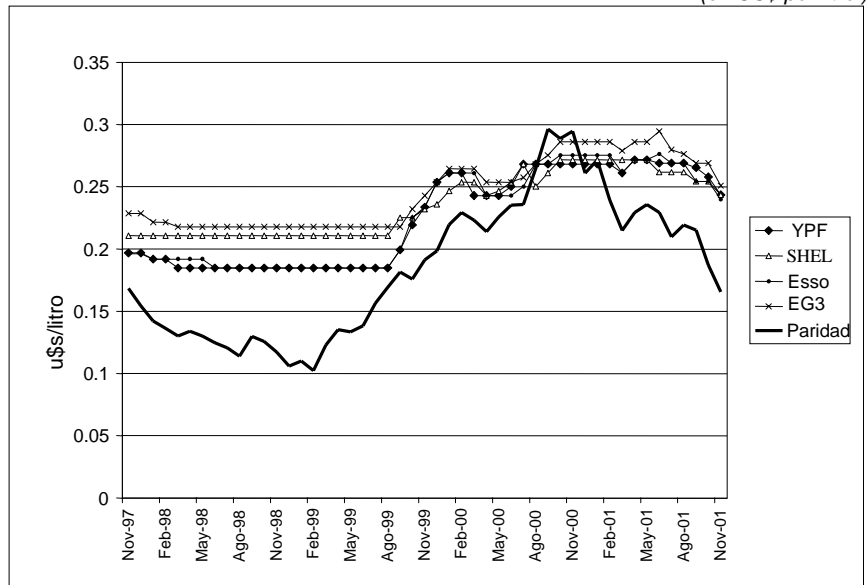
**Gráfico 31**  
**PRECIOS PROMEDIO EN PLANTA DE LA NAFTA SÚPER: DATOS DE 1997-2001**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

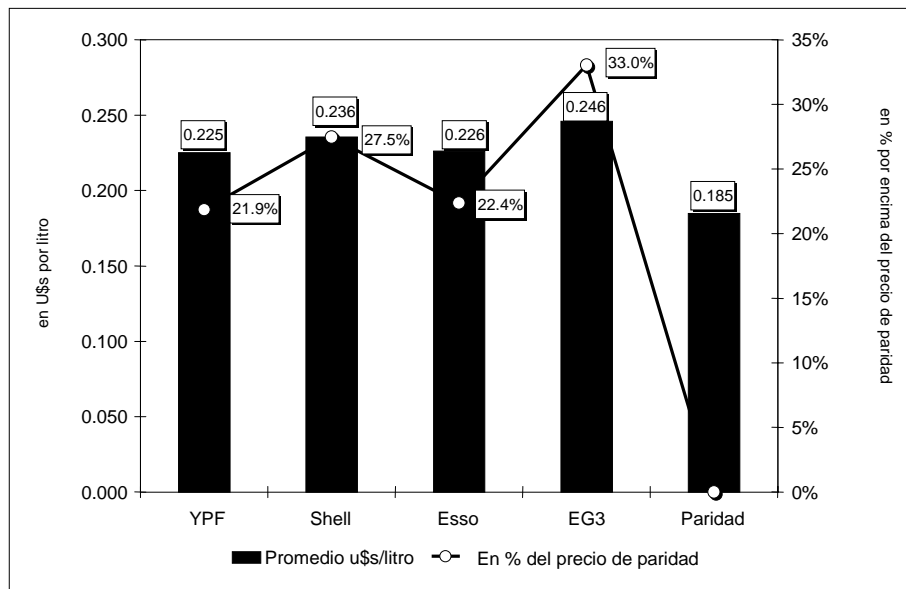


**Gráfico 32**  
**EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN PLANTA DE ALMACENAJE DEL GAS OIL: 1997-2001**  
*(en US\$ por litro)*



**Fuente:** Estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

**Gráfico 33**  
**PRECIOS PROMEDIO EN PLANTA DEL GAS OIL: DATOS DE 1997-2001**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

Nótese que en el caso de la nafta especial el promedio de los apartamientos de precios internos en planta registrados entre 1997 y 2001 implican valores entre 30 y 47% más caros que los de paridad calculados por la Secretaría de Energía y Minería. En el caso del Gas Oil el mismo cálculo señala un apartamiento del orden del 22 a 33%. En cambio, en la nafta común dicho apartamiento oscila entre 8 y 14 %.

En general se puede afirmar que el margen obtenido por las empresas ha sido creciente con el tiempo y que tras la compra de YPF por parte de Repsol los precios de la empresa líder se han alineado con los más altos que antes de fines de 1999 marcaba en forma invariable Shell.

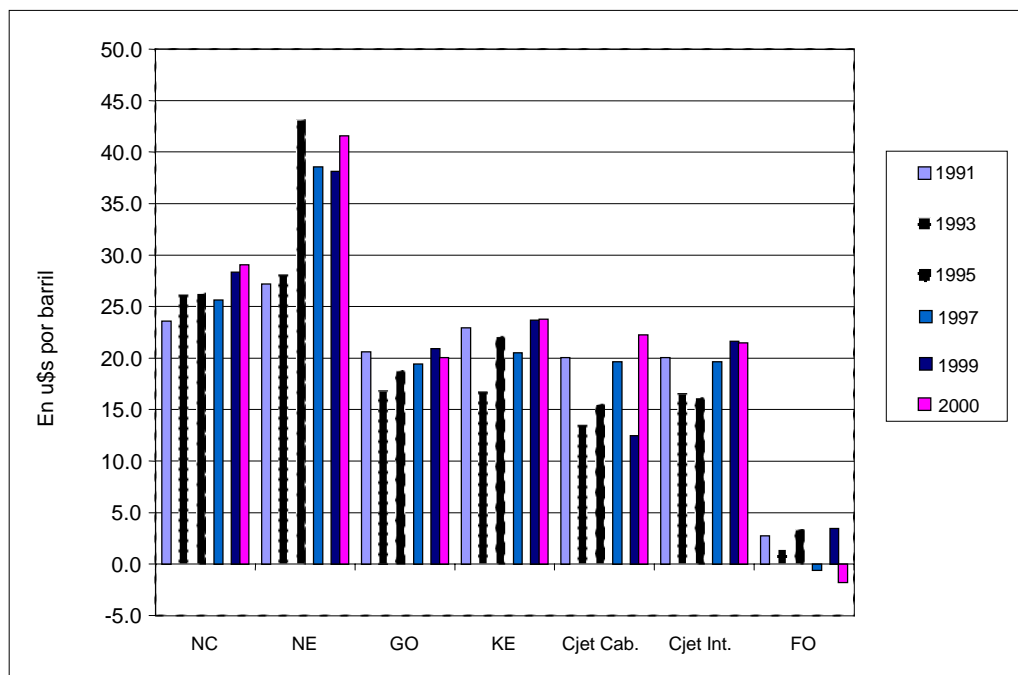
Una indicación de la anterior afirmación se tiene a través de la visualización de la evolución del margen total obtenido de los precios sin impuestos y del precio del crudo (**Gráfico 34**)

Es de hacer notar que la libre importación y exportación de derivados no jugó un papel regulador como se suponía debía ocurrir ante la posibilidad de que las empresas no alineasen los precios internos con los internacionales, en especial en los períodos de baja del precio del crudo.

En efecto, los datos disponibles acerca de los precios medios de importación y de exportación de los principales derivados revelan por una parte que los precios de importación se situaron por lo general en valores superiores a los de referencia (FOB), próximos a los teóricos de paridad y por debajo de los valores internos en planta de despacho, a pesar de lo cual los volúmenes importados fueron bajos. Los precios de exportación en el caso de las naftas se situaron en cambio por debajo del promedio del precio internacional aunque no así los del gas oil que se alinearon en uno y otro caso próximos a los valores de paridad.

**Gráfico 34**

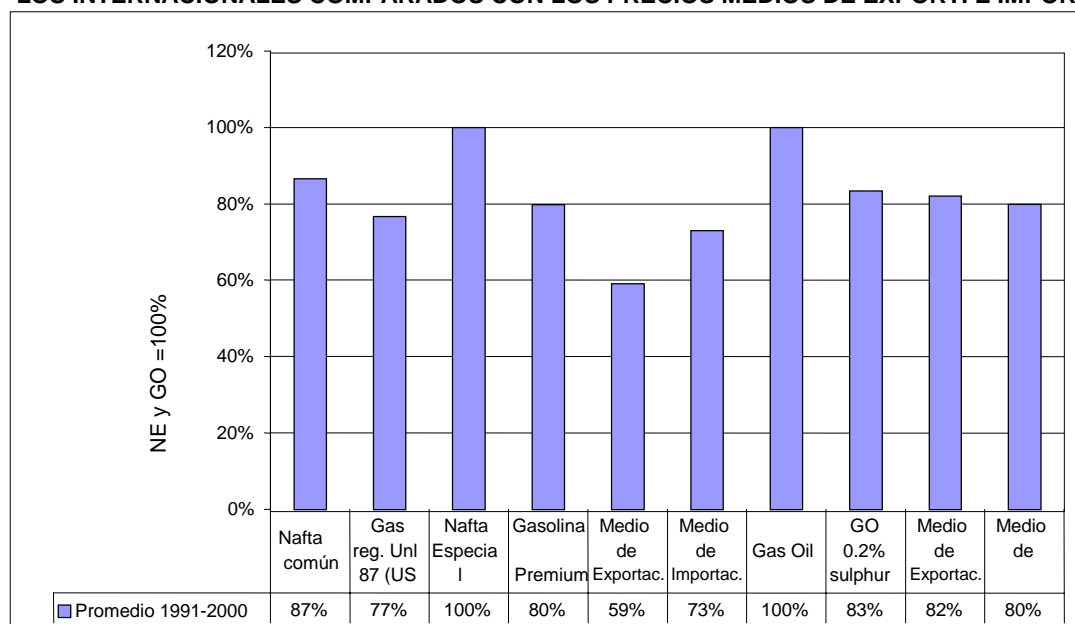
**EVOLUCIÓN DEL MARGEN ENTRE LOS PRECIOS MEDIOS UNITARIOS SIN IMPUESTOS  
Y EL VALOR UNITARIO DEL CRUDO: 1991–2000**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles años 1990–1999 y Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

Gráfico 35

**VALORES RELATIVOS PROMEDIO 1991-1999 DE LOS PRECIOS INTERNOS RESPECTO A LOS INTERNACIONALES COMPARADOS CON LOS PRECIOS MEDIOS DE EXPORT. E IMPORT.**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles años 1990-1999.

En todos los casos los precios internos superan ampliamente a los externos como se ve en el **Gráfico 35** y anteriores.

El fracaso del uso de la importación como regulador de los precios internos se debe a muchos factores, pero el principal se relaciona con las barreras a la entrada en el mercado constituida por la ausencia de instalaciones de almacenaje en puerto en cantidad suficiente y con los mecanismos de comercialización de las estaciones "libres" o sin bandera lo que será analizado en el próximo capítulo.

El ejercicio de multiplicar los valores de ventas de combustibles de uso en el transporte automotor en el mercado interno por las diferencias de precios internos respecto a los de paridad indican que las empresas se apropian de entre 500 y 1000 millones de dólares al año debido a la ausencia de competencia en el mercado mayorista. La amplitud de esta cifra se debe a varios factores, como por ejemplo: a) si se considera el precio medio de todas las empresas o se trabaja con los de YPF; b) las variaciones respecto a la paridad que se producen como consecuencia de la fluctuación de los precios internacionales respecto a los internos; c) los volúmenes de los distintos productos en diversos años como se ha podido ver a través de la evidencia mostrada en este trabajo.

## **D. Conclusiones acerca del comportamiento de las inversiones, la competencia y los precios en el eslabón de refinación**

A partir de la evidencia presentada en los puntos anteriores se puede concluir que todas las empresas a excepción de Esso realizaron inversiones de tipo adaptativo a los cambios de la estructura de la demanda, signada por una mayor cantidad y calidad de naftas y gas oil. Sin embargo el crecimiento de las inversiones respecto a la capacidad instalada fue inferior al crecimiento de la demanda interna, a pesar de que esta demanda creció débilmente y los precios mejoraron notablemente permitiendo a las empresas captar una renta extraordinaria sin riesgo alguno. Para tener una idea de las magnitudes relativas se ha estimado que las inversiones en adaptaciones y modernización de las refinerías pudo haber implicado en la última década entre 300 y 400 millones de dólares o a lo sumo unos 670

millones<sup>33</sup>. En cambio, la renta extraordinaria por diferencia entre los precios internos y los internacionales llevados a valores CIF, se ha estimado en el orden de entre 500 y 1000 millones al año.

Desde el punto de vista de la promoción de la competencia se concluye que si bien en un primer momento, tras la privatización, el mercado parecía avanzar hacia una forma oligopólica menos concentrada que antes de las reformas, la compra de YPF por parte de Repsol implicó prácticamente retornar a los niveles de concentración del mercado previos, pero con el agravante de conductas de mercado marcadas por un liderazgo de precios que implicó la suba de los precios para el consumidor. El Índice de Herfindahl–Hirschman (IHH) nunca ha sido inferior a 3000 puntos para los combustibles de uso en el sector de transporte terrestre y aéreo, y se han ubicado en valores de entre 4000 y 5000 tras la operación de compra de YPF por parte de Repsol, dado que tanto Refinor como EG3 son empresas de Repsol–YPF.

El análisis de los precios y márgenes, por otra parte, ha revelado un alejamiento de los precios internos de los internacionales y la inexistencia de mecanismos de regulación automática provenientes de un mercado desregulado y abierto. Los datos aportados muestran que en promedio los apartamientos de los precios de paridad (valores FOB en el mercado spot internacional más costos de internalización de los productos) han llegado a ser muy importantes tanto en el mercado de naftas (30 a 47% por encima para la nafta especial 97 octanos) como en el de gas oil (22 a 33% por encima).

Por último llama la atención que durante 1998 cuando el precio del barril de crudo experimentó uno de los niveles más bajos de la última década, por un período de tiempo además prolongado, las cantidades importadas de combustibles disminuyeron en vez de aumentar (por ejemplo se estima que en 1995 representaban el 8% del mercado de naftas y el 13% del de GO, y en 1998 los porcentajes fueron 0.3% y 5% respectivamente)<sup>34</sup>.

Por lo tanto se concluye que las reformas poco han hecho para elevar la disputabilidad del mercado de combustibles y que la apertura del mercado no es un instrumento suficiente para actuar como regulador automático de los precios.

Por consiguiente, habida cuenta que el cambio de propiedad pública a la privada implicó una fuerte modificación de objetivos básicos de la política petrolera, se llega a la conclusión de que los únicos beneficiarios de las reformas han sido las empresas petroleras y que el público consumidor se vio perjudicado por el poder abusivo de un mercado oligopólico fuertemente concentrado y con liderazgo de precios por parte del principal actor. Aún cuando el análisis de la evolución de los precios en términos de moneda local constante puede no conducir a las mismas conclusiones, por cuanto para aquellos consumidores que vieron crecer sus ingresos a la par del índice de precios al consumidor (IPC) -o al menos por encima de los precios de los combustibles- la relación de precios relativos entre combustibles e ingresos fue favorable, lo cierto es que el fin de la convertibilidad ha mostrado con crudeza el tipo de efectos provocados por una política de precios distorsiva.

---

<sup>33</sup> Estos valores surgen respectivamente de: a) la valuación a costo promedio de las unidades que sufrieron expansión; b) la valuación a costo máximo de dichas unidades y c) la valuación considerando que estas cifras representan el 60% de la inversión total y que han habido inversiones en otros rubros distintos a los analizados.

<sup>34</sup> El margen unitario constituido por el precio de los combustibles sin impuestos y el precio del crudo fue en 1998, para la nafta común, un 23% superior al de 1995 y en el caso del gas oil, un 28.6% superior.

## **IV. El comportamiento de las inversiones y la promoción de la competencia al nivel de la distribución después del proceso de privatización.**

---

Al igual que en el capítulo anterior se analizarán aquí el impacto de la privatización y desregulación del sector sobre las inversiones, la competencia y los precios.

En el primer caso el análisis se realiza de un modo indirecto a través del seguimiento del número de unidades de distribución con el fin de inferir, de un modo aproximado, el comportamiento de las inversiones aún cuando ello no permite captar aquellas inversiones de remodelación y modernización que se han efectuado y que han sido la cara más visible del proceso de reformas petroleras en Argentina.

Antes de analizar estos aspectos es conveniente, sin embargo, comentar algunos aspectos de tipo institucional que permitirán comprender mejor el comportamiento del sector en este eslabón de la cadena petrolera, como así también el carácter de las modificaciones en la regulación ocurridas a fines del 2000.

Cuando se privatizó YPF en el año 1993, el gobierno transfirió los contratos que vinculaban a los estacioneros con esta empresa. De este modo se mantuvo el papel dominante de YPF en el mercado de combustibles, dado que más del 50% de las estaciones operaban bajo esa marca.

Es conveniente aclarar que en la Argentina el 90% de las estaciones de servicio operan bajo la modalidad en la que un tercero es dueño de la estación de servicio y el encargado de operarla, pero bajo una única bandera o marca mediante un contrato de suministro exclusivo con la petrolera correspondiente. Esta modalidad es conocida como DODO (Dealer Owned, Dealer Operated). En cambio sólo entre 400 y 500 (entre 7 y 8% aproximadamente) lo hacen bajo la modalidad COCO (Company Owned, Company Operated), en la cual tanto la propiedad, como la operación de la estación se hallan a cargo de la petrolera<sup>35</sup>.

Como se verá luego, esta forma de modalidad dominante, unida al hecho de que los contratos de suministro se realizan por un período prolongado, constituyen una auténtica barrera a la entrada de competidores, unida a otras como la ausencia de tanques de almacenamiento independientes, insuficientes instalaciones en puertos, la ausencia de control y normas adecuadas para los combustibles importados, además de la inexistencia de un marco macroeconómico favorable y estable en el largo plazo.

Con respecto a la duración de los contratos cabe decir que el 93% de los contratos son de una duración superior a los cinco años y el 39% por más de diez años.

A continuación se analizan los diversos aspectos relativos a este capítulo.

## **A. El crecimiento de las unidades de distribución**

Las estadísticas relativas a la etapa de distribución minorista presentan al parecer alguna discontinuidad, por lo que se hace difícil evaluar el crecimiento real de las estaciones de servicio. En efecto, antes de 1991 las estadísticas incluían, además del número de estaciones de servicio, el de las bocas de expendio y el de puestos de venta (surtidores) en garages. Además estas estadísticas solo distinguían entre las de YPF y el resto. En cambio, desde 1992 aparecen todas unificadas y discriminadas por marcas. Sin embargo, el universo total de 1992 es inferior al de 1990 y antes, pero no está claro que ello obedezca a una disminución real de las unidades expendedoras. (ver **Cuadro 15**)

Asumiendo que las cifras válidas para fines comparativos son las de 1992 en adelante, dada la heterogeneidad respecto a la anterior serie, se tendría un aumento de 716 unidades entre 1992 y 1999, proceso que se acompaña de una disminución de 325 unidades entre 1992 y 1994. Es que después de la desregulación petrolera se produjeron cambios importantes en la modalidad de comercialización de combustibles líquidos y muchas empresas cerraron temporalmente sus unidades, las que se incorporaron luego bajo otras marcas, o la misma pero remodeladas y modernizadas. Esta reforma implicó la adición de pequeños comercios multi o poli rubro, cafeterías, etc. Sobre los montos invertidos en estas actividades no se tienen registros.

Si se asume una inversión media de unos 25000 dólares por unidad en refacción, se aplica esta magnitud sobre el 50% de las unidades y se calcula un costo de entre 250000 y 500000 dólares el de las nuevas unidades, se tendría que las inversiones acumuladas en el sector podrían haber ascendido a unos 348 millones de dólares en los últimos ocho años. Sin embargo, se repite, al no existir un registro de estas inversiones el carácter de la cifra presentada es puramente especulativo.

---

<sup>35</sup> Existen aún otras dos modalidades conocidas como CODO (Company Owned, Dealer Operated), en la que la compañía petrolera es dueña de la estación, pero subcontrata la operación con un tercero y DOCO (Dealer Owned, Company Operated), en la cual un tercero es el propietario de la estación de servicio pero la otorga en arriendo a la petrolera para que la explote. Sin embargo ninguna de estas modalidades se halla muy difundida.

Cuadro 15

## EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO 1989-1999

Año\ Marca o Bandera	YPF	Shell	Esso	EG3	Otras*	Blancas**	Sub total otras	Total
1989	3717						3324	7041
1990	3743						3256	6999
1991								
1992	2717	1013	1332	575	13		2933	5650
1993	2789	1002	996	601	45		2644	5433
1994	2753	933	1003	565	71		2572	5325
1995	2699	941	1033	594	82	211	2861	5560
1996	2665	993	1062	623	169	443	3290	5955
1997	2581	1020	974	577	231	673	3475	6056
1998	2537	1068	976	622	329	775	3770	6307
1999	2534	1077	977	635	351	792	3832	6366

\* Rhasa, Sol, Refinor, CONOR, DAPSA, San Lorenzo, PDP

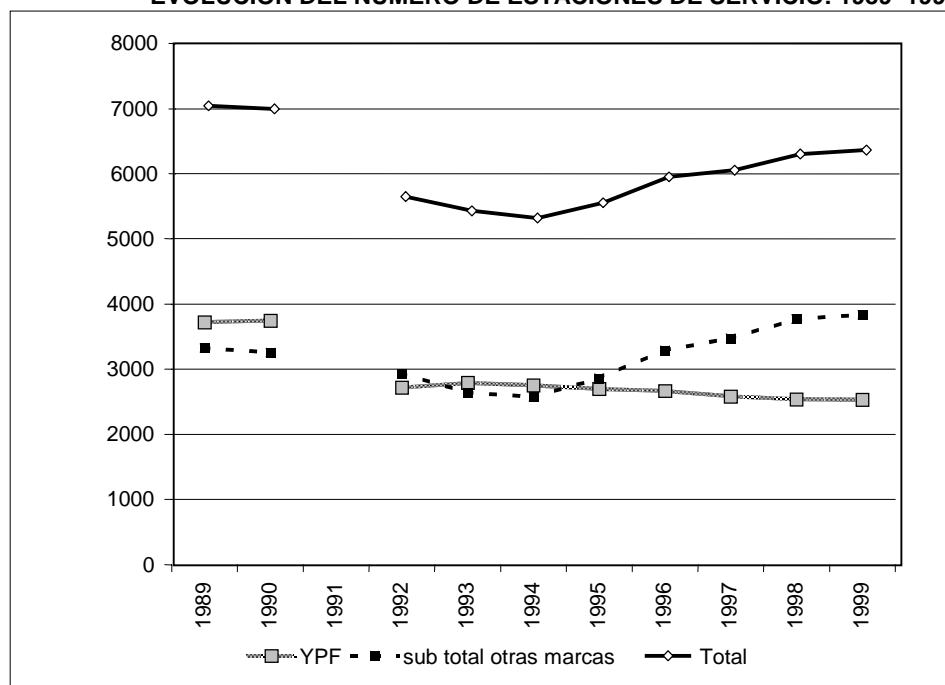
\*\* Sin Bandera venden indistintamente productos de YPF, otras refineries o importados

**Nota:** a la fecha no se halla publicado el Boletín del año 2000.

**Fuente:** elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles años 1989-1999

Gráfico 36

## EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO: 1989-1999



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, boletín de Combustibles años 1990-1999.

**Nota:** los datos anteriores a 1990 incluyen bocas de expendio y surtidores en Garages. Se desconoce si las cifras posteriores a dicho año relevan o no estos puestos de venta. El boletín de 1991 omite esta información. El último boletín disponible es de 1999.

De todos modos, como se deduce de las hipótesis utilizadas y los datos disponibles, estas inversiones resultan adecuadas y de buena rentabilidad frente a la magnitud de ingresos que genera el negocio sobre la base de los márgenes vigentes durante el período analizado. Se estima que en promedio los estacioneros pueden haber percibido unos 1000 millones de dólares al año durante la última década solo como ingreso derivado de su margen por la venta de naftas y gas oil, sin

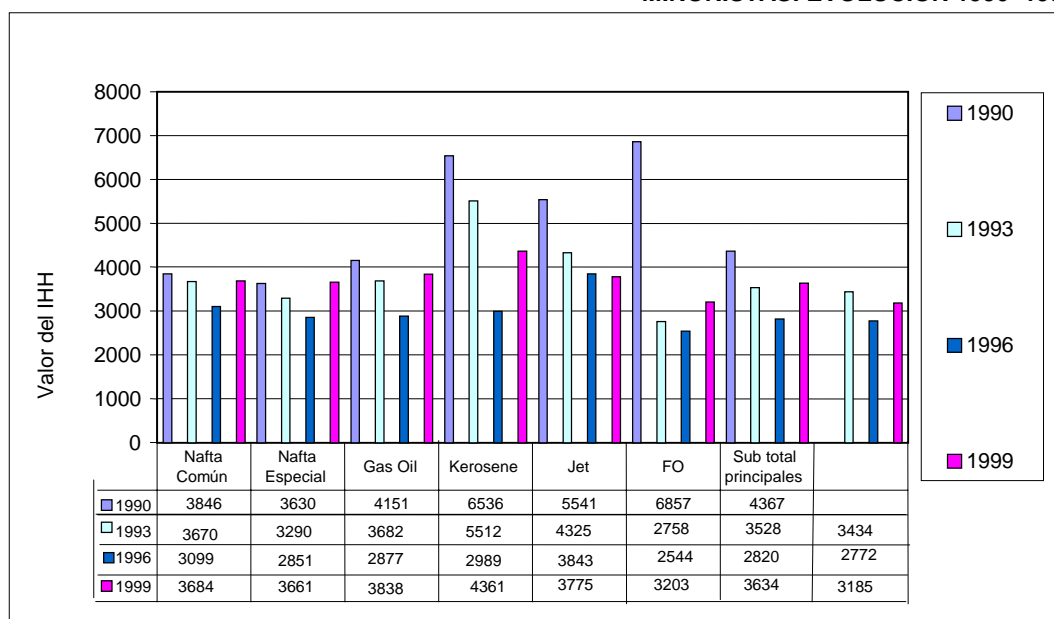
considerar la venta de servicios y lubricantes. Esto implica un ingreso mensual promedio del orden de los 13000 dólares por estación de servicio. Si se estima que al menos un 40 % de esta cifra queda liberada de costos operativos, se tiene que el valor actual neto al 15% y en 8 años supera los US\$ 280000 por estación. Es decir los márgenes han permitido una rentabilidad elevada, segura y de rápida recuperación para las unidades nuevas y la captación de una renta importante para el resto de los operadores. Si las inversiones no han sido mayores ello se ha debido a la saturación del mercado y no a un problema de rentabilidad o de inadecuación de reglas de juego para los actores privados.

## B. El impacto de las reformas sobre el aumento de la competencia al nivel de las unidades de distribución

El seguimiento de las ventas de combustibles por tipo y marca permite analizar el comportamiento del mercado tras la privatización y desregulación del sector petrolero argentino.

Al igual que en el caso de la producción por refinerías el análisis de los datos respectivos a las ventas permiten afirmar que el mercado continuó sumamente concentrado tras las reformas a pesar de que en los primeros años parecía avanzar hacia una mayor dispersión.

**Gráfico 37**  
**ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN PARA LA ETAPA DE VENTAS**  
**MINORISTAS: EVOLUCIÓN 1990-1999**



**Fuente:** estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, boletín de Combustibles años 1990-1999.

En efecto, continuando con la tendencia declinante del número de estaciones de servicio en poder de YPF (**Gráfico 36**), la venta de los principales productos tendió también a decrecer. Sin embargo, ya a partir de 1994 la participación de YPF tiende a aumentar en algunos productos (Ej.: fuel oil) y a estabilizarse o crecer en otros (Ej.:gas oil y combustible Jet o retropropulsión). Pero luego de la adquisición de YPF por parte de Repsol se produce una muy fuerte reconcentración del mercado, con lo cual los índices de Herfindahl-Hirschman se retrotraen prácticamente a los de la situación previa.



Nótese que el cálculo se realiza para los principales productos de distribución masiva a través de estaciones de servicio y para el combustible jet y el fuel oil, que no se distribuyen al por menor. Del mismo modo se calcula el valor a partir de la distribución de las estaciones por marca.

Un análisis relativamente reciente, de inspiración neoliberal (Coloma, G., 2000), ha sugerido que antes de la compra de YPF por parte de Repsol, el mercado se comportaba como un "Oligopolio de Cournot", mientras que con posterioridad a dicho evento se trata de un "mercado oligopólico con un actor dominante que ejerce liderazgo de precios" lo que implica una pérdida de eficiencia del orden de 60 millones de dólares mensuales. Si bien este análisis está referido a las naftas, parece extensible también al caso del Gas Oil.

Los valores del **Gráfico 37** muestran claramente que aún entre 1995 y 1998 el IHH se situó para la mayor parte de los combustibles en valores muy próximos a los 3000 puntos, es decir prueba contundente de que el mercado nunca abandonó la forma de un oligopolio concentrado. Al analizar el comportamiento de los precios se verá que efectivamente estos reflejaron la situación descrita.

Antes de pasar a ello se describirán y analizarán las recientes medidas para aumentar la competencia en el mercado de combustibles.

Según la Secretaría de Energía, desde 1990, año en que se desreguló el mercado de combustibles el promedio de duración de los contratos ha aumentado, de modo tal que una de las principales barreras de acceso al mercado se ha fortalecido en vez de debilitarse. Pero además se ha instalado la modalidad del "consignado" por la cual la modalidad DODO se convierte en una "venta por cuenta y orden de" (la compañía petrolera correspondiente). Así en el caso de Repsol YPF, el 62% de las operaciones se dan bajo esta nueva forma de la venta en consignación<sup>36</sup>. Bajo esta modalidad operativa las petroleras, que son comercializadoras mayoristas en ausencia de un mercado independiente de este tipo, han aumentado el control en el expendio de combustibles. Ellas son también las que fijan el precio de venta final, aumentando de este modo el grado de integración vertical. Dado que esta modalidad evita el pago de ingresos brutos, ha significado de un modo indirecto un perjuicio para los gobiernos provinciales.

Basándose en el análisis de la experiencia Argentina de estos últimos entre 7 y 10 años, en la experiencia europea (Reglamento 1984/83/CEE y 2790/99/CE) y en los estudios de la Office of Fair Trade (OFT) del Reino Unido, la Secretaría de la Competencia, la Desregulación y la Defensa del Consumidor efectuó un análisis del mercado de combustibles líquidos que se plasmó en el Decreto 1060/2000 del 14-11-2000.

Por medio de este decreto se establece que:

- La duración de los contratos de abastecimiento exclusivo de productos para una estación que renueva su contrato sea como máximo de cinco años, o de ocho para las que realizan su primer contrato exclusivo (atendiendo al plazo de recuperación de los préstamos para inversión que otorgan las compañías petroleras).
- Se limita la cantidad de estaciones de servicio que puedan estar integradas verticalmente (modalidades COCO y CODO) al 40% para cada bandera.
- Se requiere que todo nuevo contrato de suministro exclusivo prevea la venta del equipamiento otorgado en comodato a precios de mercado a la fecha de finalización del contrato (supuestamente para evitar que las compañías se lleven los tanques y surtidores si no renuevan el contrato).

Aún cuando el tiempo transcurrido desde la implementación de estas medidas es muy escaso para evaluar su efectividad, un análisis del alcance de las mismas lleva a considerar que su efecto

<sup>36</sup> Esta información surge a partir de la aplicación de la Resolución 25/00 de la Secretaría de Energía por la cuál se ha creado el Registro de Contratos, lo que ha permitido conocer con mayor detalle la estructura y modalidad de operación del sector minorista.

práctico será reducido, cuando no prácticamente nulo. En primer lugar cinco años sigue siendo un tiempo largo, y más aún los ocho previstos para los nuevos contratos. Por otra parte la limitación del 40 % opera sobre modalidades operativas hoy casi inexistentes. En tercer lugar el hecho de que se prevé la venta del equipamiento dado en comodato se aplica a los nuevos contratos, pero no queda claro si es también aplicable a todos los contratos de suministro exclusivo.

Pero la peor barrera a la entrada es la ausencia de posibilidades concretas de largo plazo de establecer una base alternativa de suministro basado en las importaciones o en un mercado mayorista no controlado por las compañías. Ello se deriva tanto del monto de inversiones requeridas, como de la estabilidad macroeconómica y de reglas de juego de largo plazo, lo que es actualmente poco probable. Se le suma a ello, la ausencia de un sistema de certificaciones, controles, multas y premios que garanticen la confiabilidad del producto importado, dado que la mayor vulnerabilidad de la competencia sin marca o "blancas" la constituye el hecho de la venta de productos adulterados, que conducen a un refuerzo de las estaciones de bandera.

De este modo el gobierno no tiene ni ha tenido mayores instrumentos para fomentar la competencia. De los instrumentos disponibles:

- El fomento de la competencia vía importaciones.
- El uso de la Ley de Defensa de la Competencia.
- El Decreto 1060/2000, el primero no ha funcionado en la práctica; el segundo es legalmente engorroso debido a que involucra largos trámites procesales (dado se requiere probar el abuso de la posición dominante) y el tercero es insuficiente, aunque aún no se pueden evaluar sus resultados.

Lo cierto es que a pesar de que la negociación con Repsol YPF implica que hacia el 2006 la empresa se debe desprender de una parte significativa del mercado de venta final hasta alcanzar poco menos del 40%, los planes de Repsol parecían indicar un fortalecimiento de las redes de estaciones de servicio propias operadas por su subsidiaria Opessa, al tiempo que no se conocen decisiones concretas respecto a debilitar la actual Red 21 por la que opera a todas las estaciones bajo contratos, las cuales representarían casi 50% del total.

## **C. El impacto de las reformas sobre los precios a nivel del público y sobre los márgenes de comercialización**

Se analizarán aquí los impactos de las políticas adoptadas sobre los precios de los principales derivados comercializados a través de las estaciones de servicio y sobre los márgenes de distribución y comercialización minorista. El análisis tendrá en cuenta el ya mencionado efecto de la apreciación monetaria implicada en el Plan de Convertibilidad, tanto sobre los precios finales al público como sobre dichos márgenes de distribución y comercialización minorista.

### **1. La evolución de los precios finales al público**

Los precios corrientes de los principales combustibles tuvieron en general un comportamiento caracterizado por el alza prácticamente continua desde el inicio de las reformas, con la excepción del período de leves descensos entre 1997 y 1999, que de todos modos se establecen sobre niveles previos que habían sido crecientes<sup>37</sup>. **(Gráfico 38)**

---

<sup>37</sup> El único período en el cual se produjo un leve descenso se da entre abril de 1997 y agosto de 1999, pero este descenso implica un ajuste muy por debajo de los incrementos previos de modo tal que el margen bruto de refinación y comercialización sólo disminuyó en 1996 y en 1997 respecto a los niveles de 1995 pero siempre se mantuvo por encima de los niveles de 1991-1992 y anteriores. En cambio ya a partir de 1998 los márgenes vuelven a ser crecientes para todos los derivados a pesar de que el precio de venta al

Sin embargo, el comportamiento de los precios finales ha sido disímil según se evalúe su evolución de largo plazo a precios constantes internos (Ej: a través de su relación con el índice de precios al consumidor) o se lo compare con el vigente en otros períodos en dólares constantes (tal como surgen de la paridad media vigente en cada uno de ellos corregida por la inflación de los EE UU al nivel de los precios al consumidor de ese país).

Esta disparidad de comportamientos se explica por el efecto distorsivo de la moneda sobrevaluada durante el Plan de Convertibilidad, lo que explica también, como luego se verá, el elevado margen unitario captado por los expendedores no sólo en términos relativos, sino básicamente en valores unitarios absolutos.

Lo curioso es que estos muy elevados precios unitarios en dólares, comparables a los más altos del mundo, resultaron ser de los más bajos históricamente en términos de precios relativos internos. Esta conclusión al menos se deriva del comportamiento medio del índice de precios al consumidor (IPC). La evidencia se muestra en el **Cuadro 16** y **Gráfico 39**. En este último se compara el nivel promedio de los precios de los combustibles desde la desregulación petrolera (1991–2001) respecto al que presentaban dichos precios también en promedio durante el período previo (1984–1989), midiendo estos cambios en términos de moneda local constante deflacionada con el IPC y en términos de dólares constantes. La aparente paradoja se comprende cuando se considera que el índice de precios al consumidor creció ya en 1990 2.2 veces más que lo que creció el tipo de cambio nominal, y alcanzó a 3.3 veces hacia fines de la convertibilidad<sup>38</sup>. Por esto si se asume que los ingresos internos se ajustaron en promedio según la evolución de los precios al consumidor, o aún por debajo, los precios de los combustibles cayeron en términos de poder adquisitivo interno; pero en cambio, estos precios expresados en dólares y debido a la apreciación monetaria, tuvieron los niveles más altos registrados en la historia de la Argentina.

público comienza a incrementarse recién después de agosto de 1999, pero en especial en el 2000 y 2001 a raíz del incremento en el precio del crudo.

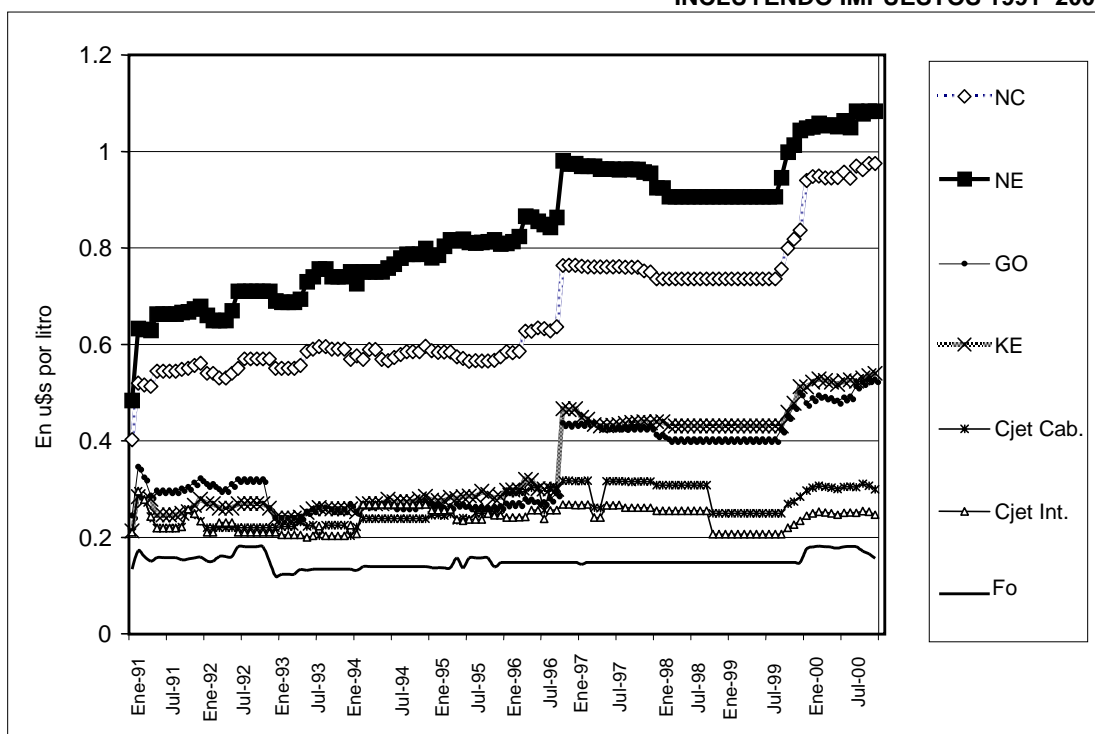
<sup>38</sup> La siguiente tabla puede ilustrar lo expresado en el texto de un modo inequívoco:

Porcentajes de incremento respecto a los valores medios de 1986				
Año	Tasa de cambio nominal (Ar)	IPP (commodities) EEUU	IPC Argentina	IPIM Argentina
1990	430%	16%	686%	617%
1991	924%	16%	2037%	1410%
1993	938%	19%	2852%	1526%
1999	938%	23%	3119%	1603%

Fuente: elaboración propia con datos publicados en el Boletín Informativo Techint 299- Buenos Aires, julio–Septiembre de 1999.

Gráfico 38

**SERIE DE PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE VENTA DE LOS COMBUSTIBLES INCLUYENDO IMPUESTOS 1991–2000**



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, boletín de Combustibles años 1990–1999 y Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

Cuadro 16

**PRECIOS PROMEDIO DE LOS COMBUSTIBLES POR GRANDES PERÍODOS 1966–2000**

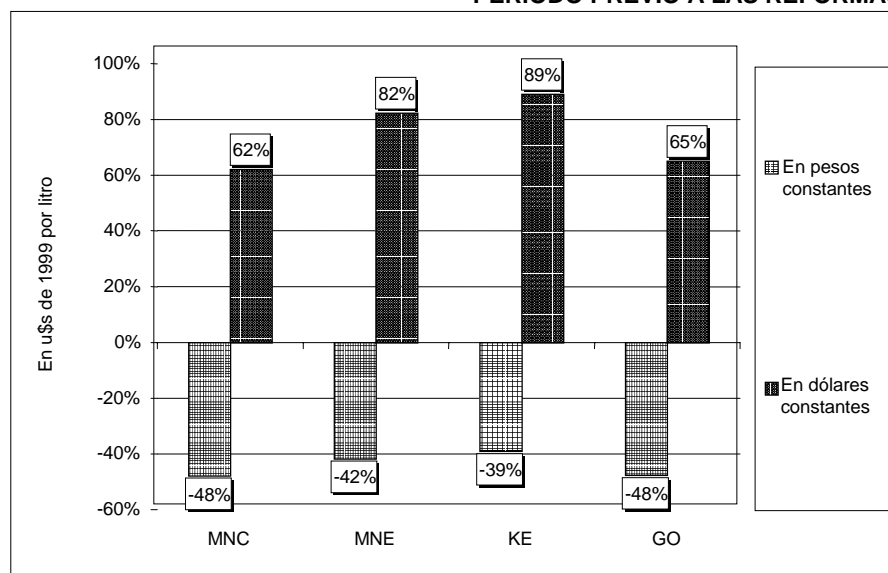
(expresados en moneda local constante y en dólares constantes por unidad)

En \$ de 1995 por litro	MNC (lt)	MNE (lt)	KE (lt)	GO (lt)
1966–1972	0.692	0.802	0.376	0.402
1973–1975	1.247	1.421	0.396	0.499
1976–1983	0.826	0.962	0.531	0.531
1984–1989	1.353	1.527	0.618	0.687
1990–1992	0.705	0.866	0.340	0.396
1993–2000	0.705	0.890	0.377	0.360
En US\$ de 1999 por litro	MNC	MNE	KE	GO
1966–1972	0.289	0.335	0.155	0.166
1973–1975	0.566	0.646	0.185	0.234
1976–1983	0.418	0.490	0.276	0.275
1984–1989	0.451	0.507	0.206	0.226
1990–1992	0.645	0.793	0.311	0.361
1993–2000	0.731	0.925	0.390	0.373

Fuente: estimaciones propias con datos del IDEE/FB, Secretaría de Energía y Techint, Boletines Informativos varios años.

Gráfico 39

### VARIACIÓN DE LOS PRECIOS PROMEDIO FINALES RESPECTO AL PERÍODO PREVIO A LAS REFORMAS



Fuente: estimaciones propias con datos del IDEE/FB, Secretaría de Energía y Techint, Boletines Informativos varios años.

## 2. El impacto sobre el margen de distribución y comercialización minorista

La forma en que se presentan las estadísticas oficiales de los precios de los combustibles en Argentina no permite determinar el comportamiento histórico del margen de distribución y comercialización a través de series detalladas de largo plazo, como en el caso de los precios finales con y sin impuestos, los que facilitan la tarea del estudio de los precios al público, los márgenes conjuntos de refinación, comercialización y distribución, y los impuestos.

Sin embargo, algunas estadísticas parciales, como por ejemplo las relativas a los valores de los combustibles en plantas de despacho y otras provenientes de estudios específicos del sector realizados por el IDEE/FB (1995), como así también presentaciones públicas realizadas por otros autores, permiten analizar el tema de los márgenes de comercialización y distribución en Argentina y extraer importantes conclusiones para este estudio.

A partir de los datos disponibles se estima que el margen del estacionero representa aproximadamente entre el 11 y el 12% del precio final de venta para las naftas y el 8%, o poco más para el gas oil<sup>39</sup>. Estos márgenes varían según las distintas marcas o banderas. Los datos disponibles para 1995 y 1996 arrojan un coeficiente de variabilidad de 6% para la nafta común, del 7% para la nafta especial y de más del 12% para el gas oil. Las estimaciones efectuadas con datos recientes confirman el valor de estos márgenes, pero no se tiene un valor de dispersión de los resultados.

Una estimación de carácter tentativo acerca de la posible evolución promedio de los márgenes de estacionero vigentes en Argentina se presentan en el **Gráfico 40**, en el cual también figuran los valores unitarios estimados según se explica en la nota respectiva.

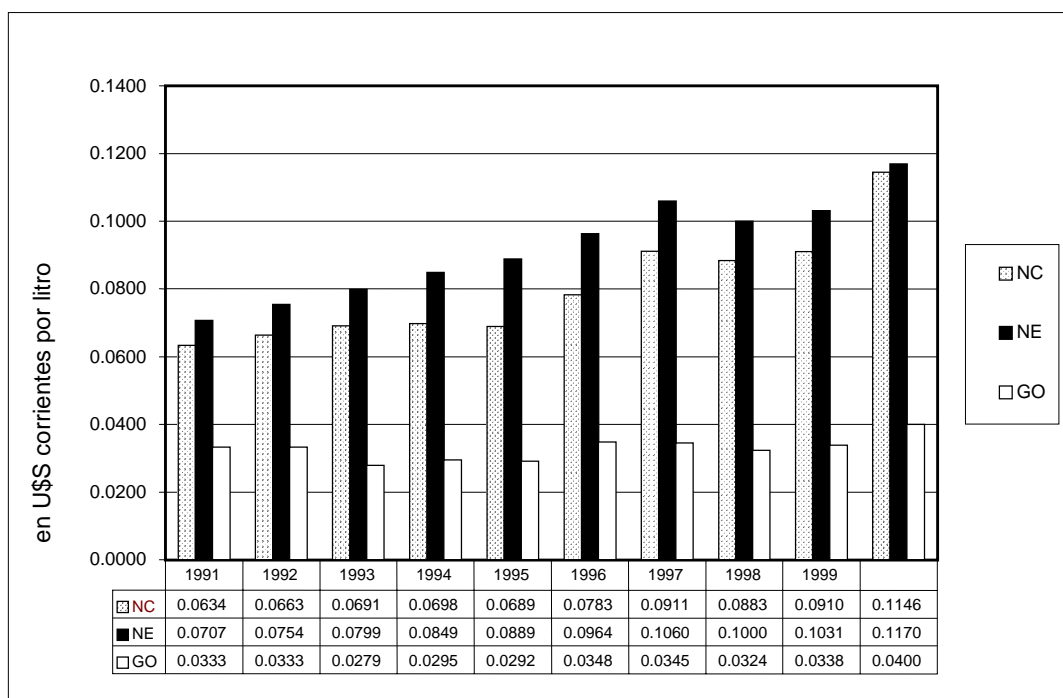
<sup>39</sup> Antes de 1996 el GO no pagaba el ITCL (Impuesto a la Transferencia de los Combustibles Líquidos), actualmente llamado ICLG (Impuesto a los Combustibles Líquidos y Gaseosos), por lo cual el margen del estacionero era más alto y similar al de las naftas.

Mas allá del discutible grado de precisión de estas cifras, es interesante remarcar la tendencia creciente de los márgenes unitarios, dado que siguieron la tendencia general de todas las etapas del *downstream*.

Nuevamente, si se consideran los ingresos generados al sector por estos márgenes, que resultan de una considerable apreciación monetaria surge, que han sido muy elevados en términos comparativos con los de otras naciones de la región y en relación con las inversiones realizadas, aún cuando este sector es el que en proporción afronta la mayor simetría de la ecuación costos beneficios derivados de la apreciación monetaria en tanto sus costos operativos son proporcionalmente importantes respecto al costo total.

Gráfico 40

**ESTIMACIÓN DE LOS MÁRGENES UNITARIOS DEL ESTACIONERO ESTIMADOS COMO PORCENTAJES FIJOS DEL PRECIO FINAL DE VENTA: 1991–2000**

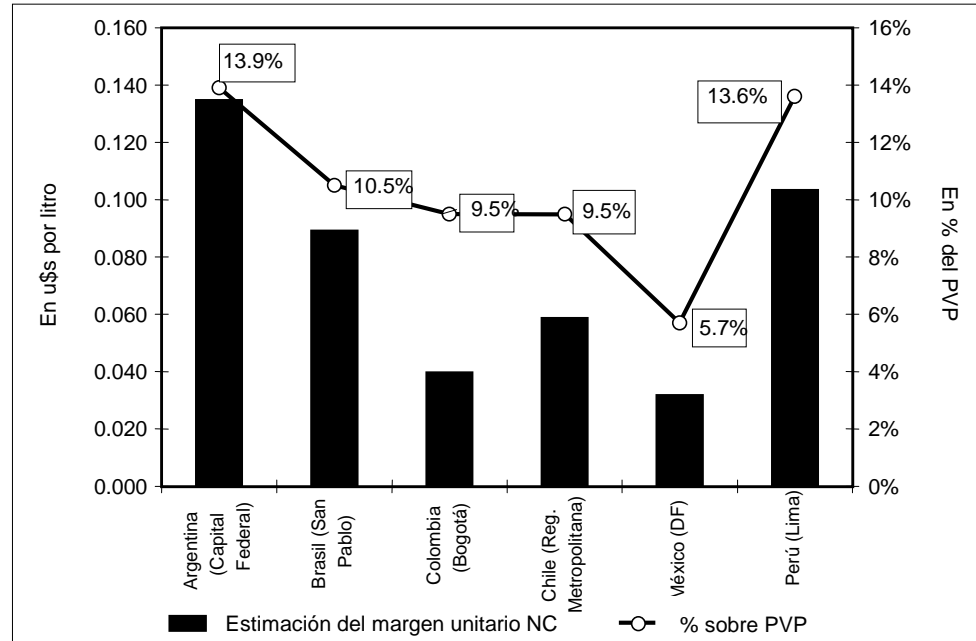


Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y F.E.C.R.A.

Nota: los valores resultan de considerar un margen sobre precio final del 12% para la NC; del 11.5% para la NE y del 11% para el GO hasta 1996 inclusive y, desde 1997 hasta el 2000, del 8%. La comparación de estos valores con estimaciones puntuales provocan diferencias en el valor unitario del margen de estacionero de entre un mínimo del 1% a un máximo del 23% para datos de cinco años y sobre los tres combustibles analizados. La dispersión es máxima en el GO y mínima en las naftas.

El análisis comparativo de los márgenes entre distintos países de la región refleja, por otra parte, que también al nivel de los porcentajes sobre el precio final, el de la Argentina resulta ser de los más elevados junto a los que presenta Perú, ambos países con reformas profundas en el sector petrolero iniciadas en los noventa. El **Gráfico 41** ilustra esta realidad.

Gráfico 41  
ESTIMACIÓN DE LOS MÁRGENES UNITARIOS PARA NAFTAS EN ALGUNOS  
PAÍSES DE LA REGIÓN AÑO 2000



Fuente: elaboración propia con valores tomados de Campodónico Sánchez, H., Márgenes de comercialización minorista en países seleccionados de América Latina, Lima, 11 de julio de 2001.

## D. Conclusiones acerca de los resultados e impactos de las reformas al nivel de las unidades de distribución minorista

Como se ha mostrado en los puntos anteriores de este capítulo el crecimiento del número de unidades de distribución parece haber implicado un período de destrucción de unidades, o su cierre temporario, para luego aparecer nuevamente en unidades remodeladas y modernizadas. El proceso de modernización de estaciones de servicio ha sido, de este modo, una de las caras más visibles de las reformas efectuadas en el sector petrolero argentino. Cuantitativamente, sin embargo, el número total de unidades no parece diferir notoriamente del precedente a dichas reformas. Se estima que las inversiones totales en 10 años pueden haber sido del orden de los 350 millones de dólares, cifra pequeña comparada con los mil millones de dólares de ingreso derivado del margen de estacionero aplicado a las ventas de los tres principales combustibles.

Desde el punto de vista del aumento de la competencia este ha sido muy escaso. Ha contribuido a ello la modalidad de privatización de YPF, por la cual se transfirieron los contratos de suministro exclusivo que existían previamente.

Pero además la compra de YPF por Repsol, implicó la adición de las Estaciones de EG3, con lo cual los índices de Herfindahl-Hirschman para cada combustible recuperaron rápidamente desde 1999 valores similares a los previos a la reforma.

Por lo tanto existe coincidencia en que el mercado tiene las características de un oligopolio concentrado con una empresa dominante que ejerce liderazgo de precios. Confirman estas conclusiones también las modalidades de contratación y operación de las Estaciones con contrato exclusivo. En cuanto a los márgenes unitarios se concluye que son los más altos de la región tanto a nivel absoluto como relativo al precio final, lo que pone en serio cuestionamiento la capacidad de la desregulación y privatización como instrumento para fomentar la competencia y reducir los precios al público.





## V. Conclusiones

---

A lo largo de los cuatro últimos capítulos se ha analizado el proceso de privatización y desregulación del mercado petrolero argentino en sus principales eslabones y se han ido extrayendo las conclusiones más importantes en cada uno de ellos. Aquí se presenta, por consiguiente, una síntesis de dichas conclusiones y se extraen algunas lecciones de la experiencia Argentina habida cuenta de que ya ha transcurrido más de una década desde que se iniciaron las reformas.

Con respecto al análisis de la privatización de YPF se concluye que es necesario considerar el conjunto de articulaciones entre las privatizaciones, el sistema financiero, la concentración de la propiedad a escala nacional y regional y el Plan de Convertibilidad y lo que ello ha significado para la sociedad Argentina y para la región. En tal sentido debe ser señalado el hecho de que este plan ha tenido efectos muy distintos sobre los diversos grupos sociales y consecuencias macroeconómicas de una magnitud que exceden a cualquier simple evaluación de costos beneficios. Ello es así debido a que, los pasos previos de la reestructuración de YPF a través del desglose de activos, la compra de Maxus y la operación de compra de YPF por parte de Repsol puede ser vista *ex post* como una gigantesca operación de concentración de poder cuasi monopolístico no sólo en Argentina sino en toda la región. Por su parte el mecanismo de la convertibilidad permitió en una primera etapa la captación de una renta extraordinaria a través de precios elevados en divisas, obtenidos de activos comprados a valor de costos hundidos y finalmente, tras el desenlace global de la convertibilidad, en una masiva "expropiación" de los ahorristas pequeños y medianos, lo cual, de confirmarse la

responsabilidad directa, indirecta, o encubierta del principal accionista de Repsol, el grupo BBVA, explicaría el elevado valor de adquisición de YPF, dado que dicho valor no respondía a los flujos internos esperables actualizados en un período razonable de tiempo, ni aún bajo la realidad de una extraordinaria rentabilidad basada en la disposición de activos y reservas que minimizaban el requerimiento de nuevas inversiones. Téngase en cuenta que la compra de YPF por parte de Repsol es equivalente al 58% de todas las inversiones españolas acumuladas en Argentina entre 1990 y 1998 y más de tres veces las implicadas en el sector de comunicaciones.

De otro lado como contrapartida, la compra de YPF implicó para la nueva sociedad Repsol - YPF un cambio cualitativo de gran envergadura dado que :

- El total de ingresos operativos se incrementó en un 39%;
- El resultado operativo se incrementó en 58%;
- El activo se incrementó en un 142%.

Es de hacer notar que de los casi 25000 millones de euros de incremento de los activos de Repsol entre 1998 y 1999, atribuibles en gran parte a la operación con Argentina, sólo el 26 % provino de fondos propios de Repsol, mientras que el grueso fue financiado con deudas de corto y largo plazo con lo cual la relación de endeudamiento pasó en esos años del 30.7% al 53.5%.

Por consiguiente lejos de haber fomentado una estructura más abierta, transparente, equitativa y competitiva la operación de privatización petrolera Argentina fortaleció el poder de concentración de grupos extranjeros y la inestabilidad financiera de un modo estructural insospechado antes de las reformas.

Desde el punto de vista del impacto sobre la distribución del ingreso petrolero cabe señalar que las reformas favorecieron más en términos absolutos y relativos al sector privado que al Estado Nacional y a las Provincias. Los productores de petróleo se vieron especialmente favorecidos por la posibilidad de aumentar significativamente la explotación de crudo a costos muy bajos, sobre la base de reservas descubiertas previamente, con costos marginales inferiores a los medios por tratarse de áreas centrales de gran productividad, recibiendo a cambio precios internacionales tanto para el crudo vendido en el mercado interno como para el exportado. Los refinadores se beneficiaron de precios afectados por la apreciación monetaria, al igual que los distribuidores, mientras que en ninguno de los dos casos las inversiones fueron significativas en relación a la magnitud de la rentabilidad y los ingresos. La ausencia de inversiones mayores a pesar de una rentabilidad elevada se explica por el escaso dinamismo del mercado interno, dado que el propio Plan de Convertibilidad, luego del primer efecto reactivador vinculado a una disponibilidad crediticia abundante, tuvo consecuencias desestructurantes para la economía nacional al promover un proceso de sustitución de producción nacional por importaciones masivas, derivadas tanto de una apertura comercial y financiera irrestricta, como de una apreciación monetaria de importante magnitud.

Por su parte el Estado Nacional percibió ingresos que, en términos de su aplicación a gastos fuertemente influenciados por el alto costo nacional –derivado de la misma apreciación monetaria–, fueron insuficientes para contribuir a un mayor equilibrio presupuestario.

Las provincias lograron, en cambio, mejorar parcialmente su captación de regalías pero a través de una mayor presión sobre la explotación de los recursos naturales y con estos ingresos debieron, además, compensar pérdidas de ingresos brutos derivadas tanto de las reformas del propio sector petrolero, como debido a los acuerdos fiscales de comienzos de los noventa y también mayores costos derivados de la citada apreciación monetaria.

Por consiguiente, las privatizaciones petroleras en el contexto indisoluble de la convertibilidad, lejos de resolver el problema fiscal y financiero nacional y provincial, contribuyeron a la acumulación estructural de desequilibrios, aunque obviamente no fueron su única y principal causa.

Desde el punto de vista del impacto de las reformas sobre las inversiones el mayor se dio en la actividad de perforación de pozos de explotación. Sin embargo dicho impacto fue inferior en términos relativos al incremento de producción logrado, dado que el aumento de producción se obtuvo de áreas de gran productividad.

Las reformas en cambio tuvieron un impacto muy negativo en la inversión de riesgo. Los análisis efectuados señalan una importante disminución del número de pozos exploratorios (de más del 20% en promedio respecto a los registros anteriores a la privatización) y una escasa correlación entre esfuerzos exploratorios reales e incorporación de reservas, lo que indica la incorporación de reservas en áreas maduras. Esto es grave si se considera que la relación media reservas producción bajó de 14 años en 1989 a sólo 9 años actualmente.

Las inversiones en el *downstream* no han sido significativas. Si bien las refinerías realizaron las adaptaciones a los cambios en la demanda, básicamente la obtención de mayores cantidades de gas oil y mejores naftas, dichas inversiones no han sido cuantiosas, en especial habida cuenta del elevado margen de rentabilidad que han tenido. Sin embargo el escaso dinamismo del mercado interno es el factor que explica este comportamiento. Pero siendo así, cabe preguntarse acerca de la racionalidad de permitir o alentar dichos márgenes.

Respecto a las inversiones en distribución estas han tendido más a la remodelación y modernización que a una súbita expansión cuantitativa de las unidades distribuidoras. El análisis efectuado muestra que la rentabilidad ha sido más que adecuada a la promoción de nuevas unidades, al tiempo que ha permitido la captación de una renta extraordinaria a aquellas ya existentes que realizaron inversiones marginales o bien no han invertido en absoluto.

Desde el punto de vista de la promoción de la competencia los análisis efectuados muestran, hacia el final del período, y en especial tras la compra de YPF por parte de Repsol, una recomposición de la participación de YPF en los diversos eslabones muy similar a la que tenía antes de las reformas. Si bien el mercado del *upstream* aparece como más competitivo, dado que los precios han seguido las fluctuaciones de los internacionales y se han alineado con ellos, los índices de concentración de mercado expresados a través del IHH son muy elevados existiendo altas posibilidades de colusión.

Pero donde es más visible el efecto de la concentración de la cadena petrolera argentina es en los eslabones de refinación y distribución minorista en los cuales se manifiesta tanto la permanencia de elevados valores IHH para los productos más relevantes, como un alejamiento de los precios de importación y la permanencia de muy serias barreras a la entrada de competidores potenciales.

A nivel de las refinerías el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) nunca ha sido inferior a 3000 puntos para los combustibles de uso en el sector de transporte terrestre y aéreo, y se han ubicado en valores de entre 4000 y 5000 tras la operación de compra de YPF por parte de Repsol, dado que tanto Refinor como EG3 son empresas de Repsol-YPF. Téngase en cuenta que dicho índice en los EE UU presenta un valor de 435 puntos (Viscusi, K.W.; Vernon, JM. Y Harrington Jr., J.E, 1992). Por otra parte las diferencias entre los precios en planta y los de importación CIF han implicado una sobrerenta del orden de los 500 a 1000 millones por año. La barrera a la entrada de competidores se vincula con las modalidades de comercialización minorista caracterizada por contratos de exclusividad de suministro que fueron transferidos con la misma privatización; con la duración de dichos contratos (el 93% de los contratos son de una duración superior a los cinco años

y el 39% por más de diez años); con la ausencia de controles de calidad y sistemas de premios y castigos para los vendedores de marcas alternativas o sin bandera ( lo que debilita la calidad de los productos alternativos); con el hecho de que los equipos de las estaciones de servicio se hallan otorgados en comodato (lo que posibilita el retiro de los equipos en caso de querer salirse del convenio); la ausencia de comercializadores mayoristas independientes con instalaciones suficientes, lo que a su vez se relaciona con la inestabilidad de reglas de juego duraderas y la falta de infraestructura disponible para ejercitar la opción de importaciones masivas frente al abuso de las posiciones de mercado dominantes. Las medidas contempladas en el Decreto 1060/2000 no parecen ser suficientes para transformar esta situación.

Por consiguiente se concluye que el único objetivo que se cumplió plenamente con el programa de reformas es el de la maximización del valor presente neto de las inversiones realizadas previamente y cuyos beneficiarios principales han sido actores predominantemente financieros y las empresas petroleras privadas que ya operaban. En cambio el objetivo de lograr una mayor competencia y disputabilidad de los mercados con características oligopólicas no se ha logrado.

El perjuicio visible de esta situación para el consumidor ha sido no obstante disimulado por el desdoblamiento de precios internos y externos producido por el plan de convertibilidad y las políticas de precios implementadas en el momento previo a las reformas. Sin embargo la actual crisis financiera no puede ser considerada ajena a todo esto, sino por el contrario, resulta como "acto final" de un programa de mediano plazo basado en desequilibrios conocidos, con efectos previsibles y no sostenible en el largo plazo.

Las lecciones y recomendaciones que se derivan del caso argentino son muchas. La principal se relaciona con la inconveniencia de aplicar programas de reformas estructurales basados en mecanismos de desequilibrio estructural permanente como lo es una tasa de cambio alejada de la paridad de equilibrio de largo plazo, dado que difícilmente este tipo de programas evite comportamientos de "divergencia insostenible" en indicadores macroeconómicos clave ( Ej.: saldos comerciales negativos, incrementos constantes de endeudamiento, desempleo, etc.). Aún cuando el Plan de Convertibilidad abarca más que las privatizaciones y éstas últimas son más amplias que las del sector petrolero, ellas formaron parte de un paquete indivisible y la reforma del sector petrolero no hubiese sido factible, ni de ese alcance sin un contexto semejante, tal como no lo hubiese sido el Plan de Convertibilidad sin la privatización de dicho sector.

En segundo lugar la reestructuración debe ser hecha desde el principio teniendo en cuenta la situación objetivo a la que se quiere arribar. Así, de haber sido deseada una estructura más competitiva, se debería haber asignado a algún actor específico el rol de importador y regulador de precios con una participación de mercado tal que obligara a la evolución de una progresiva desconcentración. En tal caso hubiese sido deseable que dicho actor fuese estatal y tuviese esa misión explícita y aceptada por los actores desde el principio dado que siempre es muy costoso modificar las reglas de juego al sector privado una vez otorgado un cierto privilegio.

Por otra parte y respecto al diseño inicial de la política de precios hubiese sido conveniente relacionar la renta a transferir con un programa de inversiones totalmente explícito y basado en una prospectiva de mediano a largo plazo o, en caso contrario, haber aplicado una política de retenciones impositivas aptas para cubrir los déficit que la nueva política provocaría y que eran previsibles. En efecto, como se ha visto en los capítulos 3 a 6, los precios y márgenes unitarios resultantes se han asemejado y aún superado los vigentes en el mercado a nivel internacional. Es decir se trata de precios que permiten recuperar inversiones de riesgo y expandir el sistema de producción, refinación y comercialización. Sin embargo, en ausencia de nuevas inversiones significativas sean para lograr el incremento de la producción y reservas en el upstream, o para incrementar la capacidad de refinación y comercialización, estos precios han permitido la acumulación acelerada de capital que sólo se ha traducido en un incremento significativo de la

remisión de utilidades al exterior, agravando de este modo el problema del desequilibrio macroeconómico antes mencionado.

Dado que con el cambio del entorno macroeconómico a partir del fin de la convertibilidad, los niveles de precios en dólares han disminuido sería recomendable que las autoridades tuviesen en claro el límite inferior y superior razonable de los precios energéticos en el nuevo contexto y se mantengan firmes en las negociaciones que deberán afrontar, sino de un modo formal - dado que el mercado se halla totalmente desregulado - si al menos de un modo informal, y en lo que atañe al tema regalías e impuestos. Esto se justifica si se considera que en este momento es prioritario recuperar la capacidad financiera del Estado. Del mismo modo parece crucial vincular los niveles de transferencia de renta futuros, a los que ya han sido otorgados por el Estado en el pasado, y a los nuevos procesos de reinversión de las utilidades, vinculados a la creación de puestos de trabajo y al desarrollo regional, revirtiendo así el carácter de discurso prohibido que estas demandas tenían, dado el fracaso del modelo aplicado desde el punto de vista del bien público.



## Bibliografía

---

- ABN-AMRO Hoare Govett, *Emerging Markets: Argentina*, 24 de Febrero de 1997, ABN AMRO Chicago Corporation
- ADEBA (1997), *La Argentina en el Mundo*, Convención Nacional de Bancos 1997, Buenos Aires, Argentina.
- Atkinson, A.B. y Stiglitz, J.E.,(1980) *Lectures on Public Economics*, Mc Graw Hill.
- Baumol, W.J. y Wiling, R.D. ,(1986), *Contestability: Developments Since The Book*, Oxford Economic Papers, Supplement 38:9-36.
- Baumol, W.J., Panzar, J. y Wiling, R.D. ,(1982) *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt Brace Jovanovich, New York.
- Boletín Informativo Techint 304 (2000), Buenos Aires, Octubre-Diciembre.
- Bolsanet.com.ar, Ficha técnica de YPF, diciembre de 2001.
- Campodónico Sánchez, H. , *Márgenes de comercialización minorista en países seleccionados de América Latina*, Presentación MEM, Lima, 11 de julio de 2001.
- CEPAL (1990), *La desarticulación del pacto fiscal. Una interpretación sobre la evolución del sector público argentino en las dos últimas décadas*, Documento de trabajo 36, Buenos Aires.
- Cinco Dias, *Documentación Perfil Repsol YPF, S.A.*, [www.cincodias.es](http://www.cincodias.es)
- Coloma, G. (2000), Un análisis preliminar de los efectos competitivos de la integración entre Repsol e YPF sobre el mercado argentino de nafta, Universidad del CEMA, Buenos Aires, Argentina.
- Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, Estudio de Mercado: Combustibles Líquidos, Buenos Aires, Argentina, Agosto de 1998.
- Di Sbroiavacca, N. (2000), ¿Porqué Aumenta el Precio de la Nafta?, Documento de Trabajo FB2/00, febrero de 2000, S.C. De Bariloche, Argentina.
- Ecopetrol, Informe Especial: Una mirada a los procesos de liberación del downstream en América Latina, [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co), marzo-abril 2001.

- El Informador Energético, Sistema de Información Online, *Carta Petrolera*, Agosto 2000 a Octubre 2001
- IDEE/FB, (1996), *Estudio del Mercado Petrolero Argentino, Capítulo III, Precios, Tarifas e Impuestos, para los principales derivados de petróleo y gas natural*, S.C. de Bariloche, Argentina.
- Johnston, D. (1992), *Oil Company Financial Analysis in Nontechnical Language*, Penwell, Oklahoma.
- Kip Viscussi, W., J. M. Vernon y J. E. Harrington Jr. (1998), *Economics of Regulation and Antitrust*, Massachusetts Institute of Technology (MIT) Press.
- Kozulj, R. (1996) - *Evolución de largo plazo de las variables socioeconómicas de la Argentina, Índice de Producción Industrial 1970-1996 y Valor Agregado Industrial 1980-1994*, IDEE/FB.
- Kozulj, R. (2000), *Resultados de la reestructuración de la Industria del Gas en Argentina*, CEPAL, Santiago de Chile, 2000.
- Kozulj, R. Y Bravo, V.,(1993) *La política de desregulación petrolera argentina: antecedentes e impactos*, Colección Bibliotecas Universitarias, Centro Editor de América Latina, Buenos Aires.
- Kozulj, R.(1993), *El nuevo marco regulatorio y la privatización de Gas del Estado: ¿Acceso abierto o acceso cerrado?*, en *Desarrollo y Energía 2.4.*(1993) IDEE/FB.
- Kozulj, R.(2001), *Los desequilibrios de la economía argentina*, FB, serie de documentos de trabajo 2/01, Bariloche, Argentina.
- Kozulj, R.,(2001) *People, Cities, Growth and Technological Change: from golden age to globalization*, en *Technological Forecasting and Social Change*, Elsevier Science, NL, Forthcoming, Fall 2002.
- Lugarini, F. (2001), *YPF SA*, Epsilon Global Markets- Balances, [www.alzasybajas.com.ar](http://www.alzasybajas.com.ar)
- Marsal, et al, (1972), *Argentina Conflictiva, seis estudios sobre problemas sociales argentinos*, Ed. Paidós, Buenos Aires.
- Ministerio de Obras y Servicios Públicos, Secretaria de Comercio e Inversiones, Subsecretaria de Inversiones, *Informe sobre Privatizaciones al 31-5-1994*
- Notcheff, H (1984), *Desindustrialización y retroceso tecnológico en Argentina 1976-1982*, FLACSO
- OPEP, OPEC Review, Vol XXV, N°3, Septiembre de 2001
- Razavi, H. ,(1996) *Financing energy projects in emerging economies*, Penwell Books, Oklahoma, 1996
- [Repsol-ypf.com](http://Repsol-ypf.com), *Repsol 10 años, Información Financiera, Principales magnitudes*, 2001
- Schmalensee, R., (1979), *The Control of Natural Monopolies*, Lexington
- Schwartz, M., (1986), *The Nature and Scope of Contestability Theory*, Oxford Economic Papers, Supplement 38:37-57
- Schwarzer, J.(1982), *La lógica política de la política económica*, CISEA, Buenos Aires.
- Secretaría de Energía e IAPG, *Boletines de Combustibles*, varios años .
- Secretaría de Energía, *Boletín de Precios de Combustibles*-Diciembre 2000 y 2001
- Secretaría de Energía, <http://energía.mecon.ar>, Combustibles
- Vickers, J. y Yarrow, G,(1988), *Privatization An Economic Analysis*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
- YPF S.A., *Memoria 1993*





Serie

Recursos naturales e infraestructura

## Números publicados


1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$10.00), 1999. [www](#)
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$10.00), 1999. [www](#)
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$10.00), 1999. [www](#)
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$10.00), 1999. [www](#)
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US\$10.00), 2000. [www](#)
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Huberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 “Regulación del Uso Racional de la Energía” en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US\$10.00), 2000. [www](#)
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de “Uso eficiente de la energía en Argentina”, Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P, N° de venta S.00.II.G.102 (US\$ 10.00), 2000. [www](#)
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US\$10.00), 2000. [www](#)
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D., (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US\$10.00), 2000. [www](#)
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar, (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), N° de venta E.00.G.II.57 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón – Chile, Francisco Ghisolfo (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)

22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre esta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
24. Consecuencias del "shock" petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G.105 (US\$10.00), 2001. [www](#)
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L. 1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US\$10.00), 2001. [www](#)
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, Andrei Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US\$10.00), 2001. [www](#)
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US\$10.00), 2001. [www](#)
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojeanni (LC/L.1583-P), N° de venta E.II.G.126 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Autor Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
36. Regulación de la industria de agua potable. Volumen I: Necesidades de información y regulación estructural, Andrei Jouravlev (LC/L.1671-P), N° de venta S.01.II.G.206 (US\$ 10.00), 2001, Volumen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev (LC/L.1671/Add.1-P), N° de venta S.01.II.G.210 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas (LC/L. 1672-P), N° de venta S.01.II.G.207 (US\$ 10.00), 2001. [www](#)
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes (LC/L.1673-P), N° de venta S.01.II.G.213 (US\$ 10.00), 2001.
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Autor: Jairo Escobar (LC/L.1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US\$ 10.00), diciembre 2001.
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Autor: Víctor Rodríguez, (LC/MEX/L.515) y (LC/L.1675-P), N° de venta S.02.II.G.44, (US\$ 10.00), junio de 2002,
41. Impacto de las tendencias sociales, económicas y tecnológicas sobre el Transporte Público: Investigación preliminar en ciudades de América Latina, Autor Ian Thomson, (LC/L 1717-P), N° de venta S.02.116.28, [www](#)
42. Resultados de la reestructuración energética en Bolivia, Autores: Miguel Fernández y Enrique Birhuet, (LC/L.1728-P), N° de venta S.02.II.G.38, (US\$ 10,00), mayo 2002.
43. Actualización de la compilación de leyes mineras de catorce países de América Latina y el Caribe, Volumen I, compilador Eduardo Chaparro, (LC/L.1739-P) N° de venta S.02.II.G.52, (US\$ 10,00) junio de 2002 y Volumen II, (LC/L.1739/Add.1-P, N° de venta S.02.II.G.53, (US\$ 10,00) junio de 2002.
44. Competencia y complementación de los modos carretero y ferroviario en el transporte de cargas. Síntesis de un seminario, autor Myriam Echeverría. (LC/L.1750-P) N° de venta S.02.II.G.62, (US\$ 10,00), junio de 2002.
45. Sistema de cobro electrónico de pasajes en el transporte público, autor Gabriel Pérez, (LC/L.1752-P), N° de venta S.02.II.G.63, (US\$ 10,00), junio de 2002.
46. 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, autor Roberto Kozulj, (LC/L.1761-P), N° de venta: S.02.II.G.76, (US\$ 10,00), julio de 2002

## Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés).
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998.
9. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
10. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998.
11. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)
12. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998.
13. Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998.
14. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. [www](#)
15. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999.
16. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999.
17. Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999.

- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales de la División de Desarrollo Productivo, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
- Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile, Fax (562) 210 2069, publications@eclac.cl.

 Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>

Nombre: .....

Actividad: .....

Dirección: .....

Código postal, ciudad, país: .....

Tel.: ..... Fax: ..... E.mail: .....