



MAESTRÍA EN RELACIONES Y NEGOCIACIONES INTERNACIONALES

CICLO 2012/2013

Trabajo de disertación final

**“El desempeño del sector de hidrocarburos y su impacto en
la balanza de pagos (1990-2015)”**

Alumna: Romina Carla Cerezoli

Director de tesis: Roberto Kozulj

Buenos Aires, Septiembre de 2017

Índice	Página
Introducción	6
Marco Teórico	9
Definiciones conceptuales.....	30
Metodología	33
Capítulo I: La matriz energética argentina	35
I.1 Consumo de energía en Argentina.....	35
I.2 Nuestro país en el contexto mundial y regional	39
I.3 Marco normativo: Diversificación y eficiencia energética	41
Capítulo II: La evolución del sector de hidrocarburos hasta el inicio de la Convertibilidad	44
II.1 YPF y la soberanía estatal	44
II.2 La dictadura de 1976: Las primeras reformas sectoriales y el endeudamiento de YPF	53
<i>II.2.a</i> La política petrolera del gobierno de facto: Mayor participación del sector privado y “privatizaciones periféricas”	53
<i>II.2.b</i> El devastador endeudamiento de YPF	59
II.3 El retorno de la democracia: Continuidad de políticas y “profundización (fallida)”	63
Capítulo III: La década de los noventa y la nueva política energética	69
III.1 La desregulación del sector energético: Primeras reformas y su posterior privatización	69
<i>III.1.a</i> Los primeros decretos	69
<i>III.1.b</i> YPF S.A. y la privatización de Gas del Estado	77
III.2 Un récord argentino: La firma de Tratados Bilaterales de Inversión (TBIs) y la adhesión al CIADI	88
III.3 La exportación de hidrocarburos: De recurso estratégico a commodity	91
III.4 La desregulación del sector y su impacto en la balanza de pagos	94
III.5 La inversión en el sector y la caída de reservas	98

Capítulo IV: El sector energético en la post-Convertibilidad	104
IV.1 La crisis del 2001 y el nuevo marco normativo	104
IV.2 La “crisis” energética del 2004	107
IV.2.a Crecimiento económico y demanda de energía	107
IV.2.b Argumentos y falacias en torno a la crisis	108
IV.3 La salida de la “crisis” y la política de incentivo a las inversiones	112
IV.4 El sector en las cuentas externas: Endeudamiento, renta e IED en la post-Convertibilidad	116
IV.4.a El endeudamiento externo.....	117
IV.4.b La evolución de los flujos de IED	118
IV.4.c Análisis detallado de sus componentes	120
IV.4.d Cambios en el stock y en la participación española	124
IV.5 La estrategia inversora de Repsol.....	126
IV.6 Evolución de la inversión y las reservas	129
IV.7 Balanza comercial energética y el déficit de 2011	133
 Capítulo V: La expropiación de YPF	 139
V.1 El nuevo marco normativo	139
V.2 La compensación a Repsol y su impacto en las cuentas externas.....	140
V.3 El desempeño del sector con YPF nacionalizada	142
 Conclusiones	 151
Bibliografía	154
Anexo	165

Índice de Tablas y Gráficos

- Tabla I.1 Consumo por tipo de combustible en América del Sur y Centroamérica Año 2014	40
- Tabla II.1 Participación de los principales grupos económicos y empresas transnacionales en las áreas, Año 1983	56
- Tabla II.2 Evolución de la rentabilidad sobre ventas de las empresas Astra, Bidas y Pérez Companc Años 1977-1981.....	56

- Tabla II.3 Evolución de la rentabilidad sobre patrimonio de las empresas Astra, Bidas y Pérez Companc Años 1976-1981.....	56
- Tabla II.4 Evolución de los resultados operativos de YPF Años 1981-1986.....	57
- Tabla II.5 Evolución de la deuda externa y reservas internacionales, Años 1976 - 1982	60
- Tabla II.6 Deuda externa del sector público al 31/12/1983 por concepto y plazos ..	61
- Tabla II.7 Deuda externa de YPF – Años 1976-1983	62
- Tabla II.8 Permisos de exploración entregados al capital privado en el marco del Plan Houston	64
- Tabla II.9 Importación de derivados en m ³	66
- Tabla II.10 Exportación de derivados en m ³	66
- Tabla III.1 Participación de grupos económicos y empresas trasnacionales en las áreas centrales concesionadas	74
- Tabla III.2 Nacionalidad de los inversores que compraron acciones de YPF S.A. .	80
- Tabla III.3 Niveles de facturación, utilidad y rentabilidad sobre ventas de Repsol por área geográfica en la que opera, 1999	83
- Tabla III.4 Rentabilidad de las principales empresas petroleras del mundo y evolución del precio internacional del petróleo	84
- Tabla III.5 Participación de los socios en las unidades privatizadas y en el upstream	88
- Tabla III.6 Exportaciones por grandes rubros como porcentaje del total (1989-2001)	92
- Tabla III.7 IED por actividad económica 1992-2002	96
- Tabla III.8 Renta de la IED por actividad económica 1992-2004	97
- Tabla III.9 Evolución de pozos perforados – Valores promedio por grandes períodos 1970-2000	100
- Tabla III.10 Extracción, reservas y horizonte de reservas (petróleo)	101
- Tabla III.11 Extracción, reservas y horizonte de reservas (gas natural)	103
- Tabla IV.1 Población en viviendas particulares con disponibilidad de gas en red Total del país. Censos 2001 y 2010	107
- Tabla IV.2 Evolución de la demanda por tipo de usuario - Incrementos del primer trimestre de 2004 respecto a igual período de 2003 y 1999	109
- Tabla IV.3 Evolución de la demanda por tipo de usuario 1993-2003	109
- Tabla IV.4 Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de producción del año 2003: Situación de precios y costos promedio durante el período 1994-2001	111

- Tabla IV.5 Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de producción del año 2003: Situación media 2003-2004 sin ajuste de los precios del gas natural	111
- Tabla IV.6 Estimación de costos totales de producción por barril equivalente de petróleo	112
- Tabla IV.7 Obligaciones con el exterior sector petróleo y gas por tipo de deuda y como % de deuda total, 2001-2011	117
- Tabla IV.8 IED por actividad económica, 1992-2004	119
- Tabla IV.9 Flujos de IED sector petróleo y giros, 2005-2011	121
- Tabla IV.10 Renta de IED por sector y % renta sector petróleo/total 2005-2011 ..	121
- Tabla IV.11 Reinversión de utilidades y giros como % renta sector petróleo 2005-2011	122
- Tabla IV.12 Reinversión de utilidades por sector como % de la renta obtenida 2005-2011	122
- Tabla IV.13 Giros por sector y giros sector petróleo como % del total 2005-2011 ..	123
- Tabla IV.14 Stock de deuda con empresas vinculadas y como % de stock de IED 2005-2011	124
- Tabla IV.15 Posición pasiva bruta de IED 2005-2011	124
- Tabla IV.16 Flujos, posición pasiva bruta de IED España y posición como % posición IED total sector petróleo 2005-2011	125
- Tabla IV.17 Resultados operativos de Repsol YPF en el mundo por áreas geográficas 1998-2003	127
- Tabla IV.18 Productividad pozos gas natural y petróleo 1988-2009	131
- Tabla IV.19 Producción gas natural y petróleo 1998-2011	131
- Tabla IV.20 Reservas y horizonte de reservas petróleo y gas natural 1988-2010 ..	132
- Tabla IV.21 Variación de reservas comprobadas y probables de petróleo por operador 2002-2009	132
- Tabla IV.22 Variación de reservas comprobadas y probables de gas natural por operador 2002-2009	133
- Tabla IV.23 Exportaciones de petróleo crudo, gas y derivados 2002-2011	134
- Tabla IV.24 Importaciones de gas, petróleo crudo y derivados 2002-2011	135
- Tabla V.1 Inversiones anuales YPF y resto de las empresas y % participación YPF sobre total 2011-2014	143
- Tabla V.2 Producción de petróleo en M ³ 2011-2015	143
- Tabla V.3 Producción de gas en Mm ³ 2011-2015	143
- Tabla V.4 Volumen de reservas gas y petróleo YPF 2011-2014	144

- Tabla V.5 Volumen de reservas gas y petróleo total país 2011-2014	128
- Tabla V.6 Renta de la IED sector petróleo y renta del sector como % renta total 2011-2014	129
- Tabla V.7 Flujos de IED sector petróleo, giros y giros como % renta, 2011-2014 ..	129
- Tabla V.8 Posición pasiva bruta de IED 2011-2014	130
- Tabla V.9 Obligaciones con el exterior sector petróleo por tipo de deuda y como % de deuda total, 2011-2015	131
- Tabla V.10 Saldo balanza energética 2011-2015	132
- Tabla V.11 Exportaciones de gas, petróleo y derivados 2011-2015	132
- Tabla V.12 Importaciones de gas, petróleo y derivados 2011-2015	133
- Gráfico I.1 Matriz energética argentina – Año 2014	11
- Gráfico I.2 Relevancia de los hidrocarburos en la matriz energética argentina.....	12
- Gráfico I.3 Matriz energética mundial – Año 2014	15
- Gráfico I.4 Matriz energética regional – Año 2010	16
- Gráfico I.5 Matriz energética brasilera – Año 2013	17
- Gráfico III.1 Participación en la tenencia de acciones de YPF S.A. hacia 1998	63
- Gráfico III.2 Impacto de la compra de YPF por Repsol: Endeudamiento y desendeudamiento	65
- Gráfico III.3 Número de TBIs ratificados por año por la legislación argentina (1992-2002)	74
- Gráfico III.4 Reservas por propiedad – Año 2000	84
- Gráfico IV.1 Posición bruta de IED al 31.12.2005 y 31.12.2011 por país sector petróleo	108
- Gráfico IV.2 Evolución de los pozos de exploración terminados de petróleo y gas natural en Argentina, 1988-2010	112
- Gráfico IV.3 Evolución consumo energético 2002-2011	117
- Gráfico IV.4 Evolución saldo balanza energética 1989-2011	119
- Gráfico V.1 Participación de YPF en el total de la producción de gas y petróleo (2011-2015)	127

Introducción

Dada la situación de público conocimiento respecto al deterioro de la balanza de pagos registrado en el año 2011 como resultado entre otros factores del déficit en la balanza comercial energética, y considerando la respuesta del Estado Nacional consistente en la nacionalización de YPF, el objetivo del presente trabajo de investigación será intentar dar respuesta al siguiente interrogante: ¿Por qué el desempeño del sector de hidrocarburos tuvo tanta relevancia en la evolución de la balanza de pagos (BDP) en el período 1990-2015? Asimismo, a partir de la década de 1990 se verificó una mayor presencia del capital extranjero en las empresas del sector, lo cual produjo un cambio en la forma de gestión de los recursos energéticos. A partir de este contexto, se desprenden los siguientes interrogantes que complementan a la pregunta general: ¿El deterioro de la balanza de pagos durante el período bajo estudio guarda relación con el grado de extranjerización del sector de hidrocarburos? ¿A través de qué canales vinculados al sector externo incidieron las decisiones de gestión de las empresas del sector?

Si bien el presente trabajo se circunscribe a realizar un análisis descriptivo de las características que adquirió el sector desde su privatización y desregulación en la década de los noventa hasta la nacionalización de YPF, se considera que el principal aporte de la presente investigación radica en haber trabajado para dicho horizonte temporal la temática desde una arista no tan comúnmente analizada en la literatura, es decir, abordando la problemática desde la óptica del sector externo. Si bien como se podrá observar en los antecedentes que son mencionados a lo largo del trabajo diversos autores han analizado minuciosamente los efectos de la privatización y desregulación del sector energético y el cambio de lógica generado a partir de dicho fenómeno, el eje rector de dichas investigaciones no ha sido la incidencia del sector en las cuentas externas. Por su parte, si bien en el caso de la investigación realizada por Basualdo y Nahón (2004) se analiza el efecto de las privatizaciones en el sector externo argentino, dicho trabajo se enfoca en las empresas privatizadas en general, y el horizonte temporal analizado se circunscribe a la década de 1990, siendo que la presente investigación abordará los efectos en las cuentas externas de la operatoria de todas las empresas del sector de hidrocarburos, ampliando el período analizado hasta el año 2015.

En base a los objetivos delineados, el presente trabajo de investigación estará estructurado de la siguiente manera:

El primer capítulo pretende hacer una somera descripción de las características de la matriz energética argentina y la importancia que tienen dentro de la misma los hidrocarburos, de modo de poder comprender la relevancia que tiene el sector para la economía nacional.

En el segundo capítulo se realiza una revisión histórica sobre el desempeño del sector energético desde el descubrimiento del petróleo en 1907 hasta la década del noventa, analizando la dinámica que adquirió el sector y las políticas públicas llevadas a cabo por los distintos gobiernos, las cuales han tenido impactos tanto positivos como negativos en la operatoria del mismo y particularmente en la empresa estatal YPF.

Si bien el trabajo se centrará en el horizonte temporal previamente mencionado, se consideró relevante incluir un breve recorrido por la historia del sector con un mayor énfasis sobre las políticas implementadas durante el gobierno de facto (1976-1983), dado que las mismas constituyeron el inicio del proceso que tendría como culminación la privatización en la década de los noventa, entendiendo así a la enajenación de las empresas públicas no como un hecho puntual producto de las reformas neoliberales de la época sino como un proceso cuyos orígenes se encuentran en el programa económico llevado a cabo por la dictadura militar.

Los siguientes capítulos se estructuran de manera cronológica hasta el final del período de estudio, haciendo la diferenciación entre los contextos macroeconómicos de la Convertibilidad y post-Convertibilidad. El tercer capítulo se centrará en la dinámica del sector durante la década de los noventa, describiendo la rearticulación experimentada por el sector energético desde las primeras reformas llevadas a cabo con la llegada a la presidencia de Carlos Menem, hasta su completa privatización. Asimismo, se hará una descripción de los efectos generados en la balanza de pagos a partir del ingreso en el sector de hidrocarburos del capital privado (local y principalmente extranjero), analizando tanto la evolución de la balanza comercial - dado el progresivo aumento de las exportaciones de hidrocarburos como consecuencia del cambio de concepción respecto al valor estratégico de los mismos - , como los efectos que el ingreso de la inversión extranjera directa (IED) en el sector tuvo sobre la cuenta financiera y la cuenta corriente,

en virtud del elevado nivel de utilidades que registraron dichas empresas a lo largo de la década.

En el cuarto capítulo se analizará cómo la falta de inversiones en el sector y la caída en la producción llevó a que se generara una crisis de abastecimiento, dada la mayor demanda energética producto de la recuperación de la economía local a partir del año 2003. Esto no sólo impactaría en el desempeño de la actividad económica sino que tendría fuertes repercusiones en la balanza de pagos argentina en virtud de las mayores importaciones de energía necesarias para lograr el abastecimiento, contribuyendo dicho escenario al resurgimiento de la restricción externa, la cual ha aquejado a la economía argentina en reiteradas oportunidades a lo largo de su historia económica. Con el objetivo de analizar el impacto de la extranjerización del sector en la balanza de pagos argentina, se describirá la evolución de los flujos y saldos de la IED y de la renta de la inversión, así como el endeudamiento externo de las empresas energéticas durante dicho período.

En el quinto capítulo se expondrá el cambio producido en el sector a partir de la expropiación del 51% del patrimonio de YPF S.A., describiendo las causas que llevaron a la nacionalización y el posterior acuerdo de compensación alcanzado por el Estado Nacional y la empresa Repsol y su tratamiento en la balanza de pagos y en la deuda externa. Asimismo, se hará una breve descripción de los primeros resultados del sector una vez nacionalizada la compañía, tanto en materia de inversiones y producción como en lo que respecta a aquellas variables vinculadas al sector externo.

La distinción realizada en los capítulos 4 y 5 obedece a la necesidad de destacar el cambio de lógica vivenciado en el sector durante el contexto macroeconómico de la post-Convertibilidad, a partir de la nacionalización de YPF en el año 2012.

Por último se expondrán las conclusiones a las que se ha arribado a partir de lo analizado a lo largo del presente trabajo.

Marco teórico

Dados los objetivos planteados en la sección anterior, a lo largo del presente apartado se describirán distintos enfoques teóricos que han abordado aquellos conceptos que son centrales en el presente trabajo de investigación: La evolución de la balanza de pagos y la inversión extranjera directa.

En primer lugar, se hará una descripción de aquellos enfoques teóricos que se centran en conceptualizar a la restricción externa y los diversos canales a través de los cuales dicho fenómeno puede producirse. Estos enfoques pueden dividirse en dos grupos: aquellos autores pioneros en la problemática que describieron el fenómeno como producto de la dificultad de obtener divisas a través de la balanza comercial, y aquellos autores más contemporáneos que se centraron en la cuenta financiera y en la renta de la inversión para analizar las crisis de balanza de pagos.

Así, con las categorías desarrolladas en el presente apartado se tendrá el marco teórico que permitirá analizar con mayor claridad si la privatización y extranjerización de las empresas del sector energético contribuyeron al deterioro de la balanza de pagos argentina tanto por canales comerciales como a través de variables financieras.

Como ya se mencionó, uno de los interrogantes centrales en el presente trabajo de investigación es analizar el vínculo existente entre el grado de extranjerización y el deterioro de la balanza de pagos. Por tanto, resulta necesario construir un marco de análisis que aborde dicha temática y que permita vislumbrar a través de qué canales puede producirse dicho fenómeno. Es por ello que en la presente sección se esbozarán diversos enfoques teóricos sobre las motivaciones que llevan a las empresas multinacionales a invertir en el exterior, y los efectos de la IED en la economía local. Si bien como se mencionará posteriormente los impactos generados pueden ser tanto micro como macroeconómicos, en la presente sección sólo se analizarán los efectos de la IED sobre la balanza de pagos del país receptor de dichos flujos.

La importancia de investigar sobre dichos conceptos radica en que en el caso argentino las crisis de balanza de pagos han sido recurrentes a lo largo de nuestra historia económica, las cuales no sólo atentan contra la estabilidad y el crecimiento nacional, sino que han tenido consecuencias devastadoras sobre la población, acarreando desempleo, mayores niveles de pobreza y agudización de la desigualdad social.

En lo que respecta a la IED, el estudio de la misma adquiere suma relevancia particularmente en nuestro país, en virtud de que el elevado nivel de flujos de capitales extranjeros ingresados a partir de la década de los noventa convirtió a la Argentina en una de las economías más transnacionalizadas del mundo, siendo el sector de hidrocarburos el sector de actividad con mayor presencia de empresas extranjeras. Así, no sólo se consolidó a partir de dicho período una estructura productiva altamente extranjerizada, sino que la misma detenta un elevado nivel de concentración en pocos actores, lo cual tal como destacan Azpiazu, Manzanelli y Schorr (2011) tiene hondas repercusiones en términos políticos, en virtud de la superior capacidad de coacción por parte de estos grandes agentes económicos y la consecuente erosión del margen de maniobra estatal.

Balanza de pagos y restricción externa: Perspectivas teóricas

Como se podrá observar a partir de lo esbozado en el presente apartado, para los países en desarrollo la escasez de divisas ha constituido históricamente un limitante al crecimiento. Particularmente, es a partir de la crisis de 1930 y la caída en la demanda de los productos exportados por la región latinoamericana (principalmente productos primarios), que se comienza a discutir la relevancia de profundizar el proceso de industrialización de los países periféricos.

Si bien luego de la crisis y la guerra la situación de la economía mundial tendió a normalizarse, los precios internacionales de los bienes agropecuarios se establecieron en niveles mucho más bajos que los registrados durante la década de 1920. Asimismo, dada la escasez de créditos, la insuficiencia de divisas generadas a través de las exportaciones, y la mayor demanda de bienes de capital y de insumos importados que traía aparejado el crecimiento económico, las economías se enfrentaban de manera recurrente a la restricción externa, la cual derivaba en los ciclos conocidos como *stop and go*: Una vez que la demanda de divisas superaba a la oferta, el sistema económico encontraba su límite. (Schvarzer y Tavonanska, 2008).

Serían aquellos autores que conformaron la denominada corriente estructuralista los que analizarían desde mediados del siglo XX las características de la matriz productiva que en líneas generales se reproducía en los países de la región. Raúl Prebisch fue uno de sus principales exponentes, el cual produjo una vasta literatura sobre la restricción externa y el proceso de industrialización iniciado en la época.

De acuerdo a dicho autor, uno de los principales problemas que aquejaba a la región era que la relación entre los precios de los productos primarios y los artículos finales de la industria desde la década de 1870 hasta antes de la Segunda Guerra Mundial se ha movido constantemente en forma adversa a la periferia. Así, pese al descenso de los costos provocados por el aumento en la productividad en el sector industrial, los precios de dichos bienes no disminuyeron acorde al progreso técnico. La causa de acuerdo a dicho autor residía en que mientras el costo de producción tendía a bajar, aumentaban al unísono los ingresos de los empresarios y de los factores productivos (Prebisch, 2012).

Asimismo, siguiendo la línea argumentativa de dicho autor, el deterioro en los términos de intercambio no era la única dificultad que enfrentaba la región, sino que a su vez la demanda de materias primas tiende a crecer con menor intensidad que la demanda de bienes industriales. Así, una especialización primaria implicaría para Prebisch una especialización en bienes agrícolas de baja elasticidad-renta, mientras que prevalece un patrón de importaciones basado en bienes industriales que poseen una mayor elasticidad renta. Como resultado, dada la necesidad de equilibrio externo, las economías periféricas - con un perfil de especialización basado en el principio de las ventajas comparativas - crecerán en el largo plazo a tasas menores que los países industrializados (Amico, Fiorito y Zelada, 2012).

Por tanto, en virtud de dichos factores estructurales, se volvía un aspecto de vital importancia el fomentar la industrialización de los países de la región. En este sentido Prebisch afirmaba que: *“En otros tiempos, antes de la gran depresión, los países de América Latina crecieron impulsados desde afuera por el crecimiento persistente de las exportaciones. Nada autoriza a suponer, al menos por ahora, que este fenómeno haya de repetirse, con análoga intensidad, salvo en casos muy particulares. Ya no se presenta la alternativa entre seguir creciendo vigorosamente de ese modo, o bien crecer hacia adentro mediante la industrialización. Esta última ha pasado a ser el modo principal de crecer. Pero ello no significa que la exportación primaria haya de sacrificarse para favorecer al desarrollo industrial; no sólo porque ella nos suministra las divisas con las cuales adquirir las importaciones necesarias al desenvolvimiento económico, sino también porque, en el valor de lo exportado, suele entrar en una proporción elevada la renta del suelo, que no implica costo colectivo alguno”* (Prebisch, 2012, pag. 11-12).

Otro de los autores que ha investigado sobre la restricción externa como limitante al crecimiento de la economía argentina fue Marcelo Diamand (1972,1985). El mismo planteaba que los países exportadores primarios en proceso de industrialización contaban con lo que el denominó como una *estructura productiva desequilibrada*. La misma consistía en una estructura productiva compuesta por dos sectores de niveles de precios diferentes: El sector primario que trabaja a precios internacionales y exporta, y el sector industrial que trabaja a un nivel de costos y precios considerablemente mayor al nivel internacional, fundamentalmente para el mercado interno.

Esta situación comúnmente suele atribuirse a la ineficiencia industrial. Sin embargo, de acuerdo al autor los elevados precios internacionales de la producción del sector tienen poco que ver con la eficiencia de la industria, puesto que el precio de cualquier bien en dólares no sólo depende de la productividad con que el mismo se elabora, sino que también depende del tipo de cambio – del precio del dólar en moneda nacional – encargado de traducir el precio interno al internacional. En el caso de la economía argentina, dicho tipo de cambio suele fijarse de acuerdo a la capacidad exportadora del agro, con una marcada ventaja comparativa respecto a las demás actividades. Por lo tanto, el tipo de cambio resultante se establece a un nivel demasiado bajo para que los precios de los productos industriales expresados en dólares resulten competitivos a nivel internacional.

Así, la falta de competitividad de los productos industriales a nivel internacional constituye el principal obstáculo para la exportación de los mismos. Por lo tanto la expansión de dicho sector – que requiere de manera constante una cantidad creciente de divisas para la importación de productos intermedios y materias primas - va a depender de las divisas generadas por el sector exportador agropecuario. Dada las limitaciones en la producción de dicho sector y/o de la demanda mundial, el crecimiento de las exportaciones primarias siempre es más lento que el crecimiento potencial de la industria. Por lo tanto, en los períodos de expansión industrial las necesidades de divisas crecen mucho más rápidamente que su provisión, lo que conduce al autor a concluir que *“esta divergencia es responsable de la crisis de balanza de pagos en la Argentina y constituye el principal limitador de crecimiento del país”* (Diamand, 1972, pag.2).

Si bien en una primera etapa del proceso de industrialización dicho sector puede contribuir a mantener el equilibrio en la balanza de pagos al ahorrar divisas a través de la sustitución de importaciones, a medida que dicho proceso avanza se acrecienta la

necesidad de abastecimiento externo de insumos para la producción nacional, generando así una mayor presión sobre la balanza comercial. Por tanto, dado que el país no cuenta con las suficientes divisas para estimular la expansión del aparato productivo, la producción de una u otra forma debe disminuir al nivel que permita mantener el equilibrio del sector externo, generando capacidad productiva ociosa, desempleo y un empeoramiento en la calidad de vida de la población.

La solución que el autor plantea al estrangulamiento del sector externo como consecuencia de la falta de competitividad del sector industrial, es establecer una estructura múltiple de tipos de cambio, acorde a la productividad de cada uno de los sectores. Dado que la implementación explícita de un sistema como el mencionado discrepa con las normas establecidas en el comercio internacional y con la teoría económica vigente que pregonan por un tipo de cambio único, Diamand propone como alternativa que exista un tipo de cambio nominal acorde a la productividad del sector exportador, complementado con un sistema paralelo de derechos a la importación que permita subsistir a las actividades industriales frente a la competencia internacional. Sin embargo, este mecanismo sólo puede ser una herramienta temporal, en virtud de que el mismo sólo es funcional a la protección de las importaciones, mientras que el precio en dólares de las exportaciones industriales sigue estando determinado por el tipo de cambio acorde a la productividad agropecuaria.

Por tanto, de acuerdo al autor, resulta de imperiosa necesidad la modificación de la estructura cambiaria (sea por ejemplo a través de una devaluación compensada o de un sistema de reintegros) que permita el crecimiento de las exportaciones industriales, para lo cual constituye un requisito esencial que la instrumentación de dicha política adquiera un carácter permanente y estructural, dado que las continuas contramarchas en los incentivos constituye la mejor manera de desalentar las exportaciones.

Asimismo, otro de los principales exponentes sobre la teoría del crecimiento económico con restricción de divisas ha sido Anthony Thirlwall quien en 1979 formuló un modelo a partir del cual estableció que las restricciones de la balanza de pagos son un factor explicativo de las diferencias en las tasas de crecimiento de los países. En dicha versión sólo se incluyen las exportaciones e importaciones de bienes y servicios, es decir no se tienen en cuenta aquellas variables vinculadas al sistema financiero.

El autor parte de la siguiente condición de equilibrio:

$$P_{dt}X = P_{ft}ME \quad (1)$$

Donde X es la cantidad de exportaciones, P_d es el precio de las exportaciones en moneda nacional, M es la cantidad de importaciones, P_f es el precio de las importaciones en moneda extranjera y E es el tipo de cambio medido como el precio en moneda nacional de la moneda extranjera.

Por tanto, la condición para el equilibrio de la balanza de pagos a través del tiempo es que la tasa de crecimiento del valor de las exportaciones sea igual a la tasa de crecimiento del valor de las importaciones:

$$p_{dt} + x = p_{ft} + m + e \quad (2)$$

Las tasas de crecimiento de las exportaciones e importaciones se determinan como:

$$x = \eta(p_{dt} - p_{ft} - e) + \mathcal{E}z \quad (3)$$

Donde η es la elasticidad precio de las exportaciones siendo $\eta < 0$, \mathcal{E} es la elasticidad ingreso de la demanda de las exportaciones y z la tasa de crecimiento del ingreso del resto del mundo.

$$m = \psi(p_{ft} + e - p_{dt}) + \pi y \quad (4)$$

Donde $\psi < 0$ es la elasticidad precio de la demanda de las importaciones, y es la tasa de crecimiento del ingreso nacional y $\pi > 0$ es la elasticidad ingreso de las importaciones.

Sustituyendo las ecuaciones (3) y (4) en la ecuación de condición de equilibrio se obtiene:

$$y = \frac{[(1 + \eta + \psi)(p_{dt} - p_{ft} - e) + \mathcal{E}z]}{\pi} \quad (5)$$

De acuerdo a López y Sevilla (2010), de dicha ecuación se desprende que la tasa de crecimiento consistente con el equilibrio de la balanza de pagos será mayor si:

- 1) Existe una mejora en los términos de intercambio reales $(p_{dt} - p_{ft} - e) > 0$.
- 2) Se produce una devaluación ($e > 0$).
- 3) Se reduce π , la elasticidad ingreso de las importaciones o “apetito de importaciones”.

Si se supone que los precios relativos medidos en una moneda común no varían en el largo plazo, la ecuación (5) se reduce a:

$$y = \frac{\underline{\mathcal{E}z}}{\pi} \quad (6)$$

O bien:

$$y = \frac{\underline{x}}{\pi} \quad (7)$$

De esta última ecuación se desprende la llamada “Ley de Thirlwall”, de acuerdo a la cual la tasa de crecimiento de una economía compatible con el equilibrio de la balanza de pagos equivale al cociente entre la tasa de crecimiento de sus exportaciones y la elasticidad ingreso de las importaciones.

Así, este autor concluye que la respuesta sobre el porqué los países crecen a tasas disímiles se encuentra en las limitaciones que a cada una de las economías le impone el desempeño de la balanza de pagos *“(…) this must be primarily associated with the characteristics of goods produced which determines the income elasticity of demand for the country’s exports and the country’s propensity to import. For countries with a slow rate of growth of exports, combined with a relatively high income elasticity of demand for imports, the message is plain: the goods produced by the country are relatively unattractive at both home and abroad”* (Thirlwall, 2011, pag.438).

Del análisis comparativo que realizan Amico y Fiorito (2011) sobre el modelo de Thirlwall y el enfoque de Diamand, encuentran como similitud que ambos autores consideran a la restricción externa como la principal restricción al crecimiento, en tanto las “restricciones de oferta” no cumplirían prácticamente ningún rol. En cuanto a las diferencias entre ambos enfoques, una de las principales radica en el papel que para cada autor cumple el

tipo de cambio; mientras que para Thirlwall el tipo de cambio es una variable “neutral” en el corto plazo, para Diamand como se ha visto anteriormente cumple un rol crucial en la conformación y superación del desequilibrio estructural. Asimismo, otra de las diferencias que advierten dichos autores entre ambos enfoques es el papel que juegan las exportaciones en el crecimiento: Mientras que para Thirlwall el crecimiento se encuentra liderado por las ventas al mercado externo, Diamand considera que el papel principal de las exportaciones es el de generar divisas que permitan “sostener las actividades del país”, por lo que el rol de las mismas como componente de la demanda, y por tanto del crecimiento es secundario.

En línea con lo planteado por Thirlwall, estos autores destacan la importancia del aumento de la competitividad de las exportaciones por mecanismos distintos a la reducción de los precios relativos: *“(…) en tanto las exportaciones son esencialmente una función del ingreso mundial (con escasa influencia por el lado de los precios) el parámetro crucial para explicar las diferencias en las tasas de crecimiento entre países es la **elasticidad** de las exportaciones respecto del ingreso mundial. Asimismo, la variación de esta elasticidad entre países es una expresión de la habilidad de cada economía para atraer la demanda internacional a través de factores vinculados a la competitividad no-precio (calidad, diseño, etc.)”* (Amico y Fiorito, 2011, pag. 70)

Es importante destacar que pese a las restricciones a la producción que imponía la escasez de divisas durante el período de la ISI, a fines de los años sesenta comenzó a vivenciarse un aumento en las exportaciones industriales a tasas significativamente más altas que las exportaciones totales del país e incluso que de las manufacturas de origen agropecuario (MOA). De acuerdo a Basualdo (2010), la participación promedio de las exportaciones de bienes de origen industrial entre 1962 y 1975 fue de un 13%, duplicando así a la participación de dichos bienes en la canasta exportadora a inicios del período (1962-1966), y llegando a representar un 20% de las ventas al mercado externo para el año 1975.

La finalización del sistema de Bretton Woods en 1973, con el consecuente abandono de los tipos de cambio fijos y la flotación de las principales monedas daría inicio al proceso denominado de globalización financiera. Este nuevo período de integración financiera también sería promovido en gran medida por el aumento de los precios del petróleo en el año en cuestión (el denominado “shock petrolero”), generando considerables déficits en cuenta corriente en aquellos países importadores de este recurso energético. Estos

déficits serían solventados a partir de créditos externos, generándose un aumento en la demanda de “eurodólares” provistos por los países exportadores de petróleo, en virtud de la abundante liquidez existente producto del aumento de precio de dicho recurso.

Este proceso daría como resultado una mayor integración financiera a nivel global, dado el considerable aumento de los flujos de capital y las reformas institucionales promovidas en pos de la desregulación del sector financiero. Si bien en principio dicho proceso involucraba esencialmente a los países desarrollados, es necesario destacar la temprana incorporación de las principales economías de América Latina en el mismo. Particularmente, los casos de Argentina y Chile darían origen a los denominados “experimentos de liberalización del Cono Sur”, los cuales se caracterizaron por la aplicación de una serie de reformas tanto institucionales como de política macroeconómica. Entre los rasgos más destacables de dicho proceso se encuentran la desregulación de los flujos de capitales, en conjunto con la apertura comercial y financiera. Asimismo, los gobiernos de ambos países tenían como objetivo la reducción de la inflación, siendo la herramienta utilizada para tal fin la prefijación de los tipos de cambio (las denominadas “tablitas”) (Frenkel, 2003a).

El advenimiento de la globalización financiera, sumado a las reformas implementadas por la dictadura en lo que respecta al ingreso de capitales daría como resultado un cambio en la estructura de la balanza de pagos argentina, en la cual el financiamiento externo comienza a adquirir una importancia cada vez mayor. Como se verá en los párrafos siguientes, el capital financiero cobraría un rol protagónico en las crisis de balanza de pagos tanto de Argentina como de varios países de la región, desplazando así a los problemas de balanza comercial como la principal causante de la restricción externa.

En el caso de la economía local, la llegada del gobierno de facto provocaría un cambio en el patrón de acumulación, dando lugar a un ciclo de valorización financiera sin precedentes en la historia económica argentina y a la destrucción del aparato industrial. Así, el endeudamiento externo contraído por el capital privado no fue destinado a la expansión productiva, sino que fue utilizado para la obtención de renta financiera que luego era fugada al exterior. Por tanto, se produce una escisión entre la evolución de la economía real y el financiamiento externo (Manzanelli, Barrera, Wainer y Bona, 2015).

Asimismo, si bien el ingreso de capitales puede haber sido un paliativo de corto plazo para hacer frente a los déficits de balanza comercial - dada la apertura comercial y la

apreciación cambiaria - dicho endeudamiento genera una nueva variable que agrava la restricción externa, al incrementarse el déficit en cuenta corriente como consecuencia de los intereses devengados por esta deuda.

La importancia que adquieren los flujos de capitales a partir de esta época en el desempeño de las cuentas externas es incorporada al modelo de equilibrio de balanza de pagos elaborado por Thirlwall, el cual es reproducido en el análisis elaborado por López y Sevilla (2010). Así, la identidad de la que parte su modelo original es extendida a:

$$P_{dt}X + C = P_{ft}ME \quad (9)$$

Donde $C > 0$ es el flujo de capital medido en moneda nacional. Al pasar a tasas de variación y realizando sustituciones se llega a la tasa de crecimiento de equilibrio con la balanza de pagos:

$$y = \frac{[(p_{dt} - p_{ft} - e) + (\theta\eta + \psi)(p_{dt} - p_{ft} - e) + \theta\mathcal{E}z + (1 - \theta)(c - p_{dt})]}{\pi} \quad (10)$$

Donde θ es el parámetro que mide la participación de las exportaciones en los ingresos totales que financian las importaciones y $(1 - \theta)$ es la participación de los flujos de capital en los ingresos totales. En el caso de que se considere el supuesto de un efecto nulo en los precios, se obtiene la regla simple de Thirlwall con flujo de capitales:

$$y = \frac{\theta\mathcal{E}z + (1 - \theta)c}{\pi} \quad (11)$$

Por tanto, de acuerdo a esta nueva identidad un país puede crecer más allá del déficit en la balanza comercial en la medida que ingresen capitales que compensen este desequilibrio. Sin embargo, esta ecuación ha sido fuente de críticas en virtud de que los países no pueden crecer de manera permanente financiados por ahorro externo, puesto que como señala el autor en años posteriores, el deterioro de indicadores como el déficit en cuenta corriente en relación al PBI es considerado como una señal de riesgo por la comunidad financiera internacional, por lo que el ingreso de capitales puede verse restringido. Asimismo, otra de las falencias que presenta dicha ecuación es que no incluye la importancia que adquieren los servicios de deuda como factor limitante al crecimiento.

Si bien el autor considera a los términos de intercambio constantes en el largo plazo, Abeles, Lavarello y Montagu (2013) establecen cómo una mejora en los mismos no constituye un factor limitante al crecimiento, a diferencia de lo que sucede en el caso de un aumento en los pasivos externos. Dichos autores plantean que: *“a diferencia de una situación en la que el ritmo de expansión se acelera (vis-a-vis el ritmo de crecimiento compatible con la RE) como resultado del mayor acceso al financiamiento externo, el aumento en la tasa de crecimiento asociada a la mejora en los TI no implica un aumento en los pasivos externos de la economía y, por ende, no plantea ninguna disyuntiva (trade-off) intertemporal. Es decir, una aceleración del crecimiento debido a un aumento en los TI no necesita ser “compensada” con una desaceleración posterior (vis-a-vis el ritmo de crecimiento compatible con la RE) para hacer frente a los compromisos externos (...)”* (Abeles, Lavarello y Montagu, 2013, pag.41).

El aumento de la tasa de interés en Estados Unidos en 1979 pondría punto final al primer período de auge de los flujos de capital, dada la abrupta contracción del crédito externo y el retiro de capitales de las economías emergentes, dando lugar a la sucesión de crisis de deuda externa vivenciadas por los países de la región. Como rasgo característico de estas crisis se destaca que gran parte de las deudas privadas fueron nacionalizadas y que la renegociación de las mismas se tenía que hacer bajo la tutela del FMI y de los bancos acreedores. El resultado de dichas negociaciones implicaría una transferencia de ingresos a los acreedores externos de considerable magnitud. Por tanto, la región durante la llamada “década perdida” no se desvinculó del proceso de globalización financiera pese al racionamiento del crédito externo, sino que seguía fuertemente ligada al sistema financiero internacional en virtud de los compromisos asumidos para el pago de deudas contraídas en el período previo (Frenkel, 2003a).

La llegada de la década de los noventa daría inicio a una nueva etapa de integración financiera, en la cual los flujos de capitales se dirigirían nuevamente a las economías emergentes. La liberalización de la cuenta financiera sería sólo una de las reformas implementadas por los países en desarrollo en dicho período, puesto que gran parte de los mismos llevarían a cabo cambios trascendentales en su política macroeconómica, teniendo como eje rector los principios neoliberales materializados en el llamado Consenso de Washington.

Esta etapa de importantes afluencias de capital extranjero llegaría a su fin con la crisis mexicana de 1994-1995, la cual revelaría la volatilidad y naturaleza pro-cíclica de dichos flujos, al generarse un período de retracción de los mismos. Los paquetes de rescate que permitieron que tanto México como aquellos países afectados por el efecto contagio - principalmente Argentina - pudieran cumplir con sus compromisos financieros marcarían el inicio de una nueva etapa de auge, caracterizada por un mayor peso de la inversión extranjera directa. Este período llegaría a su fin con el estallido de la crisis asiática (Frenkel 2003b).

La creencia generalizada durante esta etapa era que el proceso de integración financiera internacional seguía un comportamiento cíclico, y por tanto se estimaba que luego de finalizadas las crisis de Asia, Rusia y Brasil sobrevendría una nueva fase de auge de los flujos de capital. Sin embargo, el proceso había tomado otro curso puesto que los ingresos netos de capitales no recuperaron el nivel anterior a dichas crisis, mientras que las primas de riesgo país de las principales economías de los mercados emergentes aumentaron de manera considerable, duplicándose en algunos casos aquellos valores registrados durante el período de auge. A esto se sumó la caída en el valor de los activos de dichos países en virtud del empeoramiento de sus cuentas externas, puesto que en muchos casos la renta de la inversión de los factores externos no era compensada por los ingresos derivados de las exportaciones, generándose así déficits estructurales en cuenta corriente (Frenkel 2003a).

Este autor establece que los distintos episodios de crisis ocurridos en las economías emergentes durante la década de los noventa compartieron una serie de rasgos comunes, entre los cuales se destacan un tipo de cambio nominal fijo o cuasi fijo, un tipo de cambio real alto, un papel pasivo de la política monetaria y la inexistencia de barreras a la libre movilidad de los flujos de capital, los cuales en muchos casos durante las etapas de auge fueron relativamente mayores a los mercados domésticos de dinero y de capitales. Otro de los patrones comunes que compartieron las distintas crisis de los noventa, y algunas de las crisis de comienzos de los años ochenta fue la ocurrencia conjunta de crisis de balance de pagos o de pagos internacionales, crisis financieras y crisis cambiarias.

Las crisis de pagos internacionales o de balanza de pagos, generadas por la dificultad en el pago de intereses y amortizaciones de capital de deudas en moneda extranjera, y contraídas con acreedores internacionales, fue uno de los rasgos más frecuentes durante

dichas crisis. En estos casos, o la deuda cayó en default (como en las crisis de Rusia en 1998 y Argentina en 2001), o se evitó la cesación de pagos por medio de paquetes de rescate internacionales, como aquellos otorgados a México y Argentina en el año 1995.

En segundo lugar, en casi todos los episodios - con excepción de Brasil en 1982 y Argentina en 1995 - se ha vivenciado una crisis cambiaria. Como se ha mencionado anteriormente, en todos los casos existía un tipo de cambio nominal fijo o cuasi fijo, utilizado como una herramienta esencial para combatir la inflación. Así, salvo las excepciones mencionadas todas las crisis vivenciadas en las economías emergentes acabarían en devaluaciones. A su vez, las crisis cambiarias y de balance de pagos han sido frecuentemente antecedidas por crisis financieras (con excepción de Brasil en 1982 y 1998) generadas por el incumplimiento de contratos financieros, ya sean depósitos o créditos bancarios. En el caso de los episodios de crisis hasta aquí mencionados, éstos fueron antecedidos por la expansión previa del crédito, como consecuencia del ingreso de capitales y los incentivos a la compra de activos domésticos utilizando como fuente de financiamiento la colocación de deuda en moneda extranjera (Frenkel, 2013).

Asimismo, el autor destaca que todos estos casos comparten a su vez una dinámica cíclica común, la cual ha desembocado en las crisis hasta aquí mencionadas. El inicio del ciclo se caracteriza por la conjunción de nuevas regulaciones y reglas en materia macroeconómica (las cuales constituyen un shock exógeno), en conjunto con la entrada masiva de flujos de capital en los mercados emergentes. Así, se genera una importante acumulación de reservas junto con una expansión de la demanda doméstica y del crédito, y un aumento de precios de los activos reales y financieros de dicha economía. Esto se debe a que, dado un tipo de cambio fijo o cuasi fijo que inicialmente goza de gran credibilidad, se genera un incentivo a la adquisición de activos locales a través de la colocación de deuda en moneda extranjera, debido a la elevada rentabilidad en dólares que poseen dichos activos.

Por su parte la existencia de un tipo de cambio real apreciado, la apertura comercial producto de las reformas realizadas y la expansión de la demanda doméstica generan crecimiento en la demanda de importaciones, contribuyendo al incremento en el déficit comercial del país en cuestión. El deterioro en la balanza comercial se daría en conjunto con un aumento en la renta de la inversión de los factores externos (intereses y utilidades), como consecuencia de la acumulación de deuda externa y por el aumento del stock de inversión extranjera directa. La conjunción de ambos factores daría como

consecuencia un aumento en el déficit en cuenta corriente. En un momento del ciclo el déficit en cuenta corriente supera al ingreso de capitales, lo cual genera una contracción en el nivel de reservas, el dinero y el crédito, afectando también al precio de los activos domésticos. Así, la economía ingresa en la fase contractiva del ciclo, caracterizada por un aumento en la tasa de interés, caída en la actividad económica y episodios de iliquidez e insolvencia que provocan un deterioro aún mayor de la credibilidad de la regla cambiaria. A pesar del aumento continuo de la tasa de interés local (como consecuencia del aumento de la prima de riesgo cambiario y de la prima de riesgo país), la demanda de activos financieros domésticos no se amplía. Por último, se generan corridas contra las reservas del Banco Central, dando como resultado una crisis en el régimen cambiario (Frenkel 2003a).

A su vez, el aumento de los compromisos externos, ya sea a través de inversión extranjera directa (incluida la inversión de cartera) o de contratos de deuda, ha llevado a estas economías a caer en las denominadas trampas financieras, las cuales están conformadas principalmente por dos elementos: La pérdida de grados de libertad en materia de política macroeconómica, y las altas tasas de interés real a las que debe hacer frente un país muy endeudado (Frenkel, 2010).

Tal como destaca el autor, un aspecto esencial en este proceso es que los compromisos financieros internacionales se realizan en moneda extranjera, la cual no es emitida por ningún país emergente. Esto lleva a que las necesidades de financiamiento internacional sean cada vez mayores, a medida que se acrecientan los vencimientos de deuda y se generan déficits en cuenta corriente, imposibilitando al país de hacer frente a dichos compromisos por sus propios medios. La mayor fragilidad externa genera un aumento de la prima de riesgo país y una pérdida de autonomía en materia de política económica, puesto que dada la urgencia de financiamiento los países se ven en la necesidad de llevar adelante políticas que sean bien vistas por el mercado, aún cuando éstas puedan acarrear conflictos políticos y sociales a nivel doméstico.

Por su parte, el aumento de la prima de riesgo país lleva a que el financiamiento externo sea cada vez más costoso, empeorando así los índices de endeudamiento y generando un aumento en la tasa de interés local, puesto que la base de la misma se encuentra conformada por la suma del riesgo país y la tasa de interés internacional. Las altas tasas no sólo tienen efectos negativos en el crecimiento de la economía y generan una mayor fragilidad interna y externa, sino que también dan lugar a una integración segmentada del

mercado emergente con el mercado financiero internacional, en virtud de que el costo del capital es mucho mayor en estos países que en los países desarrollados (Frenkel, 2010).

Este recorrido de distintos enfoques sobre la restricción externa y la balanza de pagos serán de gran utilidad a lo largo del presente trabajo. Tanto los primeros enfoques basados en el déficit comercial como limitante al crecimiento, así como los modelos más recientes que hacen mayor hincapié en la cuenta financiera permitirán comprender de mejor manera los diversos canales a través de los cuales el desempeño del sector de hidrocarburos contribuyó al deterioro de la balanza de pagos y la escasez de divisas.

Inversión extranjera directa: Sus motivaciones y el impacto en la balanza de pagos de la economía receptora

Uno de los principales exponentes que ha teorizado sobre las motivaciones que llevan a las empresas a invertir en otras economías ha sido John Dunning (2008). De acuerdo a este autor, existen cuatro tipos de estrategia que incentivan a las firmas a invertir en el extranjero:

- *Resource-seeking*: Las empresas buscan en la economía receptora de la inversión determinados recursos de mayor calidad o a un costo relativamente menor al que cuesta obtenerlo en su país (si es que se encuentra disponible). Existen tres tipos de recursos que menciona el autor como incentivo a la IED: recursos naturales (minerales, metales, combustibles fósiles), oferta de mano de obra barata no calificada o poco calificada, y recursos vinculados a capacidades tecnológicas, experiencia en administración y marketing y habilidades organizacionales. Asimismo, la producción de las empresas inversoras suele destinarse a la exportación.

- *Market-seeking*: El factor determinante de la inversión en el extranjero se encuentra dado por el tamaño del mercado doméstico del país receptor. Asimismo, además del tamaño, la empresa puede decidir abastecer al mercado a través de la radicación en su economía por la necesidad de adaptar sus productos a los gustos o necesidades locales, o por factores culturales. También otro factor considerable es que la producción y los costos de transacción pueden resultar considerablemente menores si el abastecimiento se hace localmente que a la distancia.

Por último, en lo que respecta a este tipo de inversión, el autor destaca como un factor de suma importancia los incentivos que los gobiernos de la economía doméstica ofrecen a las empresas transnacionales para que se radiquen en sus países. Dichos incentivos pueden estar constituidos por exenciones impositivas, subsidios y favorables cuotas de importación. En línea con dichos incentivos, Dunning destaca el incremento explosivo vivenciado en los últimos años de tratados bilaterales de inversión (TBIs), los cuales materializan diversos tipos de incentivos para los potenciales inversores extranjeros.

- *Efficiency-seeking*: A través de esta estrategia se busca racionalizar la producción para obtener economías de especialización y de alcance. Este tipo de estrategia se visualiza en el modo de producción de muchas empresas transnacionales, las cuales concentran aquellas actividades vinculadas a la innovación, tecnología y actividades que agregan valor en los países desarrollados, y concentran en los países en desarrollo aquellas actividades intensivas en mano de obra o recursos naturales. Asimismo, a través de este tipo de estrategias se busca aprovechar las economías de escala.

- *Strategic asset-seeking*: Mediante la misma se busca mantener o crear nuevas fuentes de competitividad a través del acceso a activos estratégicos (capacidad de innovación, estructuras organizacionales, etc.).

Los aspectos motivacionales que llevan a las empresas a invertir en el exterior también han sido analizados por la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), quien ha realizado en el año 1998 un estudio econométrico para determinar el efecto de los TBIs sobre los flujos de inversión. Dicho modelo considera como variable dependiente los flujos y stocks de IED desde un país desarrollado hacia un país en desarrollo, mientras que analiza a su vez otras variables independientes además de los tratados bilaterales que pueden tener influencia sobre dicha inversión. Estas son:

- Tamaño del mercado: El tamaño del mercado del país receptor de la IED es utilizado frecuentemente como variable explicativa en este tipo de estudios, puesto que un mercado de mayor tamaño permite a las firmas tanto locales como extranjeras alcanzar economías de escala, y abastecer a un mayor número de consumidores, siempre y cuando las firmas estén orientadas al abastecimiento del mercado local. Si bien se hace la salvedad que esta variable no sería una variable explicativa de aquellas inversiones de tipo extractivas u orientadas a la exportación, en líneas generales se establece que el

tamaño del mercado es uno de los determinantes más importantes de los flujos de inversiones extranjeras.

- Crecimiento del mercado: Además del tamaño del mercado per se, el crecimiento de los mismos - medido a través del cambio en el PBI de los países receptores de la IED - es otra de las variables independientes utilizadas para explicar las variaciones en los flujos de inversiones extranjeras. Una mayor tasa de crecimiento del PBI tiende a estimular un aumento en las inversiones, tanto domésticas como extranjeras.

- Variaciones en el tipo de cambio: En principio se considera que una devaluación de la moneda local puede ser un incentivo para los inversores extranjeros, al tener la posibilidad de adquirir activos a menores costos. Sin embargo, la devaluación puede afectar las futuras ganancias de los inversores extranjeros, ya que las mismas serán relativamente menores al medirse en la moneda del país inversor. El efecto positivo o negativo también depende de si las empresas inversoras están destinadas a la exportación (las cuales se beneficiarán con la caída en el valor de la moneda doméstica) y de otras cuestiones vinculadas al mercado doméstico (elasticidad de los precios, tasa de inflación, etc.).

- Inflación: Un continuo aumento de los precios de los bienes y servicios de la economía huésped puede desalentar el ingreso de inversores extranjeros, puesto que una elevada inflación puede ser percibida como reflejo de inestabilidad macroeconómica en el país en cuestión.

- Tasa de formación de capital: El efecto de esta variable puede resultar ambiguo, ya que una primera hipótesis establece que aquellas economías que invierten una mayor proporción de su PBI en la construcción de nuevas plantas y en la adquisición de equipos, suelen constituir mercados más atractivos para los inversores extranjeros. Sin embargo, también se considera que la IED puede conformar un sustituto de los proyectos de inversión domésticos, con una mayor probabilidad de ocurrencia en economías de menor tamaño. Esta variable se considera como una extensión del tamaño y crecimiento del mercado, analizadas anteriormente.

- Riesgo país: Se considera que cuanto mayor sea el riesgo asociado a un país - medido a partir distintos criterios económicos (servicio de deuda como porcentaje de exportaciones de bienes y servicios, inflación, etc.), políticos (conflictos externos,

corrupción en el gobierno, terrorismo político, etc.) y financieros (default o reestructuración de deuda en condiciones poco favorables para los acreedores, demora en el pago de deuda con proveedores, etc.) - menores serán los flujos de inversión que elijan como destino a aquel país. Se asume que estos criterios conforman una serie de indicadores que evalúan las características del clima de inversión del Estado receptor.

Los resultados obtenidos de dicho estudio establecen que la población y el PBI, los cuales constituyen dos indicadores del tamaño del mercado, están asociados positiva y significativamente con los flujos y stocks de la IED. Es decir, a mayor población y mayor crecimiento del PBI, se espera que los flujos de inversión extranjera sean mayores.

Por su parte, el riesgo político se correlaciona negativamente con los stocks de IED, mientras que las variaciones en el tipo de cambio y la inflación de acuerdo a este modelo no han tenido efectos significativos sobre la inversión extranjera.

Por último, se ha determinado que los TBIs tiene un rol menor y secundario en comparación con otros determinantes de la inversión extranjera, constituyendo así una débil influencia sobre tales flujos, mientras que el tamaño del mercado parece ser el principal determinante de los flujos de inversión.

En relación con los efectos que la IED produce sobre la economía receptora de dichos flujos, los mismos de acuerdo a Fernández Bugna y Porta (2011) pueden clasificarse como de carácter microeconómico – productividad, innovación, encadenamiento, empleo, etc. – y macroeconómico – formación de capital, comercio exterior, balanza de pagos, etc. Asimismo, tal como destacan dichos autores: *“los impactos no siempre resultan beneficiosos para la economía local, y dependen del tipo de IED recibida, de las estrategias y objetivos de las EMN, de las capacidades de la estructura productiva local así como de las políticas de regulación que se apliquen a estas inversiones, y en última instancia, del régimen económico de cada país”* (Fernández Bugna y Porta, 2011, pag.50). En los párrafos siguientes se hará una breve descripción sobre el impacto que de acuerdo a diversos autores puede tener la IED en la balanza de pagos del país receptor de las mismas.

En lo que respecta al comercio internacional, el saldo de la balanza comercial dependerá en gran medida del tipo de estrategia que motivó a la empresa a invertir en el país. Siguiendo la argumentación de Dunning (2008), aquellas empresas que basan su

estrategia en la explotación y exportación de recursos naturales, favorecerán a la balanza comercial del país receptor, siempre y cuando las importaciones de productos intermedios no superen a las ventas al mercado externo.

Por tanto, es de esperar que aquellas empresas cuya estrategia está vinculada al abastecimiento del mercado interno (*market-seeking*) contribuyan negativamente a la balanza comercial del país receptor, dependiendo del grado de propensión a importar de dichas firmas. En lo que respecta a Argentina, sobre la base de técnicas econométricas que citan en su investigación Fernández Bugna y Porta (2011), se verifica que las empresas multinacionales (EMN) tienden a importar y exportar más que las firmas locales, mientras que estas últimas no se han beneficiado del mayor acceso de las EMN al mercado internacional, es decir, que el mayor intercambio comercial de éstas no ha generado efectos derrames verticales u horizontales sobre las firmas locales.

Asimismo, de acuerdo a dichos autores, sólo las EMN basadas en recursos naturales presentan un fuerte saldo comercial positivo, mientras que aquellas orientadas a la explotación del mercado interno y productoras de bienes manufacturados registran un saldo comercial deficitario, presentando un elevado coeficiente de importaciones y un alto componente de comercio intra-firma.

Por tanto, tal como destacan Amico, Fiorito y Zelada (2012) sería de vital importancia que la IED creciera de modo constante en conexión con la expansión de la capacidad exportadora (o de sustitución de importaciones), buscando aminorar los efectos negativos sobre la balanza comercial argentina.

En lo que respecta a la contribución de la IED al financiamiento del país receptor, es importante el poder discernir que dependiendo del horizonte temporal considerado serán distintos los efectos que dichos flujos generen, puesto que el impacto a mediano y largo plazo difiere considerablemente del efecto inmediato que el ingreso de capitales en forma de IED puede generar sobre la economía receptora.

De acuerdo a Amico, Fiorito y Zelada (2012), existe la idea subyacente de que es necesario atraer IED para financiar el déficit en cuenta corriente, siendo ésta la forma de financiamiento más “estable”. Asimismo, se suele argumentar que este tipo de inversiones es preferible a endeudarse a través de préstamos directos (ya que éstos imponen una carga fija de intereses denominados en moneda extranjera) y a la inversión

en cartera, dada la volatilidad característica de dicho tipo de inversión. Es decir, la IED de acuerdo a dicha línea argumentativa sería el tipo de financiamiento más conveniente puesto que es una inversión en “máquinas y ladrillos” y su movilidad resulta más restringida.

Sin embargo, tal como destacan estos autores, dicha afirmación omitiría el hecho de que si bien la IED no genera un pago de intereses por dicho financiamiento, la renta de este tipo de inversión estará constituida por las utilidades que generan las empresas en las cuales existe participación de capital extranjero. Asimismo, “(...) *mientras los riesgos asociados con los préstamos directos son los más bajos posibles y los de la inversión en cartera le siguen en la escala, los asociados a la IED son los más altos (dada su permanencia y su mayor dificultad de cobertura). Por tanto, las primas de riesgo incorporados a los retornos serán mayores para la IED*” (Amico, Fiorito y Zelada, 2012, pag. 59).

Así, si bien en el corto plazo el ingreso de IED puede ser bienvenido por constituir un alivio al déficit en cuenta corriente, en el mediano y largo plazo los efectos de dichas inversiones pueden contribuir al deterioro de las cuentas externas, al generarse egresos de divisas como consecuencia de la remisión de utilidades y dividendos de las empresas multinacionales hacia sus casas matrices. Tal como destacan López y Sevilla (2010): “*Mientras la IED significa una decisión de inversión que ha de ser tomada en un momento en el tiempo y no implica réplica en el futuro, la remisión de utilidades tiene que ver con una práctica más o menos automática llevada a cabo por las firmas de capital extranjero radicadas hasta el presente. Eso último indica que a medida que aumenta la extranjerización de la economía, la remisión de utilidades será cada vez mayor independientemente se tomen nuevas decisiones de entrada de IED*” (López y Sevilla, 2010, pag.40-41).

En cuanto a los efectos globales de la IED en la balanza de pagos de la economía receptora, Dunning en su investigación del año 2008 expone los resultados de un estudio realizado por Lall y Streeten en el año 1977, los cuales analizaron las inversiones de 159 empresas multinacionales en seis países en desarrollo entre el año 1970 y 1973. Los efectos directos sobre la balanza de pagos fueron definidos como:

$$Bd = [X + K - (Ck + Cr + R + D)]$$

Donde B_d es el superávit o déficit neto de la balanza de pagos de la empresa multinacional, X es el valor de sus exportaciones, K los flujos de capital, C_k el valor de los bienes de capital importados, C_r el valor de otros bienes importados, R el pago a otros países por regalías y servicios técnicos y de administración, y D los dividendos e intereses devengados a favor de los países inversores.

Utilizando esta ecuación los autores concluyeron que con excepción de un país (Kenia) las empresas multinacionales registran un déficit neto en sus transacciones externas como porcentaje de sus ventas netas, variando el mismo entre un 55% (Irán) y 11,7% (India). El principal motivo de este resultado de acuerdo a los autores es que la remisión de utilidades y dividendos y el pago de regalías excedieron a los nuevos flujos de capital.

Por tanto, como se vislumbra de lo expuesto por los autores anteriormente citados, los aportes de capital provenientes de la IED no pueden evaluarse sólo por su utilidad para aliviar en el corto plazo la escasez de divisas que aqueje a la economía receptora, sino que debe tenerse en cuenta los efectos que la misma genera en el mediano y largo plazo, los cuales pueden terminar siendo un agravante a la fragilidad externa de la economía local. Asimismo, no sólo debería tenerse en cuenta el volumen de IED que ingresa al país, sino que sería necesario evaluar la "calidad" de dicha inversión, en cuanto a su modo de inserción en la economía local y los eslabonamientos con el resto de las empresas nacionales, así como el impacto que genera su desempeño a nivel macroeconómico. Tal como resume Diamand (1985): *"Los capitales de riesgo juegan un doble papel. Por un lado cumplen el rol de capitales de inversión. Por el otro cumplen la función de aportar divisas. Pero a largo plazo siempre crean mayores obligaciones en divisas – vía importaciones de materias primas e insumos, pagos por tecnología, asistencia técnica, patentes y marcas, amortizaciones y utilidades. De modo que, en lo que concierne a la balanza de pagos se trata de un paliativo transitorio que a la larga puede agravar el problema original de divisas. Para evitarlo, los capitales se deberían canalizar hacia la expansión de actividades que directa o indirectamente produzcan divisas"* (Diamand, 1985, pag. 34).

Definiciones conceptuales

En la presente sección se realizará una breve descripción de determinados conceptos que serán utilizados a lo largo del trabajo de investigación, con el fin de facilitar la comprensión de los mismos.

- Hidrocarburos

Los hidrocarburos (petróleo y gas natural entre otros) son recursos naturales no renovables; por tanto las cantidades existentes de los mismos son finitas. Si bien los avances tecnológicos pueden permitir nuevos descubrimientos y un mayor aprovechamiento del recurso, es importante tener en cuenta la posibilidad de su agotamiento total.

- Clasificación de reservas

De acuerdo a lo expuesto por la Secretaría de Energía en su Resolución 324/2006, *“las reservas son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación”*.

Asimismo, las reservas pueden clasificarse como “comprobadas” y “no comprobadas” de acuerdo al grado de certidumbre y de datos confiables disponibles al momento de efectuar la estimación. Así, de acuerdo a dicha Resolución, las reservas comprobadas *“son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada”*. La “razonable certeza” ocurre cuando la probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas igualen o superen las estimaciones es superior al 90%.

Las reservas no comprobadas *“son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas”*.

- Horizonte de reservas

El horizonte de reservas es un indicador de los años de extracción con los que cuenta el país, de mantenerse el nivel actual de reservas. Si bien es un estimador no del todo preciso, en virtud de que no puede tener en cuenta los nuevos descubrimientos (subestima los años), y mantiene constante el ritmo de exploración (se sobrestiman los años al subestimar la extracción), es de gran utilidad para describir la extracción relativa al stock de reservas.

- Balanza de pagos

Para la descripción de los siguientes conceptos se utilizó como fuente de información la quinta edición del Manual de Balanza de Pagos confeccionado por el Fondo Monetario Internacional, el cual constituye el marco conceptual de las estadísticas de balanza de pagos elaboradas trimestralmente por la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, perteneciente al Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina. Asimismo, se utilizó la “Metodología de Estimación del Balance de Pagos” elaborada por dicha Dirección.

De acuerdo a este Manual, la balanza de pagos *“es un estado estadístico que resume sistemáticamente las transacciones económicas entre una economía y el resto del mundo. Las transacciones, que en su mayoría son entre residentes y no residentes, comprenden las que se refieren a bienes, servicios y renta, las que entrañan activos y pasivos financieros frente al resto del mundo y las que se clasifican como transferencias (como los regalos), en las que se efectúan asientos compensatorios para equilibrar, desde el punto de vista contable, las transacciones unilaterales”*.

Asimismo, las cuentas de la balanza de pagos se agrupan dentro de dos secciones principales: Cuenta corriente y cuenta de capital y financiera.

- Cuenta corriente: Aquí se registran *“todas las transacciones que tienen lugar entre residentes y no residentes en valores económicos, salvo recursos financieros, junto con los asientos compensatorios de los valores económicos corrientes que se suministren o adquieran sin quid pro quo. Concretamente, las clasificaciones principales son bienes, servicios, renta y transferencias”*.

Dentro de la categoría “renta” se registra el rubro denominado “renta de la inversión”, el cual “*comprende los ingresos y pagos de la renta derivada de las tenencias de activos financieros de residentes frente al exterior y de pasivos frente a no residentes, respectivamente, y consiste en la renta de la inversión directa, la renta de la inversión de cartera y otra renta de la inversión*”. En el presente trabajo, se analizará la renta correspondiente a la inversión extranjera directa, particularmente aquella renta procedente de acciones y otras participaciones de capital (dividendos, utilidades de sucursales y utilidades reinvertidas).

- Cuenta de capital y financiera: En las mismas se registran los activos que representan títulos de crédito frente a no residentes y aquellos pasivos que representan deudas contraídas frente a no residentes, de los distintos sectores de la economía. Esta cuenta tiene dos componentes principales, la cuenta de capital y la cuenta financiera.

- Cuenta financiera: En la cuenta financiera se registran las transacciones de activos y pasivos financieros entre residentes y no residentes. Los activos financieros comprenden las tenencias de oro monetario, derechos especiales de giro (DEG), títulos de crédito frente a no residentes e inversiones en participaciones accionarias de inversiones directas o en cartera.

Los pasivos de una economía con el exterior consisten en su endeudamiento con no residentes (deuda externa) y los pasivos por participaciones accionarias de inversiones directas y en cartera. La cuenta financiera del balance de pagos de Argentina se presenta con aperturas por sectores residentes y por concepto, excluyendo la variación de reservas internacionales, que se presenta como resultado de las transacciones de la cuenta corriente, de capital y financiera y de los errores y omisiones.

Los sectores residentes se agrupan en: Sector financiero (que agrupa al BCRA y a las entidades financieras comprendidas en la Ley 21.526 de Entidades Financieras), sector público no financiero y privado no financiero.

En cuanto a la apertura por conceptos (inversión directa, inversión de cartera y otras inversiones), se considera necesario realizar una breve descripción de la inversión directa, puesto que será un concepto analizado a lo largo del presente trabajo. La inversión directa refleja el interés duradero de una entidad residente de una economía (inversionista directo) por una entidad residente de otra economía (empresa de inversión

directa). Abarca la transacción inicial y las subsiguientes que ocurran entre ellas y sus filiales. Las transacciones de capital de inversión directa computan los aportes de capital en bienes tangibles e intangibles, los créditos y deudas entre el inversor directo y la empresa de inversión directa, la reinversión de utilidades y las transferencias accionarias o de participaciones de capital realizadas entre un residente y un no residente (cambio de manos).

Metodología

Tal como se ha mencionado, el objetivo del presente trabajo de investigación consiste en indagar porqué el desempeño del sector de hidrocarburos ha tenido tanta relevancia en la evolución de la balanza de pagos en el período 1990-2015.

Acorde a ello, la estrategia metodológica implementada incluyó dos instancias: La primera consistió en realizar un relevamiento bibliográfico con el fin de caracterizar el desempeño de las empresas del sector a partir de su privatización y extranjerización, así como de los antecedentes históricos que caracterizan a la dinámica del mismo en el período previo a la década de los noventa. A tales efectos se relevaron libros, artículos científicos y periodísticos, revistas especializadas y estados contables de la empresa YPF S.A.

La segunda instancia consistió en realizar un análisis minucioso de los datos de la balanza de pagos elaborados por la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales y de la información confeccionada por el Banco Central de la República Argentina sobre la inversión extranjera directa en el sector de hidrocarburos, con el fin de poder describir la incidencia del sector en las cuentas externas. Para el almacenamiento y análisis de estos datos, así como para la elaboración de ratios se utilizó el programa Microsoft Excel.

A pesar de que la motivación del tema abordado en este trabajo surge a partir de la nacionalización de YPF, la unidad de análisis no ha sido sólo esta empresa sino que incluye a todas las firmas pertenecientes al sector hidrocarburífero. Asimismo, la investigación se centró exclusivamente en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos (*upstream*), excluyendo por tanto el análisis de las etapas de refinación, transporte y comercialización de dichos recursos (*downstream*).

En cuanto a la elección del horizonte temporal sobre el cual se centra la presente investigación, se consideró relevante analizar el período 1990-2015 en virtud del cambio en el desempeño de las principales firmas del sector que se vivenció a partir de la década de los noventa, no sólo por la mayor presencia del capital privado, sino por el rol preponderante que adquieren las empresas transnacionales desde dicho período. Asimismo, el período de estudio se extiende hasta el año 2015 con el objetivo de describir los cambios producidos en el sector a partir de la nacionalización de YPF en el año 2012 y los primeros resultados de la gestión estatal, finalizando la investigación en dicho año en virtud de la disponibilidad de información al momento de la elaboración del presente trabajo.

Es importante aclarar que para abordar el problema de investigación no se utilizó una metodología de investigación de índole cuantitativa en virtud de que el objetivo de la investigación no pretende medir o establecer regularidades estadísticas o relaciones formales y universales entre variables, sino que se remite a describir y comprender particularmente el desempeño del sector de hidrocarburos en la Argentina para el período temporal establecido y su incidencia en el sector externo.

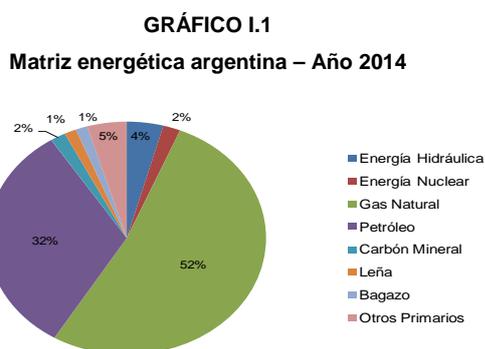
Capítulo I: La matriz energética argentina

Para comprender la magnitud del problema a abordar a lo largo del presente trabajo de investigación es primordial comenzar el análisis a partir del estudio de las características de la matriz energética argentina. Para ello, se analizará el peso relativo de las distintas fuentes de energía dentro de la estructura de la matriz así como su comparación respecto al consumo energético a nivel mundial y regional.

Asimismo, en el presente capítulo se realizará una breve descripción sobre los avances en materia normativa en lo que respecta a la diversificación de la matriz energética argentina, así como al incentivo de un uso más eficiente de la energía, puesto que no sólo es primordial lograr una oferta más diversificada sino también lograr que la misma sea utilizada de la forma más eficiente posible.

I.1 Consumo de energía en Argentina

Como se ha mencionado anteriormente, para comprender la magnitud del problema abordado en el presente trabajo de investigación es conveniente analizar en primer lugar la composición de la matriz energética argentina. La misma presenta como rasgo estructural una elevada dependencia de energía de origen no renovable, siendo las principales fuentes el petróleo y el gas natural. De acuerdo a lo informado por la Secretaría de Energía en el Balance Energético Nacional, para el año 2014 el consumo de energía estuvo constituido principalmente por gas natural (52%) y por petróleo (32%).

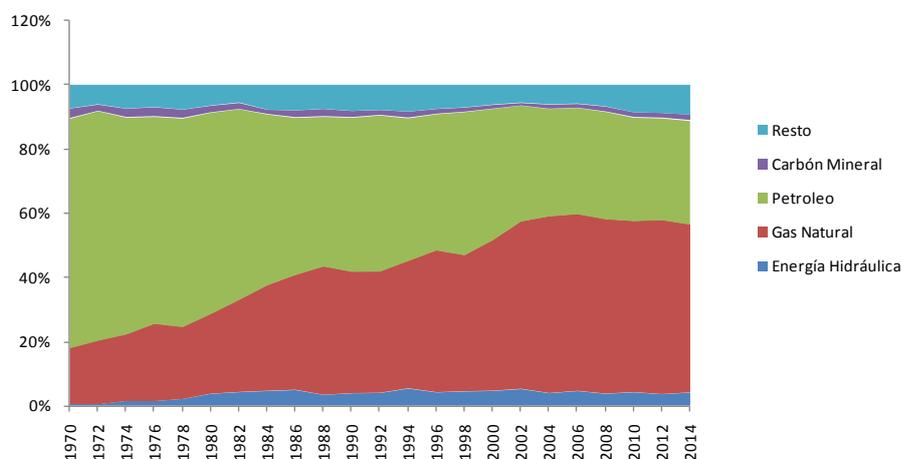


Fuente: Elaboración propia en base a Balance Energético Nacional (2014)

Esta elevada dependencia se mantiene prácticamente invariable desde hace muchos años, puesto que ya en 1970 los hidrocarburos representaban en conjunto el 89% del total de la matriz energética nacional:

GRÁFICO I.2

Relevancia de los hidrocarburos en la matriz energética argentina



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Energético Nacional (1970 - 2014)

Lo que ha sucedido a lo largo de dicho período es una progresiva sustitución del petróleo por gas natural. Mientras que para el año 1970 el 71,5% de la energía derivaba del petróleo y el 17,6% del gas natural, hacia fines de la década del noventa esta proporción alcanzaba un 44,6% y 42,5% respectivamente. Actualmente, estas participaciones se estiman en un 32,3% para el petróleo y un 52,4% para el gas natural.

Sin embargo, es preciso destacar que hacia finales de la década de 1960 comenzó a plantearse la necesidad de diversificar la matriz energética con el fin de reducir la dependencia de los hidrocarburos. En línea con este objetivo, el tercer gobierno peronista a través del *Plan Trienal para la Reconstrucción y la Liberación Nacional* pretendía implementar una política activa de fomento a las energías renovables, para lo cual se establecía que: *“La producción total de energía se ha quintuplicado entre 1950 y 1973 mostrando distorsiones en su composición, sobre todo debido al desaprovechamiento casi absoluto de los recursos hidroeléctricos. Éstos sólo se utilizan para cubrir el 2% de la producción energética, frente a una potencial disponibilidad de un 40% de los recursos totales. Por el contrario, los hidrocarburos, que cubren más del 90% de la oferta energética, sólo representan el 30% de los recursos del país (...) La solución a la que hasta ahora se ha acudido consistió en el aumento de la producción petrolera en lugar de buscarse otras fuentes de generación primarias (hidroelectricidad, p. ej.), haciendo más racional la explotación de los yacimientos nacionales. Actualmente la dependencia de las importaciones no supera el 7%, pero es necesario prever la*

evolución de la situación en los próximos quinquenios, en especial ante la crítica situación mundial en la provisión de hidrocarburos” (Plan Trienal, pag. 127-128).

En línea con dicho plan se realizaron una serie de proyecciones hasta el año 1987 teniendo como objetivo la modificación de la estructura energética, incrementando la participación no sólo de la energía hidroeléctrica sino también de la energía nuclear, del carbón y en menor medida del gas, disminuyendo así la participación en términos relativos del petróleo. En dichas proyecciones se estimaba que entre 1973 y 1985 el aumento de la energía hidroeléctrica alcanzaría un 27% anual acumulativo, el carbón y otros combustibles vegetales un 10% anual, mientras que el crecimiento estimado del gas natural y del petróleo rondaba un 5% anual. También se estimaba que durante ese período la energía nuclear - la cual aún no existía como fuente energética - pasaría a constituir un 3% de la matriz (Barrera, 2011).

El emprendimiento de importantes obras hidroeléctricas durante la década de los años '70 y '80 - entre las que se destacan el Chocón, la represa binacional Salto Grande y la entidad binacional Yacypetá - permitirían que la participación de la energía hidráulica se incrementara de un 0,55% en 1970 a un 4,2% para el año 2014.

Asimismo, el desarrollo durante dicho período del sector nuclear a través de la puesta en funcionamiento de las centrales Atucha I y del Embalse Río Tercero permitiría que la participación de la energía nuclear se incrementara a un 3% para el año 2010 (Consejo Asesor de Estrategia Energética, 2012).

Sin embargo, gran parte de estas iniciativas se verían relegadas por el descubrimiento en 1977 del Yacimiento Loma de la Lata en Neuquén, el cual constituye el yacimiento gasífero más grande de Argentina. A dicho descubrimiento se sumaría un nuevo factor que estimuló la preponderancia del sector de hidrocarburos en la composición de la matriz: La aparición de las centrales térmicas de ciclo combinado alimentadas por turbinas de gas. Estas plantas presentaban como ventaja un rápido plazo de construcción y muy bajo costo de capital en comparación a las centrales nucleares e hidroeléctricas. Esto redundaría en la creación de una incomparable red de distribución y transporte de gas natural, y en el desarrollo de un parque automotor con uso de gas natural comprimido (GNC) (Ocvirk, 2014).

Como se verá en el siguiente capítulo, el golpe de Estado cívico-militar de 1976 reconfiguraría diversos aspectos en materia de política energética, dando lugar a las denominadas “privatizaciones periféricas”¹, relegando las grandes obras de infraestructura e incentivando la inversión privada en un sector con alta rentabilidad: Los hidrocarburos. El aplazamiento de las inversiones públicas en materia energética tiene como claro ejemplo lo sucedido con la represa hidroeléctrica Yacyretá, puesto que si bien su puesta en marcha había sido planificada para el año 1980 la misma recién sería inaugurada en 1994, alcanzando la plena capacidad de generación de energía en el año 2011 (Barrera, 2011).

Durante el gobierno de Raúl Alfonsín la situación energética no se vería modificada de manera estructural, conservando los lineamientos trazados durante la dictadura. Así, a pesar de la maduración de ciertas centrales hidroeléctricas, la matriz energética continuó dependiendo fuertemente de los hidrocarburos, principalmente del gas natural en virtud del descubrimiento del yacimiento Loma de la Lata anteriormente mencionado. Durante el gobierno de Carlos Menem se reforzaría la lógica planteada durante la dictadura, dejando en manos del “mercado” el devenir del sector energético. No sólo se privatizó una pieza clave para el autoabastecimiento energético como es YPF sino que tampoco se impulsaron proyectos para un mayor desarrollo de otras fuentes energéticas, puesto que durante dicho período se frenó la construcción de la tercera central nuclear Atucha II - proyecto iniciado en 1981 - y no se iniciaron nuevas obras de infraestructura vinculadas al sector hidroeléctrico (Barrera, 2011).

Como se analizará en los próximos apartados, en los últimos años se impulsaron diversas iniciativas estatales cuyo objetivo es incentivar el mayor desarrollo de recursos energéticos alternativos, buscando reducir la elevada dependencia de fuentes de energía no renovables que posee la matriz actual.

El relanzamiento del Plan Nuclear Argentino en el año 2006 es un claro ejemplo de estas iniciativas, puesto que el mismo implicó finalizar la construcción de la planta nuclear Atucha II. Según Mauricio Bisauta, vicepresidente de la Comisión Nacional de Energía Atómica: *“La visión más clara que tuvo Néstor Kirchner con esta apuesta no pasa tanto por ver lo nuclear en sí, sino por entender que las energías son complementarias y que*

¹Por “privatización periférica” se entiende a la transferencia “*aunque las actividades o empresas continuasen siendo propiedad del Estado (...) de la mayor parte posible de sus actividades al sector privado a través de contratos y servicios, lo que redundaría en una actividad menos costosa para el Tesoro Nacional, y por lo tanto, para la comunidad toda*” (Martínez de Hoz 1991, pag. 53-54).

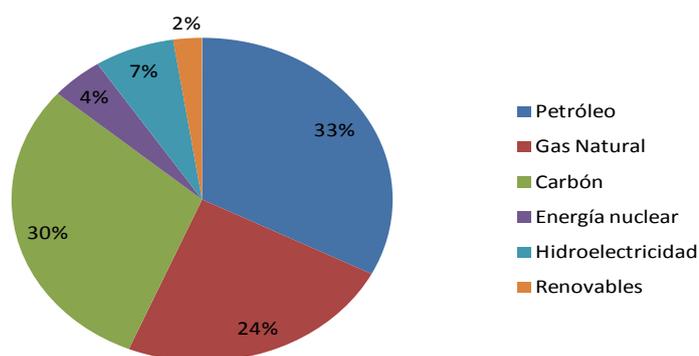
Argentina tenía que recomponer su matriz para, por esa vía, lograr más seguridad y mayor soberanía energética” (Ocvirk 2014, pag. 10).

I.2 Nuestro país en el contexto mundial y regional

En el presente apartado se hará un análisis comparativo de las características de la matriz energética argentina con respecto a los patrones de consumo energético mundial y regional.

Al observar los parámetros de consumo internacionales, se comprueba que el grado de dependencia de los hidrocarburos en la matriz energética nacional es relativamente alto. De acuerdo a los datos del *Statistical Review of World Energy 2015* de British Petroleum, para el año 2014 el 56,3% de la energía consumida en el mundo tuvo al petróleo y gas natural como fuente primaria, siendo por tanto casi un 30% menor que lo consumido en Argentina. A su vez, mientras que en nuestro país el consumo de gas representa más de la mitad de la energía utilizada, a nivel mundial su uso apenas llega al 24%. La gran diferencia radica en el uso intensivo que el resto del mundo hace del carbón mineral, el cual explica el 30% del consumo total de energía para el período en cuestión, siendo que en Argentina el consumo del mismo apenas alcanza el 2%.

GRÁFICO I.3
Matriz energética mundial – Año 2014



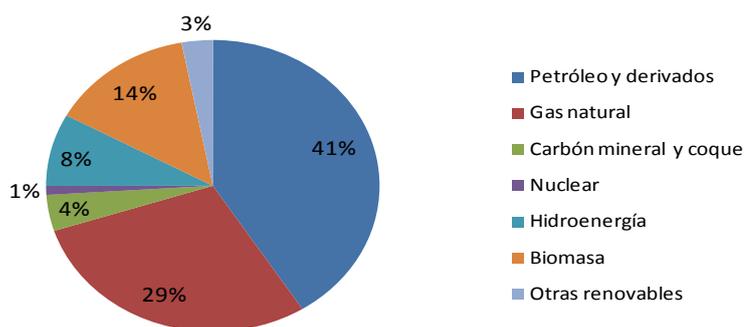
Fuente: Elaboración propia en base a *Statistical Review of World Energy 2015*

Al realizar el análisis comparativo a nivel regional, se puede observar que las diferencias en la composición de la matriz energética se reducen, en virtud de la elevada dependencia del consumo de hidrocarburos que presentan los distintos países de la región.

En comparación con el valor medio mundial, América Latina y el Caribe tiene una participación de la energía renovable relativamente mayor que en otras partes del mundo (Europa, Asia, América del Norte) debido fundamentalmente a la considerable participación de la hidroelectricidad y de los biocombustibles. Es importante destacar que la región cuenta con la posibilidad de incrementar de manera considerable la participación de este tipo de energías al poseer un importante potencial en materia de recursos renovables (energía eólica, biomasa, hidroelectricidad). Sin embargo, actualmente la matriz de los países de la región se encuentra dominada por el petróleo y sus derivados (41%) y por el gas natural (28%) (CAF, 2013).

De acuerdo a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para el año 2010 la matriz energética de los países de América del Sur estaba conformada en un 74% por hidrocarburos, con una participación mayoritaria del petróleo y sus derivados (41%):

GRÁFICO I.4
Matriz energética regional – Año 2010



Fuente: Organización Latinoamericana de Energía – OLADE (2012)

Si se considera a los países de la región de manera individual también se verifica un patrón de consumo altamente dependiente de los hidrocarburos:

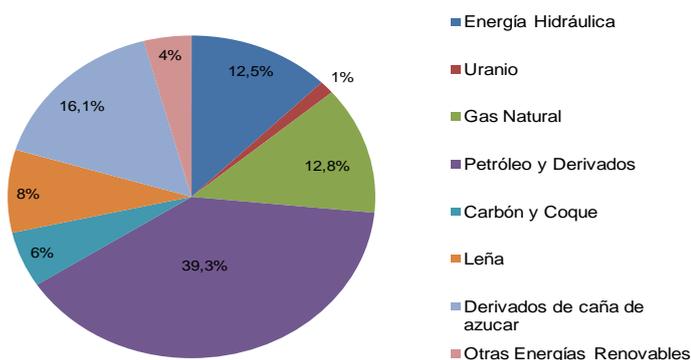
TABLA I.1
Consumo por tipo de combustible en América del Sur y Centroamérica – Año 2014
(en %)

	2014					
	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía nuclear	Hidroelectricidad	Renovables
Argentina	36,0	49,4	1,5	1,5	10,8	0,8
Brasil	48,1	12,1	5,2	1,2	28,2	5,2
Chile	47,6	12,3	19,4	-	15,4	5,4
Colombia	37,4	25,3	10,8	-	26,0	0,5
Ecuador	78,6	3,9	-	-	16,9	0,6
Perú	45,0	28,1	4,3	-	21,2	1,3
Venezuela	45,7	31,8	0,2	-	22,2	-
Total América del Sur y Centroamérica	47,1	22,1	4,6	0,7	22,4	3,1

Fuente: Elaboración propia en base a Statistical Review of World Energy 2015

Como se puede observar en la tabla precedente, uno de los países con menor consumo de hidrocarburos de la región es Brasil, en virtud de la mayor diversificación que posee su matriz energética. De acuerdo a los datos provenientes del Balanço Energetico Nacional 2014, más del 40% de la oferta interna de energía está compuesta por energías renovables, sobre las cuales predominan los derivados de caña de azúcar y la energía hidráulica (16,1 y 12,5% respectivamente).

GRÁFICO I.5
Matriz energética brasileira – Año 2013



Fuente: Elaboración propia en base a Balanço Energetico Nacional ano base 2013 (2014)

De lo mencionado hasta aquí se puede concluir que la estructura energética de nuestro país no ha sufrido grandes variaciones a lo largo de los últimos 45 años, manteniendo una elevada dependencia hacia el sector de los hidrocarburos. Sin embargo, como se verá a continuación, existen diversas iniciativas estatales cuyo principal objetivo es la diversificación de la matriz energética a través del fomento de un mayor uso de energías renovables.

I.3. Marco normativo: Diversificación y eficiencia energética

Con el fin de promover la diversificación de la matriz energética y reducir la elevada dependencia de los hidrocarburos hasta aquí mencionada, en los últimos años se han sancionado una serie de leyes cuyo objetivo es impulsar el mayor desarrollo de energías renovables. Entre las mismas se destacan:

- Ley 25.019 (Régimen nacional de energía eólica y solar): A través de la misma se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional, promoviendo a través de la Secretaría de Energía la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

- Ley 26.093 (Promoción para la producción y uso sustentables de biocombustibles): Entre los diversos artículos de esta Ley, se destaca la obligatoriedad de que todo combustible que se defina como gasoil, diesel oil o nafta que sea comercializado en el territorio nacional debe ser mezclado en un porcentaje de un 5% de biocombustibles como mínimo, medido sobre la cantidad del producto final; en el caso del gasoil y diesel oil deben mezclarse con “biodiesel” mientras que la nafta debe ser mezclada con la especie de biocombustible denominada “bioetanol”.
- Ley 26.123 (Promoción del hidrógeno): Se declara de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía, incentivando el desarrollo científico-tecnológico que permita el aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales, así como la participación privada en la generación y producción de hidrógeno, propendiendo a la diversificación de la matriz energética nacional.
- Ley 26.190 (Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica): Se establece como objetivo de dicho régimen lograr para el año 2016 una contribución del 8% de las fuentes de energía renovables en el consumo de energía eléctrica nacional.

Asimismo, en el año 2006 se presentó el *“plan de reactivación de la actividad nuclear”*, cuyo objetivo es aumentar la participación de la energía nuclear en la oferta de suministro eléctrico, así como la aplicación de la tecnología nuclear en la salud pública y en la industria nacional. Entre los objetivos de dicho plan se encontraban la finalización de la Central Nuclear Atucha II (la cual fue puesta en marcha en el año 2011 alcanzando durante 2015 el 100% de su potencia), así como el desarrollo de programas para la extensión de la vida útil de todas las centrales nucleares en operación, particularmente para la Central Nucleoeléctrica Embalse (De Dicco, 2010).

En cuanto a los avances regulatorios en materia de eficiencia energética, se destaca la puesta en vigor a través del Decreto 140/2007 del Programa Nacional de uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE), mediante el cual se declara como propósito del Gobierno Nacional el uso eficiente de la energía, teniendo en cuenta que ésta en su mayoría proviene de recursos naturales no renovables. Asimismo, se reconoce al uso eficiente de la energía como la medida más efectiva - tanto a corto como a mediano

plazo - para lograr una significativa reducción de las emisiones de Dióxido de Carbono y de otros gases de efecto invernadero.

A partir de este programa se buscó la implementación y el desarrollo de estándares mínimos de eficiencia energética para ser aplicados en los distintos equipos consumidores de energía, como por ejemplo refrigeradores de uso doméstico, *freezers*, y aires acondicionados. También a partir de este Decreto se iniciaron las gestiones para la prohibición de producción, importación y comercialización de lámparas incandescentes, lo cual fue materializado a través de la Ley 26.473 que prohibió el uso de las mismas a partir del 31/12/2010.

Dicho programa también promueve el uso eficiente de la energía en los Sistemas de Alumbrado Público y Semaforización - a través del uso de equipos economizadores de energía entre otras medidas - como del consumo energético eficiente en los edificios públicos.

A partir de la implementación de estos programas se estimó para el año 2011 un ahorro de energía que alcanzó los 1.000 GWh, mientras que el reemplazo de los artefactos de iluminación finalizado en el año 2010 permitió alcanzar un ahorro de 4.000 GWh durante el 2011, lo cual equivalió al 3,4 % del consumo de dicho año (CEPAL, 2014).

De lo abordado hasta aquí se desprende que en el sector energético no sólo es necesaria la implementación de medidas desde el lado de la oferta energética, materializadas en una mayor diversificación de la matriz y en la menor dependencia respecto a los hidrocarburos, sino que también es necesario que el consumo eficiente de energía sea considerado como una política prioritaria y de carácter permanente, tanto a través de la producción de equipos que demanden un menor consumo energético como de la educación y concientización de la población respecto a la vital importancia del uso racional de la energía.

Capítulo II: La evolución del sector de hidrocarburos hasta el inicio de la Convertibilidad

II.1 YPF y la soberanía estatal

Desde el descubrimiento de petróleo en 1907 en suelo argentino hasta el comienzo del proceso de desregulación del sector de hidrocarburos, su fragmentación y posterior privatización, primó en la mayor parte de este período histórico un modelo al cual de acuerdo a la definición esbozada por Mariano Barrera (2014) se puede denominar como un *modelo de regulación pública con predominio de la empresa estatal*. De acuerdo a este modelo, el Estado es el responsable de regular el funcionamiento del mercado, teniendo como principal objetivo el abastecimiento doméstico y la reducción de la dependencia de las importaciones de combustible. A este modelo se contrapone una concepción que puede denominarse como *liberal conservadora*, la cual propicia en los hechos la apropiación de la renta petrolera por parte de las empresas privadas nacionales e internacionales (Kozulj y Bravo, 1993).

A pesar de que en el año 1910 se creó la Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia con el objetivo de explotar las zonas de reservas fiscales, la oposición de diversas fracciones de la oligarquía ligadas a los intereses de los *trusts* y los constantes recortes presupuestarios redundaron en una baja actividad exploratoria en dichos terrenos. Debido a la falta de actividad, sumada a la casi nula explotación por parte del sector privado no se lograría reducir la elevada dependencia externa que aquejaba a nuestro país en materia energética. A causa de dicha dependencia, Argentina sufrió una gran crisis de abastecimiento durante la Primera Guerra Mundial, puesto que prácticamente fueron canceladas las importaciones. Así, y pese a la duplicación respecto a los valores de 1918, en el año 1922 la extracción de petróleo en nuestro país apenas representaba el 30% del consumo (Mansilla, 2007).

Teniendo como objetivo lograr un mayor abastecimiento interno y un papel activo en las distintas fases del mercado petrolero (tanto desde la extracción como el refinamiento y la comercialización de derivados), en 1922 se crea Yacimientos Petrolíferos Fiscales, bajo la dirección del Coronel Enrique Mosconi.

Si bien durante los inicios de la década del veinte YPF lideraba la producción petrolera local, su participación en la refinación y comercialización de combustibles era

prácticamente nula, sectores en los cuales predominaba la participación de las empresas extranjeras. Es por esta razón que Mosconi ya en los primeros meses de 1923 manifestaba la necesidad de contar con instalaciones de refinación de magnitud para abarcar una mayor parte del mercado. Así, en 1925 se inauguró oficialmente la primera refinería en La Plata. Su puesta en marcha y la finalización de diversas obras complementarias hicieron posible que YPF quedara verticalmente integrada, y prácticamente dejó de vender petróleo crudo en el mercado. El próximo desafío para la empresa estatal era organizar un esquema para comercializar toda la nueva producción (Gadano, 2012).

Esto permitió que YPF fuera creciendo en importancia en virtud de ser el único actor en el mercado que logró integrar las distintas etapas del proceso productivo. Para Mosconi era de vital importancia alcanzar el dominio de los hidrocarburos en territorio nacional, logrando así la autonomía de los centros de poder. El mismo manifestaba que: *“No queda otro camino que el monopolio del Estado pero en forma integral, es decir, en todas las actividades de esta industria: la producción, la elaboración, el transporte y el comercio (...) sin monopolio del petróleo es difícil, diré más, es imposible para un organismo del Estado vencer en la lucha comercial a las organizaciones del capital privado”* (Mosconi, en Barrera, 2014, pag. 32).

En su lucha contra los *trusts* petroleros, Mosconi llevaría a cabo en 1929 una drástica reducción del precio de venta de los combustibles, obligando así a las empresas internacionales competidoras (Standard Oil y Dutch-Shell) a disminuir también los suyos. El desafío a estas grandes compañías y el llegar a ser una empresa estatal integrada y rentable, convirtieron a YPF en un modelo sobre el cual se basaron muchos países latinoamericanos para crear sus propias petroleras nacionales (Mansilla, 2007).

El golpe de Estado “con olor a petróleo”- en virtud de las sospechas existentes sobre la participación de la empresa Standard Oil en el derrocamiento de Yrigoyen - marcaría un nuevo rumbo en la política petrolera nacional, abandonándose cualquier iniciativa que implicara la nacionalización de los hidrocarburos. Sin embargo, es necesario destacar que durante dicho período no se abandonó la concepción de los hidrocarburos como un recurso estratégico y fundamental para el desarrollo de la Nación.

El inicio del modelo de la ISI (Industrialización por Sustitución de Importaciones), reconfirmaría el rol fundamental de los hidrocarburos en la escena nacional. La

imposibilidad de acceder a productos importados como consecuencia de la crisis del '30 y posteriormente de la Segunda Guerra Mundial, convertirían a la industria nacional en el proveedor de las mercancías que no se podían adquirir a través del comercio exterior y a los hidrocarburos en un insumo fundamental de dicha industria; por tanto era necesaria la provisión de combustibles a precios bajos, evitando así el encarecimiento del producto final (Mansilla, 2007).

En cuanto al marco normativo, en el año 1935 se aprobaría la Ley 12.161, la cual modificaría el Código de Minería que hasta entonces regulaba el mercado petrolero en nuestro país. De acuerdo a Kozulj y Bravo (1993), si bien el nuevo marco regulatorio permitía tanto la participación de YPF como del sector privado a través de concesiones y de empresas mixtas, en la práctica la mayor beneficiada sería la empresa estatal².

Así, durante la segunda mitad de la década del treinta YPF tendría un rol protagónico en la actividad; entre los años 1932 y 1939 realizó importantes inversiones en programas exploratorios, logrando encontrar fuentes alternativas a Comodoro Rivadavia cuya producción había declinado considerablemente durante la década anterior. Entre estos trabajos exploratorios se destacan aquellos desarrollados en varias regiones de la provincia de Mendoza, los cuales constituyeron importantes avances en materia petrolera. Como resultado, entre 1935 y 1940 la producción petrolera estatal aumentó a un promedio anual del 16%, se logró revertir la reducción de la producción que aquejaba al yacimiento de Comodoro, y los yacimientos mendocinos llegaron a representar un cuarto de la producción estatal en el año 1941 (Gadano, 2012).

Con el estallido de la Segunda Guerra Mundial se trastornó el funcionamiento de la economía global, teniendo fuertes impactos en el mercado petrolero. Si bien como se mencionó anteriormente durante la década del treinta existieron avances considerables en la materia, nuestro país aún no había logrado el autoabastecimiento energético. Al iniciarse el conflicto bélico, la matriz energética nacional estaba compuesta en un 65% por petróleo y sus derivados, 30% por carbón y el 5% restante por leña. En 1939 las fuentes locales sólo cubrían el 42% del consumo local, por lo cual más de la mitad del consumo energético nacional dependía del abastecimiento del resto del mundo. Argentina era por lejos el mayor consumidor de petróleo de la región y el tercer país del

²De acuerdo a estos autores, *"en los hechos, como YPF estaba en plena exploración de zonas petrolíferas, sucesivos decretos presidenciales extenderían por veinte años la declaración de zona de reserva para YPF a casi todo el territorio nacional. Es decir, que la posibilidad de participación privada en esta actividad, permitida por la Ley N° 12.161, resultaba impracticable"* (Kozulj y Bravo, 1993, pag. 15).

mundo en consumo per cápita de combustibles líquidos. Esta elevada dependencia externa se tradujo en un peso cada vez mayor en la balanza comercial, representando las importaciones de combustibles y lubricantes para el año 1939 un 18% del total de las importaciones argentinas. Los conflictos de abastecimiento externo también se trasladaron a las importaciones de materiales y equipos, puesto que Europa era el principal proveedor de YPF (39% del total de materiales adquiridos), y particularmente Alemania proveía un 57% de dichos productos gracias a un acuerdo bilateral firmado durante los años treinta (Gadano, 2012).

Para el año 1940, YPF había desplazado las importaciones europeas por compras de materiales a proveedores locales y a Estados Unidos. El problema se vería fuertemente agravado con el ingreso de este país en la guerra, puesto que desde 1941 las autoridades norteamericanas ya habían comenzado a limitar las ventas de materiales y equipos hacia nuestra región, provocando así un fuerte incremento en los precios de los mismos. Sin embargo, pese a las dificultades mencionadas YPF logró aumentar su producción (en 1943 fue un 62% mayor que en 1939) por medio de un incremento de las perforaciones en las zonas más productivas. Pero este aumento no logró cubrir las necesidades energéticas locales, lo cual llevó a la empresa a extender su accionar en áreas en las que anteriormente nunca había incursionado: La energía hidroeléctrica, la exploración de yacimientos de carbón y la distribución de gas natural (Gadano, 2012).

La llegada del peronismo al poder marcaría un nuevo capítulo en la historia petrolera nacional. En un principio su política estaría regida bajo la lógica del nacionalismo petrolero, manifestando el propio Perón en 1947 que: *“La política petrolera argentina ha de basarse en los mismos principios en que descansa toda la política económica: conservación absoluta de la soberanía argentina sobre la riqueza de nuestro subsuelo y explotación racional y científica por parte del Estado”* (Perón, en Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012, pag. 17).

Su estrategia sería materializada a través de un nuevo proceso de inversiones, obstaculizado en gran parte por la política comercial estadounidense que dificultaba las importaciones argentinas. Asimismo, con el fin de incrementar la producción energética y de lograr una mayor diversificación de nuestra matriz en 1946 se creó la empresa estatal Gas del Estado, encargada de transportar y distribuir el gas natural extraído por YPF, la cual inauguraría en 1949 su primer gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires (Barrera, 2014).

Nuevamente en esta etapa de la historia petrolera argentina el marco normativo establecería un posicionamiento sobre la cuestión, determinando la propiedad estatal de dicho recurso. Esta concepción se vería materializada en la Constitución Nacional aprobada en 1949, la cual establecía en materia energética lo siguiente: *“El Estado, mediante una ley, podrá intervenir en la economía y monopolizar determinada actividad, en salvaguardia de los intereses generales y dentro de los límites fijados por los derechos fundamentales asegurados en esta Constitución (...) Los minerales, las caídas de agua, los yacimientos de petróleo, de carbón y de gas, y las demás fuentes naturales de energía, con excepción de los vegetales, son propiedad imprescriptible e inalienable de la Nación, con la correspondiente participación en su producto que se convendrá con las provincias”*.

El primer gobierno peronista además se caracterizaría por ser un gobierno que se concentró en el aumento del gasto público y en una mejora en la distribución del ingreso a favor de los asalariados, con aumentos de los salarios reales de un 40% entre los años 1946 y 1949. Esto derivó en un mayor consumo interno y una mayor demanda de importaciones, principalmente provenientes de Estados Unidos. Si bien durante la guerra se habían acumulado divisas, las mismas comenzaron a ser insuficientes para cubrir la demanda de importaciones. El gran problema surgiría cuando Gran Bretaña declara en 1947 la inconvertibilidad de la libra esterlina, puesto que la Argentina se vio imposibilitada de obtener dólares a cambio de las libras obtenidas por el comercio con dicho país. Las complicaciones en el frente externo generaron una escasez de dólares tal que en 1948 se suspendió el cambio para la remisión de dividendos. Esta situación crítica del Balance de Pagos fue uno de los elementos centrales en la primera crisis económica del gobierno peronista, la cual se extendería durante tres años (Gadano, 2012).

Las consecuencias de la falta de divisas también repercutirían en el accionar de YPF, en virtud de la imposibilidad de aprovisionamiento de materiales y equipos importados. Asimismo, no sólo existían dificultades para abastecerse de insumos sino que éstos se habían encarecido considerablemente, lo cual junto con el aumento de los salarios redundaron en una situación financiera extremadamente compleja. Como resultado de este panorama, las inversiones previstas en el Plan Quinquenal se aplazaron y la producción se mantuvo prácticamente estancada, siendo en 1949 un 1,3% inferior a la del año 1945 (Gadano, 2012). Esta situación redundaría en un aumento de la importación de petróleo y derivados para poder satisfacer el consumo local, que como se mencionó

anteriormente había crecido de manera considerable producto de la expansión económica de los primeros años del gobierno peronista.

Como paliativo a esta situación, durante el segundo mandato peronista comenzaron las negociaciones con la empresa Standard Oil de California para que la misma explotara yacimientos pertenecientes a YPF a través de un contrato de locación de servicios, por medio del cual se le otorgaba a la empresa una concesión exclusiva por 40 años (prorrogable por cinco años más) para explorar y explotar el terreno en una zona de 50.000 kms., la cual iría disminuyendo progresivamente hasta alcanzar el 10% luego de los primeros veinte años (Barrera, 2014). Además, se instrumentaron nuevos acuerdos bilaterales con distintos socios comerciales para garantizar el abastecimiento, entre los que se destaca el tratado bilateral firmado con la Unión Soviética, mediante el cual a cambio de la provisión de productos primarios Argentina recibía petróleo y derivados, bienes industriales y de capital, incluyendo materiales para la industria petrolera. Sin embargo, es necesario subrayar que las importaciones en el marco de estos acuerdos no lograron satisfacer las necesidades de consumo local (Gadano, 2012).

Una vez que Perón es derrocado en el año 1955, el nuevo gobierno de facto daría marcha atrás con parte de las medidas en materia petrolera implementadas por el gobierno depuesto, anulando los contratos con la Standard Oil y derogando la Constitución Nacional de 1949. Asimismo, durante los casi tres años que se extendió la autodenominada Revolución Libertadora no se solucionaron los problemas de abastecimiento ni de balanza de pagos que aquejaron al gobierno peronista.

Con el restablecimiento de la democracia y la llegada al poder del presidente Frondizi se inició una nueva etapa de la denominada ISI, la cual estaba orientada a la industria pesada y de bienes de capital. Para lograr este objetivo, se consideraba de vital importancia el ingreso de capitales extranjeros que compensaran la falta de inversiones domésticas. Particularmente en el sector de hidrocarburos se incentivó la inversión extranjera a través de contratos de locación de obra y servicios con YPF (a pesar de que el propio Frondizi fue uno de los principales críticos de los contratos de Perón con la Standard Oil).

También en noviembre de 1958 se sancionó la Ley 14.773, en la cual se establece que *“los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos existentes en el territorio de la República Argentina y los de su plataforma submarina son bienes exclusivos,*

imprescriptibles e inalienables del Estado Nacional (...) El Estado Nacional reconoce y garantiza a las provincias en cuyo territorio se encuentren yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, y al Territorio Nacional de Tierra del Fuego, Antártida Argentina e Islas del Atlántico Sur, una participación igual al 50% del producido neto de la explotación correspondiente”. Además, dicha Ley estableció la responsabilidad de YPF y de Gas del Estado en las actividades petroleras y gasíferas, prohibiendo asimismo el otorgamiento de nuevas concesiones.

La sanción de esta Ley, que otorgaba un rol central a las empresas estatales y a la firma de los contratos con el sector privado, constituyó un marco regulatorio de la actividad que presentaba grandes contradicciones. De acuerdo con Kozulj y Bravo (1993), *“esta real contradicción, producto del equilibrio de fuerzas existentes en el gobierno entre los partidarios de un sustancial incremento en la participación privada y los partidarios del predominio o monopolio de la empresa pública petrolera, subsistirá en el país hasta fines de los años 80 y marcará toda la historia petrolera entre los años 1958 y 1989”* (Kozulj y Bravo, 1993, pag. 16).

La implementación de la política petrolera del gobierno de Frondizi redundó en un importante aumento de las inversiones en el sector y en la explotación del país, la cual creció entre 1958 y 1962 a una tasa del 28,8% anual. Asimismo, es necesario destacar que si bien la participación de los contratistas privados se incrementó, la empresa estatal fue la que más contribuyó al crecimiento de la producción total del país, con una participación del 54,8% frente a un 48,1% por parte de los contratistas. El aumento en la producción, en conjunto con la caída del PIB en los años 1959 y 1962/3 dieron como resultado una abrupta caída de las importaciones: Mientras que para el año 1958 las mismas representaban un 133% de la producción de crudo local, para el año 1962 habían descendido al 6%. Esto redundó a su vez en una menor incidencia de los combustibles en la balanza comercial, la cual pasó de un 24,3% en 1957 a un 6% en 1963 (Barrera, 2014).

El derrocamiento de Frondizi en 1962, y la llegada de Arturo Illia al gobierno en 1963 constituirían un nuevo capítulo en la historia petrolera nacional. El flamante presidente anularía los contratos de locación de obra y servicios gestionados durante el gobierno de Frondizi. Si bien la extracción durante sus tres años de gestión se incrementó (a una tasa del 2,5% anual), la expansión económica acaecida en dicho período y el consiguiente aumento en la demanda energética llevó a que - como se ha mencionado en

el capítulo anterior - comenzara a plantearse la necesidad de diversificar la matriz energética con el fin de reducir la elevada dependencia de los hidrocarburos.

El golpe de Estado que llevó al poder a Juan Carlos Onganía en el año 1967 instauraría un nuevo marco regulatorio en la política petrolera nacional. En este mismo año se sancionaría la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos actualmente vigente), la cual derogó a la Ley 14.773 promulgada durante el gobierno de Frondizi. De acuerdo a esta Ley, se ratifica que *“los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”*.

Entre otros aspectos, dicha Ley establece en concepto de regalías un porcentaje del 12% sobre el valor de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo. Asimismo, las actividades relativas a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos podrán ser llevadas a cabo tanto por las empresas estatales, como por las empresas privadas o mixtas. En materia de comercio exterior, se establece que durante el período en el que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades del mercado interno, será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional para cubrir dicha demanda. Una vez alcanzado el abastecimiento interno, el Poder Ejecutivo podrá autorizar la exportación de los hidrocarburos.

El resultado de la gestión en materia petrolera de la Revolución Argentina durante el período 1966-1972 fue un incremento de las reservas comprobadas de 350 a 394 millones de m³, producto principalmente del esfuerzo de la petrolera estatal. Asimismo, la producción se incrementó en dicho período de 16,7 a 25,2 millones de m³, mientras que las importaciones de crudo disminuyeron de casi 5 millones de m³ en 1966 a 1,8 millones en 1972 (Kozulj y Bravo, 1993).

Las elecciones de 1973 y el retorno del peronismo al poder estarían enmarcadas bajo un contexto de crisis petrolera mundial. Si bien a nivel global se había incrementado el precio del crudo varias veces, el precio interno del mismo no sufrió grandes cambios, gracias a la anulación de los contratos de Frondizi cuyos costos estaban atados al precio internacional. La política estatal fue mantener bajo el precio de los hidrocarburos y sus derivados, en virtud de la importancia estratégica de estos insumos para los sectores de

la industria y el transporte (Mansilla, 2007). Asimismo, y teniendo en cuenta la crisis mundial por la que atravesaba el sector energético, se consideraba una necesidad imperante el implementar una política activa de fomento a las energías renovables que como se ha expuesto en el capítulo anterior, se materializó a través del *Plan Trienal para la Reconstrucción y la Liberación Nacional*.

En cuanto al marco jurídico de la época, considero importante destacar la sanción de la Ley 20.557 (Ley de Radicación de Capitales Extranjeros), puesto que da cuenta de que el sector de hidrocarburos aún se consideraba como un sector clave y estratégico para el desarrollo económico nacional, por lo que la participación y regulación estatal era de vital importancia. En el artículo 6° de dicha Ley se establece que: “*No serán autorizadas nuevas radicaciones que: (...) se destinen a los sectores de: (...) 2. Servicios públicos, entendiéndose por tales la prestación de servicios sanitarios, energía, gas, transporte, telecomunicaciones y servicios postales*”. Además, entre otras medidas se establece que “*en situación crítica de la balanza de pagos, las repatriaciones de capital y transferencias de utilidades podrán ser diferidas mientras aquella situación subsista, sin que ello afecte los derechos a tales remesas (...)*”. En cuanto a estas últimas, se establece que no podrán efectuarse con fondos de créditos externos o internos sino que deberán hacerse con recursos líquidos propios.

Esta norma fue reemplazada durante la última dictadura militar por el Decreto-Ley 21.382, que como se verá en el próximo apartado configura un marco normativo mucho menos restrictivo para este tipo de inversiones, realizando así una apertura casi indiscriminada a los flujos de capitales extranjeros en cualquier sector de la economía, independientemente del rol estratégico que éste pudiera tener para el desarrollo económico nacional.

En materia de exploración-producción, durante este período no se firmarían nuevos contratos con empresas privadas. Dada la falta de inversión de los contratistas y la consecuente caída en la contribución a la producción total del país, la misma disminuyó de 25,2 millones de m³ en 1972 a 23 millones en 1975, paralelamente al incremento de las importaciones en igual lapso de 1,8 a 3,3 millones de m³ (Kozulj y Bravo, 1993).

Como se ha visto a lo largo del presente apartado, a pesar de las controversias generadas alrededor del monopolio estatal o de la necesidad de una mayor participación del sector privado en el mercado petrolero, nunca se abandonó la concepción sobre el rol

estratégico de los hidrocarburos en el desarrollo de la economía nacional. Sin embargo, dicha concepción comenzaría a mutar con la llegada de la última dictadura militar, que como se verá a continuación, comenzó a sentar las bases sobre las cuales se gestó la desregulación del sector y su posterior privatización.

II.2 La dictadura de 1976: Las primeras reformas sectoriales y el endeudamiento externo de YPF

II.2.a La política petrolera del gobierno de facto: Mayor participación del sector privado y “privatizaciones periféricas”

Con el advenimiento del gobierno de facto en 1976 cambiaría radicalmente el patrón de acumulación vigente hasta el momento, poniéndole fin al régimen de industrialización por sustitución de importaciones y dando paso a un modelo económico sustentado en la valorización financiera, la desregulación y la apertura de la economía. Asimismo, uno de los principales objetivos del nuevo gobierno fue reducir la intervención del Estado en la esfera económica, otorgando así una mayor participación al sector privado y beneficiando considerablemente a los principales grupos económicos que como se verá posteriormente adquirieron un rol protagónico durante este período.

En el caso del sector energético también se llevarían a cabo importantes reformas con el fin de reducir el accionar del Estado en dicha actividad. En virtud de la reticencia existente, el gobierno de facto no llevaría a cabo la privatización de YPF; en palabras de su ministro de economía Martínez de Hoz: *“La transferencia global al sector privado de todas las empresas comprendidas en esta categoría [empresas estatales de servicios públicos] era difícil de llevar a cabo en ese momento tanto por la naturaleza misma de sus actividades como por el monto del capital necesario y la relativa ineficiencia de las empresas, a lo cual debía agregarse su situación netamente deficitaria, con la falta consecuente de interés privado en hacerse cargo de las mismas. A ello habría que incluir la filosofía política existente, es decir las fuertes corrientes dentro de la opinión pública nacional que sostenían que este tipo de empresas debían ser mantenidas en manos del Estado”* (Martínez de Hoz, 1991, pag. 53).

Asimismo, al interior de las fuerzas armadas existía cierta renuencia a la idea de privatizar la petrolera, en virtud de su rol estratégico frente a la hipótesis de un conflicto bélico con Chile en 1978, posteriormente concretada en Malvinas en 1982. Además -

como será analizado con mayor detalle en el próximo apartado - la solvencia económica y financiera de la empresa les permitía conseguir parte del financiamiento necesario para sustentar su programa monetario y la fuga de capitales, proceso denominado como “bicicleta financiera” (Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012).

Frente a la imposibilidad de privatización de la petrolera estatal, se implementaría un programa denominado como “Privatización Periférica” que significaba que *“aunque estas actividades o empresas continuasen siendo propiedad del Estado, debían gradualmente ir transfiriendo la mayor parte posible de sus actividades al sector privado a través de contratos de obras y servicios, lo que redundaría en una actividad más eficiente y menos costosa para el Tesoro Nacional y, por lo tanto, para la comunidad toda”* (Martínez de Hoz, 1991, pag. 53-54).

La participación de los capitales privados en inversiones en exploración se formalizaría en el año 1978 a través de la promulgación del Decreto-Ley 21.778 (Ley de Contratos de Riesgos), el cual establecía que las empresas contratistas deberían asumir *“todos los riesgos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos, sin adquirir derecho minero alguno sobre los yacimientos que se descubran en el área del contrato, ni en consecuencia el dominio de los hidrocarburos extraídos”*. Asimismo, el pago a las empresas se realizaría en dinero en efectivo, y una vez satisfechas las necesidades internas, y alcanzado un margen adecuado de reservas, el pago podría realizarse con petróleo, el cual a su vez podría ser exportado por dichas firmas.

La participación del capital extranjero en la actividad energética también sería regulada bajo un nuevo marco normativo, en virtud de la derogación de la Ley 20.557 (Ley de Radicación de Capitales Extranjeros) y su reemplazo por la Ley 21.382 (Ley de Inversiones Extranjeras) actualmente vigente. A partir de la misma, se permitía la inversión extranjera en el sector energético, con previa autorización del Poder Ejecutivo. Como se mencionó anteriormente, bajo la Ley de Radicación de Capitales Extranjeros se encontraba prohibida la participación de capitales foráneos en áreas estratégicas como la energética.

Así, bajo dicho marco jurídico se firmaron sólo ocho contratos de riesgo en áreas terrestres y seis en la plataforma continental con muy pocos resultados: En cuatro de los contratos continentales se encontraron acumulaciones de hidrocarburos de poca importancia, y en el caso de los yacimientos marinos uno de ellos no resultó atractivo

para la empresa extranjera que llevaba a cabo la exploración. Sin embargo, la entrega de áreas con reservas comprobadas o en las que YPF ya se encontraba extrayendo hidrocarburos resultó exitosa, lo cual demuestra la falta de interés por parte de las empresas privadas de realizar inversiones de riesgo (Kozulj y Bravo, 1993).

La transferencia de dichas áreas se realizó de forma gratuita, mediante licitación pública de acuerdo a dos criterios: En primer lugar la cantidad de producción comprometida por las empresas en base a un nivel básico determinado por YPF de acuerdo a la curva de extracción existente al momento de la convocatoria; en segundo lugar se tenía en consideración el precio al cual las empresas le venderían el petróleo extraído a YPF. Asimismo, se fijó un sistema de multas aplicable en el caso de que la firma adjudicataria no cumpliera con el compromiso de extracción pactado en el contrato. Lo que sucedió fue que varias de las petroleras que se presentaron a la licitación ofertaron niveles de producción básica muy superiores a los establecidos como parámetro por la empresa estatal, lo que de acuerdo a expertos en la materia, resultaba muy poco creíble (Castellani y Serrani, 2010).

El resultado de esta operatoria redundó en el traspaso de una gran cantidad de áreas que se encontraban bajo el dominio de la empresa estatal. En efecto, entre 1975 y 1983 se sextuplicaron la cantidad de firmas que operaban bajo dicha modalidad de contratación. Al analizar la cantidad de contratos firmados durante dicho período, se observa que estos se incrementaron en una magnitud menor respecto al aumento de compañías que operaron en el sector. Esto se debió a que además de los requisitos mencionados anteriormente, las licitaciones públicas exigían que las empresas oferentes tuviesen conocimientos en la explotación de hidrocarburos. Para sortear estos obstáculos, las empresas interesadas recurrieron a otras firmas tanto locales como internacionales que tuvieran antecedentes en la materia, para que de este modo sus nombres figuraran en los pliegos y así poder obtener dichos contratos. De esta manera terminaron ingresando al sector energético empresas que no tenían conocimientos en la explotación de hidrocarburos, pero sí vínculos con el gobierno cívico-militar (Barrera, 2014).

TABLA II.1

Participación de los principales grupos económicos y empresas trasnacionales en las áreas, año 1983 (en valores absolutos y %)

	Áreas en las que operaban	% sobre total de áreas
Pérez Companc	10	30,3
Bridas Sapic	7	21,2
Astra Capsa	5	15,2
Techint	4	12,1
Amoco	3	9,1
Inalruco S.A.	3	9,1
Pluspetrol	3	9,1
Serv. Ryder Scott S.A.	3	9,1
Macri	2	6,1

* El total del porcentaje excede el 100% dado que se está contemplando la cantidad de áreas en las que cada grupo tiene participación.

Fuente: Barrera, M., (2014)

A pesar de que como se sospechaba las empresas no cumplieron con los compromisos de extracción pactados en los contratos, debido a su poder de *lobby* y a sus contactos con el gobierno se les condonó una deuda por U\$S 40,5 millones en concepto de multas (Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012). Asimismo, entre fines de 1980 y 1981 dichas firmas pidieron renegociar los contratos pactados esgrimiendo como justificativo la dificultad para cumplir con la producción comprometida, así como un retraso en los precios pactados que de acuerdo a los contratistas resultaban insuficientes para garantizar la rentabilidad de la actividad. Sin embargo, tal como lo exponen Castellani y Serrani en su investigación, las rentabilidades de las tres empresas más importantes del sector - medidas tanto sobre ventas como sobre patrimonio - resultaron positivas (excepto para el caso de Astra en el año 1978) durante el período en cuestión:

TABLA II.2

Evolución de la rentabilidad sobre ventas de las empresas Astra, Bridas y Pérez Companc Años 1977-1981

Empresas	1977	1978	1979	1980	1981
Bridas	11,8	12,9	7,7	7	5,1
Pérez Companc	26,2	22,4	10,5	11,2	3,2
Astra	15,1	-5,4	2,1	1,3	4,3

Fuente: Castellani, A. y Serrani, E., (2010)

TABLA II.3

Evolución de la rentabilidad sobre patrimonio de las empresas Astra, Bridas y Pérez Companc Años 1976-1981

Empresas	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Bridas	8,9	19,8	14	7,4	6,9	s/d
Pérez Companc	26,3	29,3	23,2	14,8	13,6	3,3
Astra	27,9	15,9	-7,5	4	3,4	5

Fuente: Castellani, A. y Serrani, E., (2010)

Es necesario destacar que debido a esta política no sólo se llevó a cabo una transferencia de áreas de explotación a los contratistas de forma gratuita, sino que también constituyó una transferencia de recursos económicos pertenecientes a YPF: “(...) en 1983, año de renegociación de los contratos, la petrolera estatal pagó por un crudo que le correspondía legalmente un precio cuatro veces superior respecto del que le hubiera costado extraerlo. En efecto, YPF abonó 416,9 millones de dólares cuando haberlo extraído le hubiera representado una erogación de 103 millones de dólares, marcando una transferencia neta de recursos al capital privado por 313,9 millones de dólares (el 30 por ciento de los costos totales de la empresa en ese año)” (Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012, pag. 25).

Si bien el crecimiento de la actividad petrolera durante el gobierno de facto fue modesto (3% anual) en 1982 logró alcanzarse el autoabastecimiento energético en virtud del bajo crecimiento del PIB (entre 1976 y 1983 creció apenas un 1,6%) y del consumo de crudo (se incrementó sólo un 0,9%), en conjunto con la caída de la actividad industrial (cayó un 10%) (Barrera, 2014). A esto se suma el descubrimiento del yacimiento gasífero Loma de la Lata, que como se ha mencionado en el capítulo anterior permitiría una progresiva sustitución de petróleo por gas natural y una reconfiguración de la matriz energética nacional.

La política de precios implementada a partir de la negociación de los mencionados contratos llevaría a una situación desconocida por la empresa estatal: La existencia de consecutivos quebrantos operativos, es decir, ingresos por ventas inferiores a los egresos por costos de producción:

TABLA II.4

**Evolución de los resultados operativos de YPF (en millones de dólares, cotización oficial, consolidados a 12/1986)
Años 1981-1986**

Año	Ingresos	Egresos	Resultado operativo
1981	2.697,7	4.838,1	-2.140,4
1982	2.229,8	4.066,6	-1.836,7
1983	2.981,8	5.023,4	-2.041,6
1984	2.704,0	2.797,9	-93,9
1985	3.549,3	4.075,4	-526,1
1986	3.164,5	3.339,4	-174,9

Fuente: Castellani, A. y Serrani, E., (2010)

La situación económica y financiera de YPF no sólo se vería afectada por esta devastadora política de precios, sino que existieron diversas medidas que pusieron en

jaque las finanzas de la empresa estatal. De acuerdo a Barrera, Sabbatella y Serrani (2012), existieron otros cuatro mecanismos que generaron importantes pérdidas para la firma petrolera:

- Regalías: A partir del Decreto 2.227/80 se modificó el valor de referencia para el pago de regalías, incrementándose la alícuota en 7 puntos porcentuales por año. Esta medida generó entre 1980 y 1990 una deuda con las provincias de U\$S 2.500 millones, que recién sería cancelada en 1993 con la privatización de la empresa.
- Retenciones³: Durante dicho período las retenciones de los productos comercializados por YPF descendieron considerablemente. Mientras que en Abril del año 1976 la empresa retenía el 58% del precio final de la nafta especial, a fines de la dictadura este valor había descendido a un 40,3%.
- Precios subsidiados: Dichos subsidios se refieren a los precios a los cuales YPF vendía a las refinadoras privadas el crudo comprado a los contratistas. Para el año 1989, mientras que el costo por adquirir el petróleo ascendía a U\$S 62 el m³, la empresa se lo transfería a las refinerías privadas a un valor de U\$S 24 el m³ como mecanismo para contener los precios internos, lo cual le generó a la compañía estatal un déficit de alrededor de U\$S 20 millones durante ese año.
- Endeudamiento: Como parte del programa económico del gobierno cívico-militar, se obligó a la empresa a tomar préstamos en el exterior, utilizando las divisas ingresadas al país como fuente de financiamiento de la bicicleta financiera y de la fuga de capitales.

A continuación se expondrá con un mayor detalle en qué consistió esta política de endeudamiento feroz a la cual fue sometida la empresa estatal.

³Por retenciones los autores se refieren a la parte que la empresa comercializadora retiene del precio final del producto, una vez descontados los impuestos correspondientes.

II.2.b El devastador endeudamiento de YPF

El presente apartado estará basado principalmente en la investigación elaborada por Alejandro Olmos sobre la política de endeudamiento externo llevada a cabo durante la última dictadura militar, la cual derivó en el inicio de una causa penal en el año 1982 caratulada como “Olmos Alejandro s/denuncia”, registrada bajo el número 14.467. Entre los puntos salientes de dicha causa, se destacan los siguientes:

- El proceso de endeudamiento durante el período 1976/83 no tiene justificación legal, ni administrativa ni económica.
- Las empresas públicas fueron obligadas por la autoridad económica, a través del Banco Central, a endeudarse con la banca privada internacional aún sin necesitar financiamiento.

En el marco de esta causa judicial, el ex ministro Martínez de Hoz declaró en el año 1990 ante las autoridades correspondientes respecto a las razones que llevaron a que nuestro país fuera sometido a un elevado endeudamiento con acreedores externos. En dicha declaración establece entre otros argumentos que al producirse el “shock” petrolero de 1979 se produjo una gran afluencia de recursos en manos de los países exportadores de petróleo (los llamados “petrodólares”), los cuales si no eran invertidos podrían llegar a causar serias perturbaciones en el sistema financiero mundial. Esto constituyó de acuerdo a sus declaraciones *“la gran oportunidad que encontraron los países de desarrollo intermedio entre ellos la Argentina en que aparecían coincidiendo el interés de los dueños de esos recursos financieros líquidos para colocarlos y el interés de nuestro país para tomarlos en créditos que facilitarían el financiamiento de su desarrollo tanto en el sector público como en el privado”* (Olmos, 2004, pag. 104).

Es decir, que de esta declaración se deduce que la toma de créditos en el exterior no respondía a necesidades reales de financiamiento, sino a las necesidades del mercado internacional de deshacerse de la abundante masa de dólares generada por el shock petrolero.

La falacia del argumento presentado por Martínez de Hoz queda evidenciada ante dos hechos: en primer lugar, los peritos de la causa señalan que *“entre 1978 y 1980 se mantuvo un elevado nivel de reservas que no se justifica desde el punto de vista de los*

requerimientos de importación". Como consecuencia de esta situación "se generan pérdidas como resultado de las diferencias de tasas entre las que se paga por tomar los fondos en operaciones de crédito y las que se cobran por colocar esos mismos fondos en los bancos del exterior" (Olmos, 2004, pag. 110). Es decir, que el elevado nivel de endeudamiento no respondía a necesidades de divisas para financiar importaciones, sino que las mismas se utilizaron para aumentar las reservas con mayores costos que beneficios.

TABLA II.5
Evolución de la deuda externa y reservas internacionales, Años 1976-1982
(en millones de dólares)

Fecha	Deuda externa			Reservas internacionales
	Total	Pública	Privada	
31/03/1976	8.948	5.251	3.697	1.022
31/03/1977	9.699	6.777	2.922	2.010
31/03/1978	10.029	6.109	3.920	4.976
31/03/1979	12.763	7.706	5.057	6.754
31/03/1980	20.952	11.149	9.803	10.326
31/03/1981	29.587	17.170	12.417	4.290
31/12/1981	35.671	20.024	15.647	3.719
30/06/1982	36.597	21.297	15.301	3.692
31/12/1982	38.736	24.109	14.627	3.048

¹ La deuda externa privada para el último período es al 31/10/1982

Fuente: Olmos, A., (2004)

Cuando las reservas comienzan a caer en conjunto con un mayor nivel de endeudamiento, los peritos establecieron que "se estimuló la salida de dólares en concepto de atesoramiento externo o gasto turístico, la proliferación de los autopréstamos y la liquidación de deudas manteniendo, sin embargo, su registro" (Olmos, 2004, pag. 110). Esto último fue reconocido por el propio Martínez de Hoz, quien aseguró que en la deuda externa figuran U\$S 4.000 millones que ya habían sido pagados y que sin embargo aún se registraban como impagos.

En segundo lugar, al analizar la naturaleza del endeudamiento externo queda en evidencia la falsedad del argumento de Martínez de Hoz de acuerdo al cual el financiamiento obtenido era utilizado para fomentar el desarrollo nacional. Como puede observarse en el siguiente cuadro, la mayor parte de la deuda contraída fue de tipo financiera, lo que pone en evidencia la naturaleza especulativa de dicho endeudamiento.

TABLA II.6
Deuda externa del sector público al 31/12/1983 por concepto y plazos
(en millones de dólares)
Cifras actualizadas al 07/09/1984

Concepto y plazos	Total
Total General	32.220
Comercial	2.115
- Corto plazo	49
- Largo plazo	2.065
Financiera	29.593
- Corto plazo	6.050
- Largo plazo	23.543
Otras obligaciones	512
- Corto plazo	143
- Largo plazo	369

Fuente: Olmos, A., (2004)

En el caso particular de las empresas públicas, mediante la Resolución 170/80 Martínez de Hoz estableció un régimen que regularizaba la toma de fondos que cada empresa pública podía solicitar en el exterior. Así, esta norma le confería al Secretario de Coordinación y Programación Económica, el Sr. Guillermo Walter Klein, la facultad de elaborar trimestralmente los niveles de endeudamiento a los cuales podían ser sometidas las empresas públicas. De esto se deduce que las deudas que contraían las empresas del Estado no respondían a necesidades reales de financiamiento, sino a un “cronograma” establecido desde el propio Ministerio de Economía.

Así, las empresas eran utilizadas como “prestatarias” del crédito externo, pero no hacían uso ni usufructo de dicho financiamiento, puesto que por estos préstamos las empresas no recibían divisas, sino que obtenían moneda argentina. En el caso de YPF en particular, los peritos judiciales intervinientes en la causa establecieron que las autoridades económicas *“decidieron el endeudamiento externo de la misma, sin que las divisas obtenidas se destinaran a atender sus necesidades financieras en moneda extranjera. Tales divisas fueron volcadas al mercado de cambios para favorecer la política de apertura de la economía... Ello significó, entonces, desviar los fondos externos del presunto destino que motivó la concertación de las operaciones de endeudamiento”* (Olmos, 2004, pag. 115).

El resultado de estas políticas fue un aumento brutal del endeudamiento externo de la empresa estatal. Como puede observarse en la siguiente tabla, en el lapso de siete años la deuda de la compañía petrolera se había multiplicado más de 16 veces:

TABLA II.7
Deuda externa de YPF – Años 1976-1983
(en millones de dólares)

24/03/1976	1980	1981	1982	1983
372	2.930	4.050	4.800	6.000

Fuente: Olmos, A., (2004)

Otro de los hechos que agudizaría los conflictos financieros de la empresa fueron las sucesivas devaluaciones ocurridas a partir del año 1981, en virtud de la dificultad de hacer frente a los compromisos externos contraídos en moneda extranjera. A inicios de dicho año el tipo de cambio se incrementó un 10%, mientras que en Abril y Junio del mismo año se sucedieron otras dos devaluaciones de alrededor del 30% cada una. Ante esta situación - y bajo el justificativo de la escasez de reservas - entró en vigor el primer régimen de seguros de cambio (Comunicación "A" 31 del BCRA del 5 de Junio de 1981), al cual pudieron acogerse todos los préstamos del sector privado que vencieran en Julio de dicho año, o los nuevos compromisos externos que se contrajeran desde ese momento. Mediante este régimen, el BCRA le garantizaba al deudor privado el tipo de cambio vigente al momento de establecer el contrato, cobrándole una "prima de garantía" que durante los primeros seis meses fue del orden del 40% del tipo de cambio determinado por la autoridad monetaria (Basualdo, 2006). Es importante destacar que la contratación de estos seguros de cambio - que derivarían en el año 1982 en la estatización de la deuda externa privada - le fue denegada a YPF, pese a la solicitud de la empresa frente a su crítica situación financiera (Olmos, 2004).

De lo expuesto hasta aquí se deduce que la crítica situación en la cual se encontraba la empresa estatal al finalizar el gobierno de facto no se derivaba de un desempeño ineficiente por parte de la misma, sino que fue consecuencia de las políticas implementadas por las autoridades de la época tendientes a beneficiar al capital privado en detrimento de la compañía petrolera y dejando así el terreno fértil para su posterior privatización.

II.3 El retorno de la democracia: Continuidad de políticas y “profundización (fallida)”

La llegada al gobierno de Raúl Alfonsín en el año 1983 no significó un quiebre en las políticas petroleras llevadas a cabo durante el gobierno cívico-militar, sino más bien una continuidad de las mismas. Como se verá a lo largo del presente apartado, las medidas implementadas redundaron en mayores beneficios para el capital privado, en detrimento de la petrolera estatal.

Durante el primer año del gobierno radical la extracción de petróleo descendería levemente. Asimismo, y como consecuencia del pobre desempeño del sector durante la dictadura, se produjo una caída de las reservas de crudo en un 3,4%, complicando aún más su horizonte (Barrera, 2012a). Asimismo, en virtud de las sucesivas devaluaciones iniciadas en 1981, los empresarios habían comenzado a exigir la renegociación de los contratos firmados con el gobierno anterior.

La producción ya había comenzado a declinar en 1982, lo cual puede pensarse como una forma de “extorsión” por parte de los contratistas para lograr su cometido. Así, en el año 1984 se aprobó la renegociación que había sido iniciada durante la última etapa del gobierno dictatorial, convalidando las pautas anteriormente pactadas. Pese a la sustancial mejora que obtuvieron a partir de dicha renegociación, los contratistas no elevaron su producción significativamente. El justificativo a esto puede encontrarse no sólo en la declinación natural de la productividad de los pozos, sino también en la falta de inversión por parte de las empresas contratistas (Kozulj y Bravo, 1993).

Si bien los contratos serían nuevamente renegociados en 1984 y 1985 otorgando así mayores beneficios a las empresas privadas, esto no redundaría en un aumento en la producción. Este escenario llevó al gobierno radical a implementar una serie de planes con el fin de lograr un aumento en las reservas.

El primero de ellos fue el Plan Houston, aprobado mediante el Decreto 1.443/85. Básicamente, el mismo consistía en la constitución de contratos entre YPF y los capitales privados a través de los cuales éstos adquirirían el derecho a explotar el 88,6% de la superficie sedimentada del país, reservando el 11,4% restante para que la empresa estatal realizara las inversiones pertinentes en busca de hidrocarburos. En el caso de que las empresas privadas descubriesen hidrocarburos, YPF podía asociarse con dichas

firmas mediante una participación mínima del 15% y máxima del 50%. A su vez, la empresa estatal adquiriría el petróleo obtenido por los contratistas a un precio que oscilaba entre el 70 y el 85% del precio internacional, dependiendo de la productividad del yacimiento (Barrera, 2012a).

Analizando las áreas concedidas para la exploración se comprueba una vez más la aversión al riesgo por parte de las empresas participantes, las cuales incurrieron en proyectos de inversión en áreas con bajo riesgo exploratorio, garantizándose así la obtención de ganancias extraordinarias sin la necesidad de invertir su capital en proyectos con un alto grado de incertidumbre. Como puede observarse en la siguiente tabla, de las 86 áreas en las que se firmaron permisos de exploración sólo 33 eran catalogadas como de alto o muy alto riesgo minero, siendo las mismas de vital importancia para incrementar el horizonte de reservas:

TABLA II.8
Permisos de exploración entregados al capital privado en el marco del Plan Houston
(en cantidad y %)

Riesgo	Cantidad	%
Bajo	39	45,3
Moderado	14	16,3
Subtotal	53	61,6
Alto	2	2,3
Muy alto	31	36
Subtotal	33	38,4
Total	86	100

Fuente: Barrera, M., (2012a)

Como era de esperarse, al no haberse realizado grandes inversiones de riesgo no se lograron importantes descubrimientos que permitieran aumentar el volumen de reservas de hidrocarburos. Lo que sí se logró - de acuerdo a lo manifestado por ciertos actores del sector privado - fue el ingreso masivo de capitales y su consolidación en el sector. Para dichos actores *“Este Plan se constituyó - sin lugar a dudas - en un profundo cambio en la política hidrocarburífera. Éste se transformó de un sistema dominado exclusivamente por la empresa del Estado, a un sistema abierto y desregulado, con la mayor parte de la responsabilidad en manos del sector privado (...) En consecuencia, la decisión política de convocar al capital extranjero para realizar inversiones en exploración, fue la mayor virtud del Plan Houston, independientemente de sus resultados que, como sabemos, fueron escasos (...) (Fundación “Consejo para el Proyecto Argentino” año 1992 en Barrera, 2012a, pag. 35).*

Esto llevó a la implementación en el año 1987 de dos nuevos planes: El Plan Huergo y el Olivos I. El primero de ellos tenía como objetivo aumentar la extracción por parte de la empresa estatal, a través del otorgamiento de beneficios tales como el aumento del precio del petróleo que se le reconocía a YPF, el cual aumentó a un 80% del precio internacional, incrementándose así un 45% el valor obtenido por la empresa estatal. El otro mecanismo implementado fue la compensación por parte del Tesoro Nacional del diferencial generado por el pago de regalías a las provincias por parte de YPF - el cual estaba atado al precio internacional del crudo -y el precio al que la empresa estatal vendía a las refinerías. Sin embargo, dichos avances fueron dejados sin efecto a partir del año siguiente por medio del Decreto 941/88 (Barrera, 2014).

El otro plan implementado en el año 1987 fue el Plan Olivos I. A pesar de las renegociaciones de los contratos que lograron las empresas en los inicios del gobierno radical, las mismas seguían argumentando que con los precios vigentes no estaban en condiciones de realizar mayores inversiones. El objetivo de dicho plan consistiría entonces en beneficiar nuevamente al sector privado a través de la fijación de un único precio (eliminando el “precio excedente”) y desvinculándolo del precio internacional, lo cual generaría mayor rentabilidad a los contratistas en un contexto de caída de dicha cotización. Asimismo, se abría la posibilidad de renegociación de los contratos cada tres años (Barrera, 2014).

Sin embargo, pese a todos los incentivos implementados la extracción total entre 1983 y 1989 tuvo un desempeño pobre. Pese a esto, dada la recesión económica que enfrentaba el país y la sustitución por otras fuentes energéticas (principalmente gas natural), en 1983 se logró el autoabastecimiento de crudo y se produjeron ligeros excedentes. Esto permitiría generar saldos exportables que junto con la reducción de las importaciones permitiría mejorar los saldos de la balanza comercial, en un contexto tan crítico como el de la crisis de la deuda externa iniciada en la década de los '80 (Kozulj y Bravo, 1993).

TABLA II.9
Importación de derivados en m³

Producto/año	1970	1975	1980	1985	1990
Aeronaftas	156	14.126	-	-	-
Motonaftas	1.276	119.794	274.570	-	34.588
Kerosene	-	60.364	100.343	62.582**	-
Solventes	-	218	772	204	1.731
Gas Oil	627.270	549.712	14.592	-	-
Diesel Oil	8.745	-	-	-	-
Fuel Oil	168.255	-	-	-	-
Lubricantes*	141.864	39.403	23.486	4.110	25.008
Gas Licuado	376.529	420.440	309.107	-	114

* Incluye grasas en 1980 por 63 toneladas, en 1985 por 58 (tn) y 82 (tn) en 1991.

** Kerosene doble propósito.

Fuente: Kozulj, R. y Bravo, M., (1993)

TABLA II.10
Exportación de derivados en m³

Producto/año	1970	1975	1980	1985	1990
Petróleo crudo	36.379	18.025	-	522.433	1.036.211
Aeronafta	1.269	311	-	-	126
Nafta común	30.731	-	-	483.939	138.642
Nafta especial	-	-	-	28.622	1.566.125
Solventes	1.584	209	7.587	123.017	628.911
Aguarrás	-	-	-	24.749	37.009
Gas oil	3.398	1.282	230.718	814.977	1.156.184
Diesel oil	-	-	20.991	-	172.227
Lubricantes	9.004	7.774	1.277	2.535	9.846
Fuel oil	116.598	38.057	1.230.394	2.099.715	1.037.077
Asfaltos	5.129	4.340	9.188	14.655	11.324
Extracto aromático	-	-	-	-	241
Grasas	113	196	167	48	-
Parafinas	4.299	2.744	7.130	5.553	7.283
Carbón residual	168.922	19.580	316.844	266.952	304.949
Alquilanto	-	-	-	-	5.783
Gas licuado	93	1.456	-	26.891	96.500
Coque calcinado	0	9.417	4.314	145.258	116.754

Fuente: Kozulj, R. y Bravo, M., (1993)

En cuanto a la situación de la empresa estatal, durante este período ésta no lograría recuperarse de la crisis en la cual estaba inmersa a causa de las políticas implementadas por el gobierno dictatorial. Así, durante los primeros años del gobierno democrático el stock de deuda continuaría incrementándose hasta 1985, impulsado por los compromisos comerciales. En 1987 comenzó a decrecer la participación en el stock de deuda de los componentes financieros en virtud de la Ley 23.526, mediante la cual se autorizaba “a la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales a afectar del producido de la recaudación del impuesto a los combustibles que debe ingresar al Tesoro Nacional, los pagos que efectúe

como consecuencia de la atención de los servicios y gastos de su deuda financiera externa”.

Esta Ley también facultaba al Poder Ejecutivo Nacional “*a instrumentar un régimen por el cual el Tesoro Nacional proceda a hacerse cargo de los servicios, gastos y amortización de la deuda financiera externa de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado vigentes al 31 de diciembre de 1986*”. Asimismo, a partir de dicha norma se condonaron las deudas que mantenía YPF con el Tesoro Nacional en concepto de intereses, actualizaciones y/o recargos a la fecha mencionada.

A través del Decreto 2.029/88 el Tesoro Nacional hizo uso de las facultades concedidas, extendiéndole a la empresa estatal un crédito denominado “Crédito por Compromiso de Aporte Deuda Financiera Externa - Ley 23.526” asumiendo así la deuda financiera de la empresa estatal, e ingresándose como contrapartida en el balance de la compañía como aporte de capital constitutivo de su patrimonio neto. Esto permitió un marcado descenso del endeudamiento de la firma estatal, en conjunto con una disminución del componente financiero y bancario en el mismo, el cual pasó a oscilar entre el 7 y el 39% (Barrera, 2012b).

Pese a todos estos esfuerzos, la precaria situación económica de la empresa no se revirtió. Esto redundó en la imposibilidad de realizar las inversiones necesarias para aumentar la producción en las áreas que conservaba. Como consecuencia, entre 1984 y 1989 la extracción total del país cayó un 4%, principalmente por la contracción de la producción de la empresa estatal en un 11,5% y de las concesionarias de un 7,1%. En contraposición, el desempeño de los contratistas fue destacable con mejoras de un 13%. La consecuencia de esta dinámica fue una contracción en la participación de YPF en materia de explotación: Mientras que en 1975 la misma extraía por su propia gestión el 75% del total, la mayor presencia del sector privado a través de las nuevas modalidades de contratación redundó en una caída de la participación de la firma estatal, la cual había descendido para el año 1989 a un 62,3% (Barrera, 2012b).

En medio de este contexto en el año 1988 se lanzaría el último plan petrolero ideado por el gobierno radical denominado Petroplan, mediante el cual se buscaría impulsar bajo una nueva lógica una mayor participación privada en el mercado primario de hidrocarburos. Dicho plan estaba centralizado bajo tres ejes: La constitución de uniones transitorias de empresas (UTEs) en áreas marginales, la formación de *joint ventures* entre

YPF y el sector privado para el trabajo conjunto en áreas centrales, y finalmente la desregulación completa del mercado (Barrera, 2014).

Respecto al primero de los ejes, éste se llevaría a cabo a través del llamado a licitación pública de las áreas en las cuales la empresa estatal extrajera menos de 200 m³ por día, las cuales serían cedidas a las empresas que ofrecieran una mayor suma de dinero por el “derecho de explotación”. Asimismo se establecía que el petróleo extraído sería de libre disponibilidad, sin la necesidad de vendérselo a YPF.

En cuanto a la constitución de *joint ventures*, la compañía estatal se asociaría con capitales privados conservando el control operativo al mantener una participación mayor al 50% en la sociedad, mientras que los inversores privados se comprometían a aportar tecnología y capital de riesgo. Al igual que en el caso de las zonas marginales, el crudo obtenido sería de libre disponibilidad. Este último aspecto es el que conllevaba al tercer eje rector del plan, que era la desregulación del mercado primario (Barrera, 2014).

Si bien este plan nunca llegó a implementarse - y de ahí que el autor Mariano Barrera alude a la idea de “profundización (fallida)” de las políticas de la dictadura durante el gobierno de Alfonsín - sus lineamientos constituirían el eje rector sobre el cual gestaría el presidente Carlos Menem su política petrolera, basada en la desregulación y posterior privatización del sector. Así, tras casi setenta años de un modelo basado en mayor o menor medida en la regulación pública y en la concepción estratégica del sector como fuente de recursos para el desarrollo de la economía nacional, se mutaría a un modelo con preeminencia del sector privado y regulado por la lógica del mercado, el cual concibe a estos recursos como simples *commodities*, dejándolos a la suerte del libre juego de la oferta y la demanda.

Capítulo III: La década de los noventa y la nueva política energética

III.1 La desregulación del sector energético: Primeras reformas y su posterior privatización

III.1.a Los primeros decretos

La liberación del dólar en Febrero de 1989 y la consecuente escalada de precios darían inicio a una crisis económica y social sin precedentes en la historia de nuestro país. Así, entre Febrero y Mayo de dicho año la divisa estadounidense subió de 17 a 240 australes. En conjunto, los índices de precios en los primeros cinco meses de dicho año pasaron a incrementarse de 9,5 a 80% mensual, en conjunto con severas caídas en la producción industrial (Thwaites Rey, 2003). Esta fatídica situación en el plano económico desencadenaría una oleada de saqueos a supermercados y un estallido social que el gobierno radical no pudo dominar. Es en este contexto que asume el gobierno de Carlos Menem en Julio de 1989, cinco meses antes de lo previsto.

Si bien el flamante presidente había estructurado su campaña electoral bajo las consignas de la “revolución productiva” y del “salariazó” - proponiendo un programa que tuviese como eje una política más progresiva de distribución del ingreso y de incentivo a la demanda que reactivara al sector industrial - una vez en el gobierno su programa se alejaría por completo de dichas consignas. Así, se daría paso a un ajuste estructural sin precedentes y a un extenso y veloz programa de privatizaciones de empresas públicas, en virtud de que uno de los ejes rectores de la nueva política económica era el “reordenamiento” de las cuentas públicas (Thwaites Rey, 2003). De acuerdo a esta autora: *“La premura por cerrar las cuentas públicas, obteniendo para ello recursos frescos y genuinos, lleva al Gobierno a plantearse un elemental esquema “de caja”, en el que era preciso liquidar cuanto antes todo lo que daba pérdida y reunir, simultáneamente, la mayor cantidad de divisas posible para hacer frente al endeudamiento externo e interno”* (Thwaites Rey, 2003, pag. 29).

Este programa de reformas estructurales - coincidente con las pautas delineadas en el Consenso de Washington⁴ - sería plasmado en el plano normativo a través de la sanción

⁴ Esta denominación fue ideada por John Williamson para describir una serie de políticas que eran esgrimidas por los organismos internacionales, con el objetivo de que fueran aplicadas principalmente en América Latina. Entre las medidas pregonadas se encontraban: El mantenimiento de la disciplina fiscal, la eliminación de las

de las Leyes de Reforma del Estado (Ley 23.696) y de Emergencia Económica (Ley 23.697). La Ley 23.696 declararí­a en emergencia la prestación de los servicios pú­blicos, confiriéndole al Estado la potestad de establecer las empresas pú­blicas que estarían “sujetas a privatización”, pudiendo transferirlas al sector privado a través de distintas modalidades (venta de activos, de acciones, concesiones, entre otras). En cuanto a la Ley de Emergencia Económica, la misma establecía la suspensión de subsidios o subvenciones de cualquier tipo que afectaran los recursos del Estado Nacional, así como también la eliminación del régimen de compra nacional y la derogación de aquellas normas de la Ley 21.382 (Ley de Inversiones Extranjeras) por las cuales se requería la aprobación del Poder Ejecutivo para las inversiones de capitales extranjeros en el país.

Respecto al proceso privatizador que comenzaría a gestarse es importante destacar que el mismo se vio favorecido por el clima cultural reinante durante la época, en virtud de la caída del Muro de Berlín y del “fracaso de las políticas centralmente planificadas”, revitalizando así la primacía del mercado por sobre el Estado y el avance del capital privado en la esfera estatal (Barrera, 2014).

En lo que concierne al sector hidrocarburífero, para que el proceso de desregulación y posterior privatización fuera legitimado era menester cambiar la concepción estratégica que se tenía de este sector, echando por tierra aquellas nociones vinculadas al autoabastecimiento, la soberanía y al uso racional de recursos no renovables, dando paso a una lógica mercantilista a partir de la cual los hidrocarburos eran considerados como una simple mercancía, la cual no tenía ningún valor si se mantenía en el subsuelo; por tanto era necesario aumentar la producción y maximizar su valor presente. En palabras del presidente Menem: *“Desearía subrayar especialmente que el rumbo de la Argentina es el rumbo del mundo (...) sin supuestas pseudosoberanías (...). No estoy dispuesto a permitir que el petróleo sea sinónimo de riqueza dormida. De riqueza dilapidada. De riqueza oculta, que siempre degenera en pobreza visible. No estoy dispuesto a atarme a dogmas, y permitir que todo ese caudal intenso que corre por nuestras venas y en nuestra tierra sea inexplorado o sumergido en el atraso. (...) Por la ineptitud de quienes debieron aplicar estrategias eficaces para su explotación. O por una suerte de ostracismo, que afortunadamente ya estamos dejando en el camino”* (Menem, 1992 en Barrera, 2014, pag. 175).

restricciones al comercio y a los flujos de inversión extranjera directa, la privatización de empresas pú­blicas y la desregulación de la economía (Williamson 1990 y 2005 en Barrera 2014).

De esta manera se daría inicio a la sanción de una serie de leyes y decretos a través de los cuales se delineó el marco normativo que permitió llevar a cabo la desregulación del sector y la venta tanto de Gas del Estado como de YPF. A continuación se hará un breve repaso de las distintas normas instrumentadas en materia de política energética:

a) Decreto 1.055/89: Con el fin de *“propiciar la reactivación de la explotación de hidrocarburos mediante el aumento de su producción”*, se autoriza a la licitación de áreas marginales y centrales operadas por YPF, teniendo como objetivo a través de dicho proceso de desregulación *“reemplazar en forma creciente la intervención del Estado en la fijación de los precios, márgenes de bonificaciones, cuotas, cupos, etc. por los mecanismos de asignación del mercado y el libre juego de la oferta y la demanda”*. De acuerdo a esta norma, la desregulación de la industria conllevaría al *“crecimiento de la producción de hidrocarburos, incremento de las reservas del país y equitativa participación en la distribución de la renta petrolera que se genera de todos los sectores que contribuyen a su formación”*.

Para aumentar la extracción de aquellas zonas con bajos niveles de explotación, el gobierno promulgó la concesión de las mismas. Por zonas marginales se consideraban a aquellas zonas que a la fecha del Decreto *“hayan permanecido inactivas durante cinco (5) o más años”*, o *“que su producción diaria, promedio del año 1988 no haya superado los doscientos (200) m³ de petróleo”*. Las concesiones serían adjudicadas a aquellas empresas que ofrecieran el mayor monto en concepto de explotación - quedando excluidas de concursar las empresas extranjeras - y tendrían una vigencia de veinticinco años, conforme a lo estipulado en la Ley 17.319. Asimismo, se les confirió a las empresas concesionarias la libre disponibilidad de la producción obtenida (pudiendo ser comercializada tanto en el mercado interno como externo), y se les obligaba a producir durante los tres primeros años de vigencia del contrato un nivel no inferior al 80% del volumen producido por YPF en el año anterior al de la recepción del área.

De esta manera, entre 1990 y 1993 se licitaron por medio de diversos concursos públicos internacionales un centenar de áreas que cumplían con dichas características, resultando en la entrega de 86 áreas con una extensión de 34.700 km², las cuales representaban en términos generales un 13% de la extracción del conjunto del país (Barrera, 2014). Por esta operatoria el Estado recaudó un total de U\$S 450 millones, cediéndole así al sector privado el 10% de las reservas de petróleo y el 4% de las reservas de gas natural del total nacional. Asimismo - y pese a que el espíritu de las reformas era estimular la libre

competencia en el sector - se eliminaron las restricciones respecto a la adquisición de concesiones que establecía la Ley 17.319, lo cual resultó en la concentración de estas áreas en un reducido número de empresas: Las cinco primeras firmas (Techint, Pérez Companc, Glacco, Pluspetrol y Astra) pasaron a tener injerencia en 48 de las 86 áreas entregadas (Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012).

En cuanto a los efectos en el aumento de la producción en estas áreas una vez cedidas al sector privado, de acuerdo a Kozulj y Bravo (1993) si se comparan las cifras de 1988 y 1990 (cuando estas áreas eran operadas por YPF) con respecto a las de 1992 (cuando ya estaban privatizadas) se concluye que a nivel global la producción se mantuvo en los volúmenes de 1988, pero que es superior a la de 1989 y 1990 debido a que comenzaron a operar yacimientos que anteriormente no lo estaban haciendo. Este hecho es muy distinto a afirmar que el aumento en la productividad sea efecto de la privatización de estas áreas. Asimismo, YPF sí conservó las áreas realmente marginales, de acuerdo al nivel de producción, reservas y costos, mientras que algunas de las mismas fueron cedidas a las provincias.

En lo que respecta a la licitación de "áreas para recuperación asistida" denominadas también como áreas centrales, se otorgaba la posibilidad a empresas de capital tanto nacional como extranjero de asociarse con la empresa estatal en la operatoria de las principales áreas hidrocarburíferas del país. De acuerdo a esta norma, las empresas que estuvieran interesadas en participar debían ofrecer un pago al contado en concepto de derecho de asociación, adjudicándose las áreas a aquellas firmas que ofrecieran un monto mayor. Al igual que en la concesión de áreas marginales, el plazo máximo de vigencia de los contratos - en base a la conformación de Unión Transitoria de Empresas (UTEs) - era de veinticinco años, obteniendo las firmas como contraprestación la libre disponibilidad del crudo extraído (de acuerdo al porcentaje correspondiente a su asociación), pudiendo ser utilizado para el abastecimiento del mercado interno así como para su exportación.

Si bien a través del Decreto 1.216/90 se había establecido que la participación de YPF en estas áreas no podía ser inferior al 50%, un año después mediante el Decreto 1.727/91 (rectificado por el Decreto 1.805/91) se amplió la cesión de dichos porcentajes, argumentando que *"ese porcentaje respondió a políticas de privatización que, revisadas y actualizadas, indican la conveniencia de incrementar la participación del capital privado en la explotación de hidrocarburos asociado con YPF Sociedad Anónima"*.

Esta ampliación de los porcentajes se debió en realidad a la necesidad del Tesoro Nacional de generar mayores ingresos para reducir el déficit en las cuentas públicas: En 1991 las mismas tuvieron un resultado negativo de U\$S 4.538 millones, los cuales fueron parcialmente compensados por los ingresos obtenidos por la privatización de empresas públicas, por un monto de U\$S 2.194 millones (de los cuales U\$S 803,6 millones correspondieron a la cesión de las cuatro áreas centrales de la petrolera estatal: El 60% de Puesto Hernández, el 90% de Vizcacheras, el 70% de El Huemul y el 90% de El Tordillo) (Barrera, 2014).

Resulta considerable destacar en este punto el proceso a través del cual se realizó la valorización de los activos cedidos al capital privado, tanto en lo que concierne a las áreas marginales como a las centrales. Para llevar a cabo esta operatoria, se invitó a concursar a seis consultoras internacionales, con el fin de realizar una auditoría para evaluar el volumen de reservas realmente existente en el territorio⁵. La misma fue financiada por el Banco Mundial, y finalmente fue adjudicada a la firma Gaffney, Cline y Asociados de EE.UU. La auditoría realizada sobre 234 yacimientos existentes en el territorio argentino arrojó un resultado de reservas de petróleo de 249 millones de m³ y de gas natural de 537.000 millones de m³, siendo esta estimación un 28% inferior a la reconocida oficialmente con anterioridad (Kozulj y Bravo, 1993).

Si bien el gobierno al inicio de las gestiones había calculado que con porcentajes entre el 35 y 50% de participación privada en las cuatro áreas centrales obtendría ingresos no inferiores a los U\$S 1.300 millones, los resultados de la auditoría arrojaron valores considerablemente menores: U\$S 223 millones por una asociación del 35%, y U\$S 447 millones por una participación equivalente al 50%. Es por esta razón - y por la necesidad de financiamiento del Tesoro Nacional - que posteriormente se amplió el porcentaje de participación en dichas áreas a un 90% (Barrera, 2014).

⁵ Es importante destacar que dicha auditoría se realizó a pesar de que no existía desconfianza por parte del empresariado que se desempeñaba en el sector respecto a los cálculos de reservas existentes al momento. El presidente de Pérez Companc, Oscar Vicente declaraba tres o cuatro meses antes del informe de la consultora que: "En ese año [1968] la relación reservas/producción era realmente crítica para el país [e] incorporamos a las reservas primarias las posibles reservas secundarias que podían obtenerse de todos los yacimientos del país. Así se logró mejorar la relación (...). A partir de ese momento teníamos que obtener producción por secundaria (...). Así fue como, de los éxitos y fracasos empezamos a comprender que no todos los yacimientos respondían como se había pensado que iban a responder y fuimos reduciendo lentamente las reservas asignadas a secundaria. En una palabra, hicimos un **blanqueo** (...). Cuando realmente incorporábamos más, aprovechábamos para blanquear la **mentira** inicial. *Así como en aquella época dudábamos de esos datos, hoy podemos decir que las cifras actuales son bastante correctas, tanto las que maneja YPF como aquellas que manejan las compañías privadas*". (negritas en el original y cursivas agregadas por el autor, Vicente, 1990: 4.412 en Barrera, 2012c, pag. 48)

En cuanto a las empresas beneficiadas por esta modalidad de asociación, es necesario destacar que se trata de las mismas firmas que crecieron considerablemente durante la última dictadura militar y que también participaron en la concesión de áreas marginales y en la reconversión de contratos (Pérez Companc, Compañía General de Combustibles, Astra y Tecpetrol) (Barrera, 2014). Asimismo, un hecho relevante ha sido la participación por primera vez de firmas de capital extranjero, las cuales como se verá posteriormente tendrán un gran peso en el mercado hidrocarburífero argentino:

TABLA III.1
Participación de grupos económicos y empresas trasnacionales en las áreas centrales concesionadas
(en valores absolutos y %)*

	Único operador	Participación compartida	Total	% sobre total	Acumulado de áreas en las que tienen injerencia	%
Pérez Companc (Cía. Naviera Pérez Companc, Entre Ríos Inversiones, Petrolera Patagónica, Inter Río Holding Establishment) (Arg.)		3	3	33,3	3	33,3
Cía. General de Combustibles (Soldati) (Arg.)		3	3	33,3	6	66,7
Astra Capsa (Arg.)		2	2	22,2	7	77,8
Tecpetrol (Techint) (Arg.)		2	2	22,2	7	77,8
Total Austral (Francia)	1		1	11,1	8	88,9
Bridas (Bridas, Valdana) (Arg.)		1	1	11,1	9	100
Pluspetrol (Arg.)		1	1	11,1	9	100
Santa Fe Energy (EEUU)		1	1	11,1	9	100
Quintana Petroleum (EEUU)		1	1	11,1	9	100
Repsol (España)		1	1	11,1	9	100
Occidental Exploration (Oxy) (EEUU)		1	1	11,1	9	100
Ampolox (Australia)		1	1	11,1	9	100
Braspetro (Brasil)		1	1	11,1	9	100
Chauvco Resources Ltd. (Cánada)		1	1	11,1	9	100
Coastal Arg. (EEUU)		1	1	11,1	9	100
Dong Won (Corea)		1	1	11,1	9	100
Energy Development Corporation (EEUU)		1	1	11,1	9	100
Marc Rich (Suiza)		1	1	11,1	9	100
Norcen (Canadá)		1	1	11,1	9	100
Total de áreas	9	9	9	100		

* El total del porcentaje excede el 100% dado que se está contemplando la cantidad de áreas en las que cada grupo tiene participación tanto como operador único o compartido. No obstante, aquellas áreas en las que una empresa intervenía con otra de su propiedad fueron consideradas como única participación.

Fuente: Barrera, M., (2014)

b) Decreto 1.212/89: Para profundizar el proceso de desregulación del sector iniciado a través de las normativas anteriormente mencionadas, a través de este Decreto se llevó a cabo la reconversión de los contratos de locación de obra y servicios otorgados entre 1958 y 1983 por concesiones o asociaciones con la empresa estatal. Asimismo, se establecía que el petróleo producido por los nuevos concesionarios o por los nuevos socios de acuerdo a su porcentaje de participación sería de libre disponibilidad, pudiendo exportarlo una vez obtenida la autorización por parte de la Secretaría de Energía, en un plazo máximo de siete días hábiles. Una vez transcurrido este plazo, si la Secretaría no se hubiera pronunciado sobre el tema se otorgaba automáticamente la autorización.

Respecto a la importación de petróleos crudos y derivados del petróleo este Decreto establece que no se requiere autorización previa, y se encuentra libre del pago de aranceles cuando dicha importación sea menor a los 8 millones de m³.

Es importante destacar que estas nuevas concesiones, a diferencia de lo ocurrido con las áreas marginales, no fueron licitadas a través de un concurso público internacional, ni se realizaron desembolsos monetarios por las mismas, sino que fue una suerte de adjudicación directa a las firmas que anteriormente eran contratistas. Así, la reconversión de los contratos se realizó violando la Ley 17.319, en virtud de que la misma en su artículo 79 establece que: *“son absolutamente nulos: (...) c) Los permisos y concesiones adquiridos de modo distinto al previsto en esta ley”*. De esta manera, fue entregada gratuitamente el 33,8% de la explotación de petróleo y el 19,7% de la producción de gas natural (Barrera, 2014).

c) Decreto 1.589/89: Entre los lineamientos de dicha normativa se destacan la posibilidad de adhesión al régimen de libre disponibilidad de hidrocarburos a los titulares de los contratos emergentes del Plan Houston, y la eliminación de todo arancel, derecho o retención, así como de reintegros o reembolsos presentes o futuros. También por medio de este Decreto se establecía la libre disponibilidad de hasta el 70% de las divisas provenientes del comercio en el mercado interno o de la exportación de hidrocarburos.

d) Decreto 2.778/90: En virtud de *“que del análisis sobre las actuales condiciones en que se desenvuelve YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES SOCIEDAD DEL ESTADO se desprende la imposibilidad de dicha empresa para desarrollar sus actividades en el citado mercado desregulado, competitivo y abierto”*, a través de este Decreto se delineó un Plan de Transformación Global de la firma estatal, estableciendo a partir del 1° de Enero de 1991 la transformación de YPF S.E. en una Sociedad Anónima, cuyas acciones serían ofrecidas en bolsas y mercados bursátiles y también en licitaciones.

Este Plan de Transformación preveía que la ex empresa estatal sólo conservara los activos que se consideraran como estratégicos y con valor económico, mientras que el resto debía venderse, asociándose a su vez con otras firmas en aquellas actividades que aún en su poder implicaran riesgos o inversiones de magnitud. En cuanto a la valuación de los activos, el mencionado Decreto establece que el capital social de la empresa se fija en un valor estimado de U\$S 1.170 millones. Sin embargo, de acuerdo a Kozulj y Bravo (1993) este valor era considerablemente inferior al real: *“Los activos de YPF se estiman en no menos de 20.000 millones de dólares. A pesar de una valorización de la consultora Mc Kinsey que le atribuye entre tres y cuatro mil millones, el Decreto estima en sólo 1.170 millones el capital social”* (Kozulj y Bravo, 1993, pag. 109).

En cuanto a aquellos activos considerados como “no estratégicos y/o tampoco rentables”, se procedió a su licitación. Así, en el lapso de dos años (1992-1993) se vendieron diversos activos: Refinerías, ductos, terminales marítimas, flota de buques tanque, lanchas y embarcaciones menores utilizadas para el comercio marítimo de hidrocarburos, así como de equipos de perforación y terminación. Si bien lo recaudado por estas ventas si se compara con lo obtenido por la concesión de las reservas fue relativamente menor (U\$S 269,2 millones), la privatización de estos activos fue de gran significancia en el proceso de desarticulación tanto vertical como horizontal de YPF S.A. (Barrera, 2012c). De acuerdo a Kozulj y Bravo (1993): *“El análisis de las disposiciones de este decreto lleva a la conclusión de que el objetivo real del mismo fue achicar la empresa, desarticulándola y malvendiéndola, para dificultar su papel de empresa testigo y reguladora de una actividad de tipo oligopólico”* (Kozulj y Bravo, 1993, pag. 109).

Otro ejemplo de venta de activos “no estratégicos”, que da cuenta del cambio en la concepción del rol que cumple el petróleo en la actividad económica fue la venta de su planta de investigación y desarrollo tecnológico, la cual permitía realizar investigaciones en ciencia y tecnología y fomentar la innovación mediante el trabajo intelectual local. De acuerdo a Mansilla (2007): *“Al perder el papel de recurso natural estratégico y tomar el rol de una mercancía exportable sin elaboración previa y estandarizada (commodity), la investigación que permite la industrialización mediante el agregado de valor no es necesaria. Al venderse y declararse no estratégica la investigación científica argentina, se está demostrando que el petróleo ha dejado de ser un recurso a proteger para el Estado Argentino”* (Mansilla, 2007, pag. 125).

En cuanto a la cronología de la venta accionaria de YPF S.A. se hará un análisis más detallado en el próximo apartado.

e) Decreto 2.178/91: Por medio de este Decreto se iniciaría un proceso de concesión de áreas para la exploración, cuyo objetivo era incrementar las reservas de hidrocarburos, convocando a Concursos Públicos Internacionales para la adjudicación de las áreas. Entre los beneficios otorgados a las empresas concesionarias se destacan la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos en las áreas exploradas y posteriormente explotadas, exenciones impositivas para la importación y exportación de hidrocarburos, junto con la libre disponibilidad del 70% de las divisas provenientes del comercio de dichos recursos.

A diferencia del Plan Houston, en este caso no se obligaba a las empresas a asociarse con YPF, ni tampoco debían realizar ningún desembolso en concepto de derechos de exploración, sino que solamente debían asumir un compromiso de inversión, el cual no podía ser inferior a U\$S 1,5 millones. Al analizar la cantidad de permisos de exploración otorgados se comprueba una vez más la aversión al riesgo por parte del capital privado, puesto que de los 140 permisos de exploración que se licitaron sólo se entregaron 23, con una presencia mayoritaria de empresas de capital extranjero y de la empresa estatal, siendo ésta nuevamente la firma que mayores riesgos asumió (Barrera, 2014).

III.1.b YPF S.A. y la privatización de Gas del Estado

En Octubre de 1992 fue promulgada la Ley 24.145 de Federalización de los Hidrocarburos y de Privatización de YPF. La sanción de la misma se produjo luego de un debate parlamentario con posiciones encontradas, tanto desde el oficialismo como desde el arco opositor en virtud de la objeción a que el Estado perdiera el control de la empresa, así como la negativa sobre la nueva concepción que desde el gobierno se promulgaba respecto al rol de los hidrocarburos en el desarrollo nacional.

El interés y la celeridad por privatizar la empresa respondían más bien al afán de hacerse de recursos en virtud de la urgencia fiscal y de los compromisos de ajuste que había asumido el gobierno con el Fondo Monetario Internacional. La premura porque se efectivice el proceso de enajenación de la empresa era de estado público, expresado por las mismas autoridades de la época. En palabras del Ministro de Economía Domingo Cavallo: *“Si no se aprueba antes de octubre, no se podrá cumplir con la meta de superávit primario de 1.536 millones de dólares comprometido con el FMI”* (en Barrera, Sabbatella y Serrani, 2012).

Tras el mencionado debate parlamentario, finalmente se llegaría a la promulgación de la Ley 24.145. Entre los puntos principales de esta Ley se destacan:

- Distribución de acciones: El capital social de la empresa se distribuyó de la siguiente manera: 51% de acciones clase “A” le correspondían al Estado Nacional, 39% de acciones clase “B” a las provincias en cuyo territorio se hallasen ubicados yacimientos de hidrocarburos o, en su caso, por las provincias no productoras de hidrocarburos, y el 10% de acciones clase “C” estaba constituido por acciones que pudieran ser adquiridas por el

personal de la empresa. Las acciones que fuesen compradas con posterioridad por particulares serían denominadas como de clase “D”.

- Tanto el Estado Nacional como las Provincias se encontraban obligados a enajenar en un plazo máximo de tres años un porcentaje no inferior al 50% del capital social de la empresa, representando la primera oferta un mínimo del 20% del mismo.

- Respecto a la tenencia accionaria correspondiente al Estado Nacional, para que la misma pudiera reducirse a un porcentaje menor al 20% se requería previa aprobación por Ley.

- El Estado Nacional asumiría las deudas de YPF Sociedad del Estado existentes al 31 de Diciembre de 1990, mientras que YPF Sociedad Anónima debía hacer lo mismo con los resultados negativos que surgieran de los estados contables al 31 de Diciembre de 1990 y 1991.

- La valorización de los activos de la empresa sería efectuada en cada caso por las Entidades Públicas o Privadas, Nacionales o Internacionales que se considerara apropiado convocar a esos efectos.

- Se transfiere a las provincias el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos que se encontrasen en sus territorios, a partir del vencimiento de los plazos contractuales por las concesiones, permisos de exploración y explotación y asociaciones oportunamente otorgados.

En cuanto a este último punto (de vital importancia para la aprobación de la Ley en virtud del apoyo recibido por las provincias extractoras de hidrocarburos) en la práctica en el corto plazo no tendría ningún efecto. De acuerdo a Kozulj y Bravo (1993): *“La provincialización de los yacimientos es esencialmente simbólica, ya que tendrá lugar a partir del vencimiento de los plazos legales de los actuales contratos de concesión y asociación. De esta manera quedan excluidos de la provincialización la casi totalidad de los yacimientos actuales (...) En consecuencia, de los yacimientos actualmente en producción, en los hechos sólo pertenecerán a las provincias los transferidos como áreas marginales, que representan solamente el 0,2% de las reservas comprobadas del país”* (Kozulj y Bravo, 1993, pag. 227).

Respecto a la valuación del capital accionario de la empresa, en una primera instancia se decidió vender el 31,2% de las acciones, pero en virtud de las presiones ejercidas por los inversores la misma se amplió un 4,2% adicional. Pese a este incremento en el porcentaje del capital social a enajenar, la demanda por estos títulos continuó aumentando, hasta alcanzar los U\$S 8.500 millones, mientras que el Estado Nacional pretendía obtener por dicho porcentaje entre U\$S 2.151 y 2.530 millones. Ante este exceso de demanda, en lugar de incrementar el precio de la acción (estimado en una banda oscilante entre los 17 y los 20 pesos por título), se decidió aumentar el volumen de oferta: Del 31,2% del capital social que inicialmente se iba a enajenar, se incrementó a un 45,3% vendiéndose a un valor de U\$S 19 por acción, logrando el Estado Nacional recaudar por la operatoria U\$S 3.040 millones. Por tanto, la empresa más importante del país resultó finalmente valuada en tan sólo U\$S 6.707 millones, una suma considerablemente inferior a los U\$S 8.000 millones que, como mínimo el presidente de la empresa José Estenssoro calculaba como el valor más cercano al “real” (Estenssoro, 1992, en Barrera, 2014). Si a esta valuación se la pone en contexto con la facturación anual de la empresa, la misma equivalía aproximadamente a 20 meses de ingresos de la firma estatal⁶; es decir que se valuó a la empresa (incluyendo no sólo sus activos físicos, sino también a todos sus yacimientos y reservas) en menos de dos veces su facturación anual (Mansilla, 2007).

Así, una vez finalizada esta primera venta, la composición accionaria se hallaba distribuida de la siguiente forma: a) Estado Nacional: 20% más la acción de “oro”⁷, b) Estados Provinciales: 12%, c) Personal de YPF S.A.: 10%, d) Sistema Previsional: 12% y e) Sector Privado: 46% (Kozulj, 2002).

Pese a las objeciones que existieron al interior del debate parlamentario respecto a la extranjerización de la compañía, al observar la nacionalidad de los inversores con participación accionaria en YPF a partir de esta primera operatoria se evidencia que el hecho de que la petrolera estatal estuviese en manos del capital extranjero no era un aspecto considerado de importancia para los gobernantes de la época.

⁶Según la memoria del año 1993 de YPF S.A., en 1992 la firma había facturado una cifra cercana a los U\$S 4.000 millones, mientras que las utilidades del año siguiente fueron de U\$S 700 millones (Mansilla, 2007).

⁷De acuerdo a la Ley 24.474, mientras que el Estado conserve una acción de la clase “A”, se requerirá su voto afirmativo para: La fusión de la empresa con otra u otras sociedades, aceptar o negar que YPF sufra una situación de copamiento accionario consentido u hostil que represente la posesión del 51% del capital social de la empresa, transferir a terceros la totalidad de los derechos de explotación, y avalar la disolución voluntaria de la firma.

TABLA III.2
Nacionalidad de los inversores que compraron acciones de YPF S.A.
(en valores absolutos, millones de dólares y %)

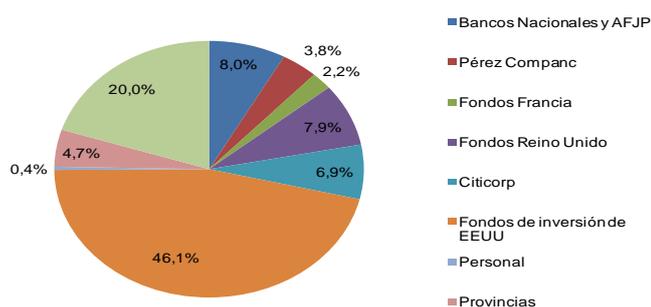
	Millones de acciones	Millones de dólares	%
Argentina	47	893	29,4
EE.UU	76	1.452	47,8
Europa y Japón	31	591	19,4
Resto de América	6	105	3,4
Total	160	3.040	100

Fuente: Barrera, M., (2014)

Esta estructura accionaria iría mutando, puesto que los jubilados, el personal de la empresa y las provincias fueron vendiendo sus acciones, en virtud no sólo de los mejores precios ofrecidos por las mismas, sino ante la necesidad de liquidez como consecuencia de un contexto económico recesivo y de mayor desempleo que comenzó a gestarse a partir del segundo semestre de 1994 (Kozulj, 2002). Asimismo, en el año 1995 se sancionaría la Ley 24.474, a partir de la cual se autorizaba al Estado Nacional a desprenderse del 20% del capital accionario que conservaba en su poder, pudiendo reducir su tenencia hasta una sola acción.

Antes de la venta del paquete accionario de YPF S.A. a la empresa Repsol, se estima que el capital privado poseía un 74,9% de la firma, de los cuales el 63,1% pertenecía a fondos privados extranjeros, mientras que el 11,8 % restante estaba en manos del sector privado local:

GRÁFICO III.1
Participación en la tenencia de acciones de YPF S.A. hacia 1998



Fuente: Kozulj, R., (2002)

Finalmente, en Enero de 1999 se autorizaría al Estado Nacional a través del Decreto 31/99 a desprenderse del 14,99% de su tenencia accionaria. Este porcentaje fue vendido a la empresa Repsol a razón de U\$S 38 por acción, lo cual le reportó al fisco nacional un ingreso de alrededor de U\$S 2.011 millones. Posteriormente, en Abril de dicho año la firma española (que controlaba a la petrolera Astra y a la firma local expendedora de

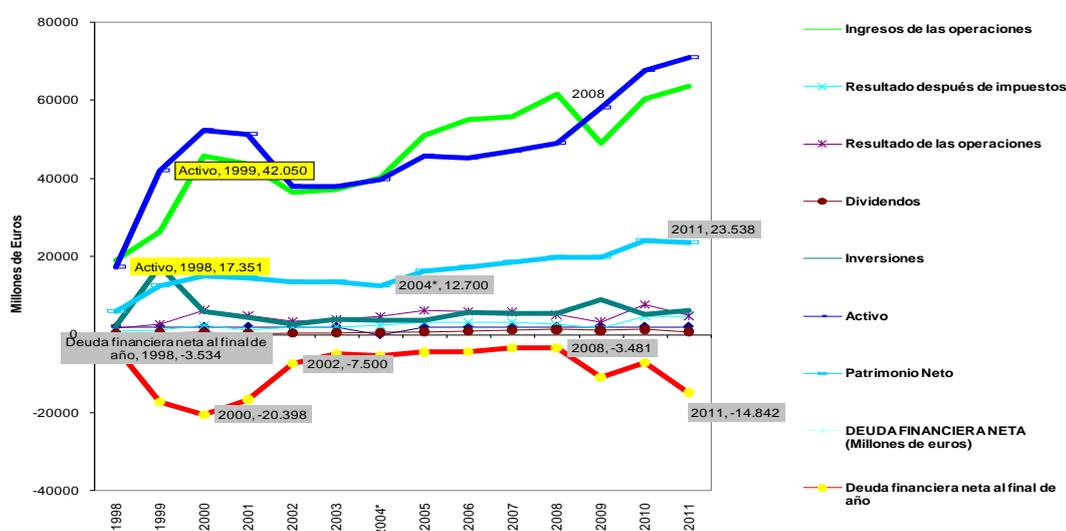
combustible EG3), realizó una oferta pública por el 85,01% del capital social de YPF, a un valor de U\$S 44 por acción. Asimismo, a través del Decreto 666/99 se facultó al Estado Nacional a vender el 5,3% de su participación (conservando mil acciones para hacer uso de la acción de “oro”), operatoria por la cual logró recaudar U\$S 842 millones. La concreción de la operación para obtener el control mayoritario de la firma le reportó a Repsol un desembolso de U\$S 13.036 millones, el cual se eleva a U\$S 15.047 millones si se tiene en cuenta la primera adquisición (Barrera, 2014).

Esta operatoria le significó a Repsol un aumento considerable en su nivel de endeudamiento, en virtud de que el monto de la compra duplicaba al patrimonio neto de la empresa⁸. Así, de 1998 a 1999 su deuda de corto plazo subió un 267% y la de largo plazo un 538%, presentando una tasa de endeudamiento sobre fondos propios del 79 %. El BBVA y la Caixa – los accionistas principales de Repsol – fueron los actores claves en este proceso, en virtud de que lograron atraer al CitiGroup, Merrill Lynch, Union de Banques Suissess (UBS) y Goldman Sachs para conformar junto a las mencionadas firmas un club de bancos que financiara la compra (CEPAL, 2002). Sin embargo este es tal vez uno de los aspectos más oscuros de la historia reciente en tanto esa gigantesca toma de deuda fue continuada de un súbito desendeudamiento que nadie ha podido explicar. En efecto como se observa en el siguiente gráfico, entre 2000 y 2002 Repsol redujo su deuda en 12.898 millones de euros, hecho que no podría ser explicado ni por su rentabilidad ni por venta de activos. En cambio, de modo curioso es concomitante con la fuga de divisas y la pesificación posterior de los depósitos bancarios de los argentinos, lo que podría indicar una triangulación del dinero fugado toda vez que ciertos bancos privados como los mencionados eran accionistas de Repsol. Este hecho, exigiría al menos una rendición de cuentas del origen de los fondos para cancelar la deuda de Repsol y ameritaría una investigación internacional. Lamentablemente está lejos de las posibilidades de esta investigación profundizar en el tema, aunque se deja evidencia del suceso.

⁸Mientras que la compra de YPF le costó a Repsol un desembolso cercano a los U\$S 15.000 millones, el patrimonio neto de la empresa española al 31 de Diciembre de 1998 era de 6.043 millones de euros, que equivalían a menos de U\$S 7.000 millones (CEPAL 2002, en base a Repsol-YPF S.A. (2001) “Annual Report on form 20-F Pursuant to Section 13 or 15 (d) of the Securities Exchange Act of 1934 for the Fiscal Year Ended: December 31, 2000”).

GRÁFICO III.2

Impacto de la compra de YPF por Repsol: Endeudamiento y desendeudamiento



Fuente: Repsol magnitudes 1998-2011 accedido en <https://www.repsol.com/es> Febrero 2012

La estructura accionaria de YPF quedaría luego de esta sucesión de operaciones configurada por: a) Estado Nacional: Acción de "oro", b) Personal de YPF S.A.: 0,4% (en litigio), c) Resto del Sector Privado: 1,37% y d) Repsol: 98,23%. Realizando un análisis comparativo entre el valor de esta operatoria y la primera venta del paquete accionario, claramente se puede arribar a la conclusión de que la entrega del patrimonio de la empresa se realizó por una suma irrisoria. En palabras de Kozulj (2002): *"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 15.169 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 7.000 millones, la transacción con Repsol supera el doble de esa cantidad"* (Kozulj, 2002, pag. 22).

Resulta interesante destacar el motivo por el cual la empresa española accedió a comprar el paquete accionario de la ex petrolera estatal a un valor relativamente superior al que cotizaba en el mercado⁹. La inserción del capital privado español en la Argentina,

⁹El día 5 de Enero - fecha en la cual el Estado Nacional realiza la oferta por el 14,99% - la acción cotizaba a U\$S 29,25, mientras que el precio al cual finalmente es vendido este porcentaje fue de U\$S 38 por acción.

y particularmente de Repsol en el mercado de hidrocarburos se daría como parte de una estrategia de expansión hacia otros mercados, puesto que el ingreso de España en 1985 a la Comunidad Europea implicó no sólo la libre circulación de mercancías y de personas sino también la libre movilidad de capitales, lo cual redundaría en la caída en la renta obtenida por las empresas españolas que gozaban de una situación de mercado de tipo monopólica. Así, una vez que la empresa Repsol adquiere el control de algunas empresas locales se fija como objetivo la adquisición de YPF S.A., considerando a la misma como una plataforma para poder expandir su operatoria en el resto de los países de la región en virtud de las reservas que esta compañía poseía en dichos territorios (Barrera, 2014).

También es importante considerar como factor de atracción la elevada rentabilidad que poseía la empresa argentina durante los años noventa. Como se verá posteriormente, el aumento en las inversiones no sería algo característico de las empresas que operaron en el sector durante el período, por lo que el incremento en la tasa de utilidad se debió básicamente a una estrategia de sobreexplotación de las áreas anteriormente descubiertas por la empresa estatal, así como por las ganancias provenientes de la comercialización de derivados. De acuerdo a Barrera (2014), si se realiza un análisis comparativo de la rentabilidad que obtuvo Repsol en las distintas áreas geográficas en las que operaba, se observa que mientras que en Argentina en el año 2000 Repsol tenía una rentabilidad sobre ventas del 21,7%, en su casa matriz en España la misma era del 6,9% de lo facturado.

TABLA III.3

**Niveles de facturación, utilidad y rentabilidad sobre ventas de Repsol por área geográfica en la que opera, 1999
(en millones de euros y %)**

	Ingresos de explotación (millones de euros)	Ingresos de explotación (millones de euros)	Rentabilidad sobre ventas (%)
Lejano Oriente	282	92	32,6
Argentina	4.448	964	21,7
Norte de África y Medio Oriente	730	141	19,3
Resto de Europa	934	81	8,7
España	17.159	1.188	6,9
Resto de América Latina	2.194	137	6,2
Resto del Mundo	548	26	4,7
Total	26.295	2.629	100

Fuente: Barrera, M., (2014)

Asimismo, haciendo la comparación con las petroleras más importantes a nivel global, el resultado sigue siendo relativamente más favorable para Repsol: Mientras que las veinte

Posteriormente, cuando la empresa española realiza la oferta por el 85,01% restante a U\$S 44,78 por acción el precio al cual ésta cotizaba en el mercado era de U\$S 35,7 (Barrera, 2014).

petroleras más grandes del mundo obtuvieron entre los años 1993 y 2000 un porcentaje de beneficios sobre ventas entre 3,3% y 8,3%, YPF alcanzó para igual período tasas de entre 7,2 y 17,9%:

TABLA III.4

Rentabilidad de las principales empresas petroleras del mundo y evolución del precio internacional del petróleo 1993-2000 (% sobre ventas e índice base 1993=100)

	Veinte mayores empresas (%)	YPF (%)	Precio Internacional (1993=100)
1993	3,4	17,9	100
1994	4,4	12,8	92,7
1995	4,8	16,5	99,2
1996	5,9	14,2	118,2
1997	6	14,3	110,4
1998	3,8	10,5	78,1
1999	3,5	7,2	104,3
2000	8,3	14,2	164,2

Fuente: Azpiazu, D., (2002)

La privatización de Gas del Estado

En línea con el profundo proceso privatizador iniciado desde la asunción del gobierno menemista, mediante el Decreto 48/91 se decidió la privatización de Gas del Estado. Como se ha mencionado anteriormente, esta empresa fue creada en 1946 para el transporte y distribución del gas natural extraído por YPF.

Es importante destacar que la enajenación de dicha firma se llevó a cabo pese a que la misma presentaba balances e indicadores de eficiencia positivos al momento de su privatización. Así, pese a ciertas condiciones desfavorables, como el aumento de los precios de transferencia a YPF por el aumento de regalías, o el atraso en sus tarifas utilizado como medida antiinflacionaria, la empresa estatal presentaba balances positivos (Mansilla, 2007). Asimismo, y a pesar de esta política de precios desfavorable (particularmente después de 1978-1980) Gas del Estado llegó a presentar indicadores de eficiencia superiores a los de empresas del primer mundo: British Gas, Gaz de France y muchas de Estados Unidos. Haciendo un análisis comparativo con este último país y sobre la base 14 empresas estadounidenses, en materia de distribución Gas del Estado ocupaba el segundo lugar, mientras que en lo que concierne a transporte se encontraba situada en el décimo lugar en cuanto a la extensión de redes y novena en lo que respecta a ventas (Kozulj, 2000).

La eficiencia de la empresa estatal era reconocida en el propio ámbito privado; como ejemplo, en el Boletín Informativo de la empresa Techint se destacaba que: *“Gas del Estado era una empresa con balances positivos, con los mejores profesionales del Estado, con muy pocos accidentes en comparación con el nivel internacional, con buena eficiencia respecto de los demás servicios, con grandes perspectivas de futuro. La pregunta era: ¿para qué privatizarla?”* (Peusner, 1993, pag. 81).

Pese a la mencionada eficiencia que presentaba la empresa, en 1992 mediante la Ley 24.076 (reglamentada por el Decreto 1738/92) se sancionó el nuevo Marco Regulatorio que rige la actividad. Los objetivos enunciados en dicha Ley se definen en su artículo 2° - definido como Política General - y son los siguientes:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores.
- b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- c) Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural.
- d) Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables de acuerdo a lo normado en la presente Ley.
- e) Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural.
- f) Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente.
- g) Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Para velar por el cumplimiento de estos objetivos, a través de dicha normativa se creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Por otra parte, el Marco Regulatorio regiría para las actividades de transporte y distribución (*downstream*), mientras que la

producción, captación y tratamiento (*upstream*) seguiría siendo regulada por la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos).

En cuanto al comercio exterior, se establece que las importaciones de gas natural quedan autorizadas sin la necesidad de aprobación previa. En cuanto a las exportaciones, las mismas deberán ser autorizadas por el Poder Ejecutivo dentro de los noventa días de recibida la solicitud, en la medida que no afecte el abastecimiento interno. El silencio respecto a dichas autorizaciones implica conformidad.

La empresa fue subdivida en diez compañías: Transportadora Gas del Norte (comprendiendo básicamente el Gasoducto del Norte y el Centro Oeste), Transportadora Gas del Sur (Gasoducto Gral. San Martín, NEUBA II y la planta separadora de Gases Gral. Cerri) y ocho distribuidoras: Metropolitana S.A. (METROGAS), Pampeana, Gas del Sur, Cuyana, Gas del Centro, Gas del Noroeste (GASNOR) y Gas del Litoral. Las habilitaciones a estas empresas se darían por treinta y cinco años, teniendo la posibilidad de ser extendidas por diez años más.

Al finalizar el año 1992 Gas del Estado fue transferida a los consorcios ganadores, recaudando el Tesoro Nacional por la operatoria U\$S 300 millones en efectivo, U\$S 1.317 millones en pasivos reconocidos por los consorcios y U\$S 1.541 millones en títulos públicos. Del total obtenido, el 41% (U\$S 1.284 millones) corresponde a las Transportadoras (U\$S 566 millones sin contar los pasivos) y el 59% restante (aproximadamente U\$S 1.874 millones) corresponde a las Distribuidoras (U\$S 1.274 millones sin incluir los pasivos). Al igual que lo sucedido con YPF, si el total recaudado se compara con estimaciones hechas anteriormente respecto al valor del capital social de la empresa, se llega a la conclusión de que el precio al que se entregó la firma es considerablemente menor al estimado. De acuerdo a un trabajo previo a la privatización elaborado por la consultora internacional Mc Kinsey, el valor de reposición de la empresa en su conjunto (el precio de mercado de la sustitución de los bienes existentes por otros de iguales características) se estimaba en U\$S 6.202 millones y su valuación era de U\$S 4.664 millones (Mansilla, 2007).

Por otra parte, pese a que el espíritu del nuevo marco regulatorio era evitar la integración vertical, el resultado del proceso privatizador distó de constituir un escenario competitivo. En línea con dicha restricción, el artículo 34 de la Ley 24.076 establece que: *“Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos podrán*

tener una participación controlante (...) en una sociedad habilitada como transportista. [Tampoco] (...) podrán tener una participación controlante (...) en una sociedad habilitada como distribuidora. [Asimismo] ningún consumidor que contrate directamente con el productor podrá tener una participación controlante (...) en una sociedad habilitada como distribuidora que corresponda a la zona geográfica de su consumo”.

Estas restricciones fueron parcialmente modificadas por medio del Decreto 1.738/92, dando como resultado un elevado grado de concentración en toda la cadena gasífera. Así lo expresa Kozulj (2000) en su investigación: “(...) *Una característica saliente del proceso de privatización desde el principio, ha sido la tendencia a la mayor integración vertical permitida, de forma tal que en la práctica se conformaron dos subsistemas claramente dominados, en un comienzo por grupos de petroleros nacionales, ex-contratistas de YPF, y por ex ex-contratistas de Gas del Estado, y luego por el actor dominante Repsol a través de su participación en múltiples eslabones y actividades dentro del sector, pero principalmente a través de YPF*” (Kozulj, 2000, pag. 21).

Repsol se convertiría de este modo en el agente principal en el mercado gasífero, aumentando considerablemente su participación en el sector luego de la compra de YPF, Astra, Pluspetrol y Metrogas, generando una mayor centralización e integración vertical y horizontal. Su dominio terminaría resultando particularmente importante en el *upstream* al concentrar los yacimientos más importantes (como por ejemplo el yacimiento Loma de la Lata) y más de la mitad de la extracción nacional de gas natural (Mansilla, 2007).

Al analizar la configuración del sistema tanto en el *upstream* como en el transporte y la distribución luego de las reformas, se observa claramente que el escenario competitivo por el cual abogaba la Ley quedó reducido a meras intenciones. Es importante destacar que esta estructura caracterizada por la integración a lo largo de los distintos eslabones de la cadena, junto con un elevado grado de concentración de la propiedad, pudo configurarse gracias a la falta de regulación por parte del ente creado para tal fin: ENARGAS.

TABLA III.5

Participación de los socios en las unidades privatizadas y en el *upstream* en porcentaje

Sociedades integrantes y operadores	Ofertantes mayoristas	Transporte		Distribuidores							
		TGN	TGS	Gasnor	Centro	Cuyana	Litoral Gas	BAN	Metrogas	Camuzzi Pampeana	Camuzzi Sur
Volumen (MM m ³)	24.509.746	8.629.046	13.430.346	1.659.111	1.623.940	1.753.537	3.098.480	3.065.970	4.910.401	3.727.030	3.147.531
Ventas (en millones de \$)	1.052,20	202,7	395,1	90,78	147	128	167,6	395,8	602,3	367,7	201,4
Precio medio (en US\$ MMBTU)	1,163	0,636	0,797	1,482	2,452	1,977	1,465	3,497	3,323	2,673	1,733
Repsol-YPF	61,6										
Bridas Chauvco	6,2										
Santa Fe	3,8										
CGC	2,5	19,1						2,1			
Bridas-Astra (Repsol -YPF)	1,9										
Techint	1,3	19,1									
Pérez Companc	13,5		35								
CMS		25									
Nova Gas International		19									
Petronas de Malasia		12,8									
Enron			35								
Cartellone				49,9							
Gasco				49,9							
LG&E International Inc.					45,9	19,9					
Italgas					22,5	14,9					
Sideco Americana					21,6	55,2					
Tractebel							36				
Iberdrola							18				
Garovaglio & Zorraquín							18				
17 de abril							18				
Gas Natural SDG								35,7			
Discogas Inversora								17,5			
Manra								14,7			
Farallon Gas Ban Investment								10			
British Gas									39,6		
Astra (Repsol -YPF)									31,7		
Camuzzi										36	45,9
CNG International Corporation										15,2	19,4
Pacific Enterprises										15,2	19,4
Productores de gas (resto)	9,2										
PPP		5			10	10	10		10	9,5	
Estado Nacional			27							20	10
Bolsa y/o inversores varios			3	0,2				20	18,7	4,2	5,3
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: Kozulj, R. (2000)

De lo analizado hasta aquí se desprende que pese a que uno de los pilares del modelo económico implementado por el menemismo era fomentar la “libre competencia” - con un consecuente impacto positivo en los precios y en la distribución de la renta - en lo que respecta al sector hidrocarburífero los resultados fueron totalmente opuestos. Así, se pasaría de un monopolio estatal a un oligopolio privado, redundando este proceso en la transferencia de los ingresos derivados de la renta petrolera, así como en la concesión de un amplio margen de libertad para fijar precios y tarifas, en detrimento del consumidor de dichos recursos.

III.2 Un récord argentino: La firma de Tratados Bilaterales de Inversión y la adhesión al CIADI

La adscripción del gobierno argentino a las reformas estructurales delineadas en el Consenso de Washington no sólo se limitaría al plano fiscal - a través del ajuste y la

búsqueda de recursos por medio de las privatizaciones de empresas públicas - , sino que también derivó en la apertura irrestricta a los flujos de inversión extranjera.

Como se ha mencionado anteriormente, en 1973 fue sancionada la Ley 20.557 (Ley de Radicación de Capitales Extranjeros), en la cual se establecían ciertas limitaciones al ingreso del capital foráneo en sectores considerados como estratégicos. Esta norma sería reemplazada por el Decreto-Ley 21.382 sancionado durante el gobierno de facto, mediante el cual se configura un marco normativo mucho más laxo en cuanto a la inversión extranjera.

En línea con el nuevo papel adoptado por el Estado en la década de los noventa, uno de los objetivos fue fomentar el ingreso del capital privado en sectores en los cuales hasta entonces la presencia estatal cumplía un rol clave. Para ello, a través de la Ley 23.697 (Ley de Emergencia Económica), se derogaron aquellas normas de la Ley 21.382 que exigían como requisito para la radicación del capital extranjero la aprobación por parte del Poder Ejecutivo.

Para profundizar aún más el carácter liberal del nuevo marco regulatorio en materia de inversiones se sancionaría en 1993 el Decreto 1.853/93 mediante el cual se aprobaba el texto ordenado de la Ley 21.382. No sólo en su artículo 2° este Decreto establece que los inversores extranjeros podrán efectuar inversiones en el país sin necesidad de aprobación previa, sino que también establece en el artículo 5° que el derecho de los inversores extranjeros de repatriar su inversión y enviar al exterior las utilidades líquidas y realizadas podrá ser ejercido en cualquier momento. Asimismo, en la normativa mencionada se establece que las empresas locales de capital extranjero podrán hacer uso del crédito interno con los mismos derechos y en las mismas condiciones que las empresas locales de capital nacional.

Sin embargo, desde el Poder Ejecutivo se consideró que este nuevo marco normativo no era suficiente para garantizar la “seguridad jurídica” a los inversores extranjeros; es por este motivo que se decidió iniciar un rápido proceso de firma y ratificación de Tratados Bilaterales de Inversión (TBIs) en conjunto con la adhesión al Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI)¹⁰¹¹.

¹⁰ De acuerdo al Convenio que da origen al CIADI (y el cual forma parte de la Ley 24.353), “El Centro tendrá por objeto facilitar la sumisión de las diferencias relativas a inversiones entre Estados Contratantes y nacionales de otros Estados Contratantes a un procedimiento de conciliación y arbitraje de acuerdo con las disposiciones de este Convenio”.

Los TBIs son acuerdos entre Estados cuyo objetivo es profundizar la liberalización en materia de inversiones, buscando eliminar cualquier tipo de restricción que afecte la entrada o permanencia de los inversores extranjeros. Asimismo, a través de la adhesión al CIADI se otorga la posibilidad a dichos inversores de acudir a tribunales internacionales ante cualquier conflicto con el Estado receptor de las inversiones, sin necesidad de someterse a las directrices del derecho público local.

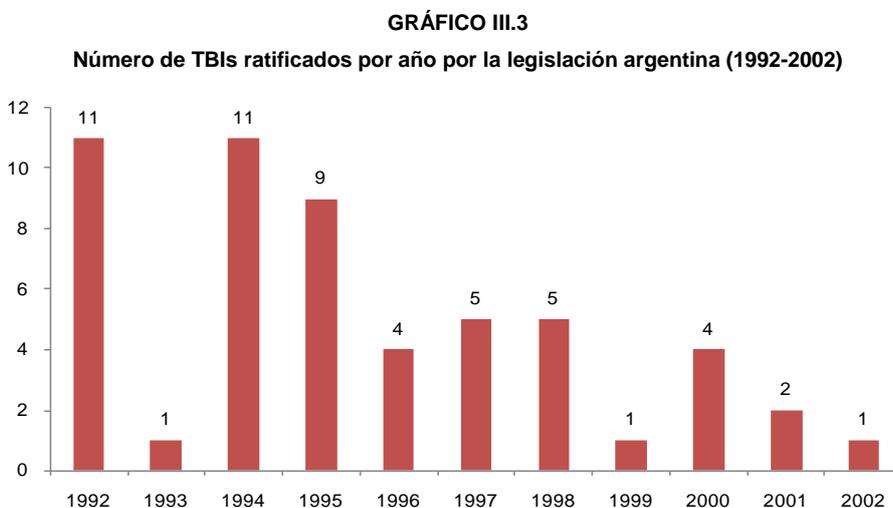
Entre los lineamientos principales que se encuentran en la mayoría de los TBIs firmados por nuestro país se encuentran los siguientes (Azpiazu, 2005):

- El tratamiento justo y equitativo a los inversores extranjeros.
- La libre disponibilidad y transferencia de divisas (utilidades, servicios, gerenciamiento, etc.).
- La presencia de compensaciones específicas que pudieran generarse por distintos motivos: Casos de expropiación o nacionalización hasta desórdenes internos que pudieran afectar a los inversionistas de alguna manera.
- La inaplicabilidad de restricciones al desempeño que pudieran estar asociadas a, por ejemplo, requerimientos de producción, de exportación, de asociación con inversores locales, de adquisición de insumos locales, etc. Eso aun cuando los mismos estuviesen dentro del marco regulatorio local (como por ejemplo la Ley de “Compre Argentino”).
- La posibilidad de recurrir a tribunales arbitrales internacionales, con igual *status* jurídico que el del Estado receptor de las inversiones foráneas.

Como se verá posteriormente, el *boom* de inversiones extranjeras y de la proliferación de dichos tratados fue un rasgo común en gran parte de los países de la región. Sin embargo, Argentina ha sido uno de los países con mayor cantidad de tratados firmados y ratificados: De 58 TBIs solamente cuatro no entraron en vigencia. Otro aspecto a destacar es que los tratados ratificados durante el primer año en su mayoría fueron con los países miembros de la OCDE. Asimismo, la mayor parte de dichos tratados fueron

¹¹Si bien el Convenio de adhesión al CIADI se firma en 1991, el mismo recién sería ratificado a través de la sanción en el año 1994 de la Ley 24.353.

ratificados entre los años 1992 y 1995, período coincidente con el traspaso a manos privadas de las empresas públicas de mayor envergadura (Crivelli, 2011).



Fuente: Crivelli, A. (2011)

De esta manera, se daría inicio a un proceso de libre acceso al capital extranjero para realizar inversiones de cualquier tipo, independientemente de que el sector en el que se decidiera invertir cumpliera un rol estratégico en la economía nacional. Asimismo, el haber decidido someterse a los fallos de tribunales internacionales ante cualquier controversia con el inversor extranjero –y por tanto sin tener injerencia la jurisprudencia y los tribunales locales – implicaría importantes costos a la República, en virtud de la incesante oleada de demandas generadas como consecuencia de la crisis política y económica en la que se vio inmersa nuestro país a comienzos del siglo XXI.

III.3 La exportación de hidrocarburos: De recurso estratégico a commodity

Como se ha visto anteriormente, durante la década de los noventa se instauró un cambio en la concepción de los hidrocarburos, denegándole el carácter estratégico que los mismos poseían para el desarrollo de la economía nacional y el rol clave que éstos cumplían en materia de soberanía energética. Al ser considerados como una simple mercancía era imprescindible maximizar su valor presente y los saldos exportables, aumentando considerablemente la extracción por sobre la inversión en pozos de exploración, lo cual como se verá posteriormente tuvo un efecto nocivo sobre las reservas.

Sin embargo, esta mayor extracción no se destinaría al mercado interno sino que sería exportada, en virtud de las menores restricciones en materia de comercio exterior que se establecieron a partir del marco normativo anteriormente mencionado. Esto generaría importantes cambios en la balanza comercial petrolera, puesto que desde mediados de la década de los setenta el petróleo dejó de tener una importancia relevante en las cuentas externas, ya que el mismo era procesado y consumido al interior del país (Mansilla, 2007). Así, durante la década de los noventa la exportación de petróleo creció a un ritmo inigualable, incrementando progresivamente su participación dentro de las exportaciones nacionales. Como se puede observar en la siguiente tabla el rubro “Combustibles y Energía” pasó de representar un 4% de las exportaciones totales en 1989 a un 19% en el año 2000:

TABLA III.6
Exportaciones por grandes rubros como porcentaje del total (1989-2001)

Rubro/Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Productos primarios	20	26	28	29	25	24	23	24	22	25	22	20	23
Manufacturas de origen agropecuario	43	39	41	39	38	37	36	35	34	33	35	30	28
Manufacturas de origen industrial	33	27	25	23	28	29	31	27	32	33	30	31	31
Combustibles y energía	4	8	6	9	9	10	10	13	12	9	13	19	18

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC

Este cambio de lógica se condice con la argumentación esgrimida por Dunning (2008) en virtud de que aquellas empresas extranjeras que invirtieron en el sector motivadas por la explotación de recursos naturales (inversiones de tipo *resource seeking*) orientaron su estrategia de venta a la exportación de dichos recursos, favoreciendo así al saldo de la balanza comercial argentina. De acuerdo a Basualdo y Nahón (2004), si se considera la balanza comercial de las empresas privatizadas para el período 1992-2001, la misma registró un saldo positivo de U\$S 16.452 millones. Sin embargo, dichos autores destacan que el superávit comercial que registró el sector de las empresas privatizadas a lo largo del período no es un fenómeno presente en todas las firmas del sector, sino que se circunscribe principalmente al núcleo de firmas privatizadas pertenecientes al sector de energía y en menor medida a la minería, las cuales expandieron sus exportaciones de hidrocarburos y minerales a lo largo de la década.

Particularmente, destacan la trascendencia de YPF (1993-1998), luego Repsol-YPF (1999-2001) en dicha trayectoria, siendo en el período analizado la principal exportadora de hidrocarburos y la mayor exportadora del país: Entre 1993 y 1999 por sí sola explicó el 61% de las exportaciones y el 94% del superávit comercial del sector de firmas privatizadas que incluyeron en el panel dichos autores. Por su parte, si bien entre 2000 y 2001 el peso relativo de Repsol-YPF se reduce, constituyó un 51% de las exportaciones

del conjunto de firmas privatizadas y su superávit comercial explicaba el 58% del saldo comercial de este sector de empresas.

Por otra parte, es importante destacar que el incremento en el valor de las exportaciones se debió al crecimiento de las cantidades exportadas más que a variaciones en los precios. Mientras que de acuerdo al índice de valor, precios y cantidades de las exportaciones elaborado por el INDEC (base 2004=100) las cantidades exportadas de combustibles y energía se incrementan en alrededor de un 780% durante el período 1989-2000, la evolución de precios para este rubro lo hizo en un 63% para igual período (véase Tabla Anexa A.7).

Por tanto, el aumento de las cantidades exportadas fue independiente de la variación en el precio internacional; si bien por ejemplo en los años 1995 y 1996 el aumento en las cantidades fue acompañado por una evolución positiva en los precios internacionales, cuando los mismos experimentaron una importante caída en el año 1998 las cantidades exportadas continuaron en aumento.

Otro aspecto que considero importante destacar es la pérdida de valor agregado en las exportaciones de este rubro, en virtud del aumento en las ventas de productos sin elaboración productiva. La importancia de los productos con mayor elaboración (como es el caso de los “Carburantes”, “Aceites Lubricantes” y “Resto de Combustibles”) pasan de significar el 88,6% de las exportaciones en 1989 al 37,1% en el año 2001, alcanzando un mínimo en 1996 del 26%. Contrario a esto, la venta al exterior de petróleo crudo sin elaboración se multiplicó 50 veces, representando en 2001 el 50% de las exportaciones del rubro (Mansilla, 2007).

La vital importancia que representaban las ventas al exterior de dicho recurso durante este período se resume en el análisis realizado por Mansilla y Perrone (2010): *“(…) El petróleo crudo pasó, de venderse en su totalidad en el mercado interno, a representar uno de los dos productos más exportados por la Argentina. Para tener una dimensión de su representación, en 1998 a pesar de contar con nueve años de reservas, Argentina exportó más petróleo crudo que Ecuador, actualmente miembro de la OPEP. El peso de las exportaciones fue tan grande que de no haberse extraído el petróleo que se destinó al*

mercado externo, nuestro país contaría con casi el doble de reservas” (Mansilla y Perrone, 2010, pag. 26)¹².

Asimismo, a partir del año 1997 comenzaría a tener participación en el rubro las exportaciones de gas natural. Si bien la Ley 24.076 establece que las exportaciones deben ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional siempre y cuando las mismas no afecten el abastecimiento interno, en la práctica las mismas fueron autorizadas sin inconvenientes, independientemente de la caída en las reservas; así, durante el año 1998 se autorizó la exportación de 334.360 MMm³, la cual representaba el 47% de las reservas comprobadas a fines de ese año. Si a esto se suman las autorizaciones en trámite, equivalentes a 135.390 MMm³, el porcentaje se eleva a un 66% de las reservas para dicho período (Kozulj, 2000).

La exportación de este recurso también se vio facilitada por la construcción de gasoductos destinados a las ventas externas. Desde el año 1996 se habilitaron diez gasoductos con una capacidad total de 128,2 MMm³ /día, cuyo principal objetivo era el abastecimiento al mercado chileno y a Brasil. Es importante destacar que a diferencia de la exportación de petróleo, las ventas de gas natural se contratan a largo plazo. Es decir que pese a que el gas natural tiene un peso relevante en nuestra matriz energética y no se encontraba garantizado el autoabastecimiento futuro (se pasó de tener un horizonte de reservas de 37 años a uno de 8,7 años en 2005), se decidió incursionar en proyectos de exportación de largo plazo, cambiando así en pocos años la condición de nuestro país de importador a exportador neto de dicho recurso estratégico (Mansilla, 2007).

III.4 La desregulación del sector y su impacto en la balanza de pagos

El impacto en las cuentas externas como consecuencia del proceso de desregulación del sector llevado a cabo durante la década de los noventa no sólo se vería reflejado en la balanza comercial energética, sino que como se verá en la presente sección abarcaría un espectro más amplio de la balanza de pagos, principalmente como consecuencia de un

¹²La estrategia llevada a cabo por Argentina no sólo difería con la de Ecuador como mencionan los autores, sino que era contraria a la implementada por el resto de los países. Por ejemplo, Estados Unidos que es uno de los mayores compradores e importadores de petróleo del mundo tenía en 1997 un horizonte de reservas de 9 años y medio. Brasil era otro gran importador y ese mismo año poseía un horizonte de más de 20 años, mientras que Argentina – con un horizonte de reservas casi tres veces menor – le vendía el 14% del petróleo crudo extraído (Mansilla, 2007).

mayor flujo de inversión extranjera directa (IED) y de la creciente remisión de utilidades y dividendos al exterior.

Como se mencionó anteriormente, a lo largo de la década del noventa se vivenció en América Latina un incremento notable de los flujos de inversión extranjera directa hacia la región, aumentando considerablemente la participación de las empresas extranjeras en la actividad económica. Esto respondió a una nueva lógica productiva del capital a partir de la cual una parte del proceso productivo es realizado por las filiales, constituyendo las mismas los distintos eslabones de la cadena de producción global. Así, de ser receptora de algo menos del 7% de la IED mundial entre 1984 y 1989, la región pasó a captar un 8,3% en 1990-1995, siendo Argentina, Brasil, Chile y México los países que concentraron el grueso de los flujos (Chudnovsky y López, 1998).

En el caso argentino, la estrategia llevada a cabo para atraer este tipo de inversiones se materializó en la flexibilización del marco normativo regulador de esta actividad, que como se ha visto se llevó a cabo no sólo a través de modificaciones en la legislación nacional, sino que se profundizó a través de la firma y ratificación de numerosos TBIs y de la adhesión al CIADI.

Sin embargo, no sería la mayor “seguridad jurídica” el factor atrayente de la IED, sino que existieron otras motivaciones que llevaron al capital extranjero a invertir en el país. Particularmente, el tamaño, la dinámica y el potencial de crecimiento del mercado doméstico han sido los principales factores de atracción de la IED, así como el aprovechamiento de mercados cautivos emergentes del proceso de privatización. Asimismo, el temprano aprovechamiento de los beneficios derivados de la reducción de las barreras a la circulación de bienes y factores productivos dentro del MERCOSUR constituiría un fuerte incentivo para las firmas extranjeras (Chudnovsky y López, 1998).

En cuanto al tipo de IED dirigida al sector petrolero, es importante destacar que la misma no desembocó mayoritariamente en el desarrollo de nuevos proyectos de exploración y explotación (denominada como “*greenfield investment*”), sino que se limitaría a la compra de activos petroleros existentes (“*brownfield investment*”). Ésta no sólo se circunscribió a la adquisición total de YPF por Repsol, sino que en los mismos años varias firmas extranjeras adquirieron empresas petroleras privadas de capital nacional. En 1996 Repsol compró también la empresa argentina Astra (completando su adquisición en el año 2000), mientras que en 1997 adquirió el 45% de Pluspetrol Energy. Durante el mismo año

Bridas (de capital nacional) pasó a formar parte del consorcio Pan American Energy, con una participación minoritaria del 40%, mientras que el 60% restante quedaría en manos de British Petroleum. Dos años más tarde la empresa petrolera San Jorge fue adquirida por Chevron, y en el año 2002 Pérez Companc - la segunda empresa petrolera más importante de capital nacional - fue comprada por Petrobras. En virtud de estas modificaciones, para el año 2005 el 80% de la producción de crudo en nuestro país se encontraba en manos de empresas extranjeras (Campodónico, 2007).

De acuerdo a la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales (DNCI) del INDEC, los flujos de IED en el sector petróleo¹³ para el período 1992-2002 representaron el 35% de la IED total, superando incluso a los flujos recibidos por la industria manufacturera en su conjunto durante igual período (22%). Asimismo, de los flujos destinados al sector petrolero, aproximadamente el 57% corresponde a la compra de YPF por parte de Repsol en el año 1999. En cuanto al tipo de inversión realizada, de acuerdo a Caruso (2003) el 67% de la IED del sector entre los años 1990-2000 se materializó a través de fusiones y adquisiciones de empresas, mientras que el 33% restante estuvo dirigido a la formación de capital, es decir, al aumento de la capacidad productiva (véase Tabla Anexa A.6).

TABLA III.7
IED por actividad económica 1992-2002, en millones de dólares y %

Sector	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	1992-2002	
												Valor promedio	%
Actividades Extractivas	1.226	271	519	577	1.728	177	1.324	17.845	2.736	898	1.133	2.585	36%
Petróleo	1.222	277	502	436	1.046	105	1.313	17.830	2.689	796	995	2.474	35%
Minería	4	-6	17	140	682	72	11	15	48	103	138	111	2%
Industria Manufacturera	634	858	1.798	2.186	2.776	3.308	1.147	1.950	1.487	49	988	1.562	22%
Infraestructura	2.155	1.097	369	1.745	826	2.372	1.192	1.665	4.316	363	-429	1.425	20%
Electricidad, gas y agua	2.119	1.116	124	1.111	681	1.527	932	951	446	197	109	847	12%
Transporte y comunicaciones	36	-19	245	634	145	845	260	714	3.870	167	-538	578	8%
Comercio	82	42	339	318	523	150	699	742	51	662	-23	326	5%
Bancos	191	418	160	512	747	2.366	1.757	746	382	235	-9	682	10%
Otros	143	106	452	272	350	788	1.173	1.038	1.445	-42	489	565	8%
Total	4.432	2.793	3.637	5.610	6.951	9.161	7.292	23.986	10.418	2.166	2.149	7.145	100%

Fuente: INDEC (2005)

El ingreso de los capitales extranjeros durante la época - tanto en el sector petrolero como en el resto de la economía - ejerció un impacto positivo en la cuenta financiera de la balanza de pagos, siendo a su vez un factor clave durante la Convertibilidad en virtud de la necesidad de ingreso de capitales para el sostenimiento de la paridad cambiaria. Sin embargo, tal como lo destaca Azpiazu (2002) en su análisis y en línea con lo

¹³Si bien es denominado así por la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, el mismo se refiere en realidad al sector *upstream* de los hidrocarburos en general (Mansilla, 2007).

expuesto en el marco teórico de la presente investigación, el impacto positivo de las privatizaciones y las adquisiciones de empresas privadas locales por firmas de capital extranjero constituyó un efecto de carácter transitorio, conformándose paralelamente otro efecto, pero de carácter permanente y con signo opuesto que contribuye significativamente al déficit de la denominada renta de la inversión: La remisión de utilidades y dividendos al exterior.

La participación de los dividendos de las empresas privatizadas sobre la renta de la inversión total (la cual tal como se ha mencionado en las definiciones conceptuales comprende a los egresos devengados por las utilidades que se derivan de los pasivos de inversión directa frente a no residentes) mostró una tendencia creciente durante el período 1992-1999, representando el 38% de la misma para dicho período (Thwaites Rey, 2003). Asimismo, de acuerdo al informe elaborado por el INDEC (2005), la renta de la IED del sector petrolero para el período 1992-1998 constituyó el 21% de la renta total. A partir del ingreso de Repsol al sector en el año 1999 la renta petrolera aumenta considerablemente, mientras que la del resto de los sectores cae. En el año 2000 mientras que estos sectores prácticamente no obtuvieron renta, las ganancias del sector petrolero ascendieron a U\$S 2.400 millones:

TABLA III.8
Renta de la IED por actividad económica 1992-2004, en millones de dólares

Sector	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Petróleo	385	326	465	445	479	376	306	999	2.405	1.717	2.000	2.387	3.045
Minería	-1	-10	-3	-4	-12	-8	-27	18	31	43	120	53	71
Ind. Manufacturera	458	616	820	507	522	903	595	-175	-241	-752	-144	519	749
Electricidad, gas y agua	-13	200	297	423	377	500	579	546	576	383	24	-38	-39
Comercio	108	107	234	140	105	58	170	37	-110	-224	-167	-267	-329
Transporte y comunicaciones	128	154	168	267	214	282	320	73	-244	-581	-1.050	-543	-364
Bancos	71	204	-150	164	52	122	229	135	208	241	-530	-706	-379
Otros	60	127	98	25	113	137	209	24	-152	-56	-141	-348	-198
Total	1.196	1.724	1.929	1.967	1.851	2.369	2.380	1.658	2.472	771	113	1.057	2.556

Fuente: INDEC (2005)

Como se ha visto anteriormente, otro de los argumentos que fueron esgrimidos durante el proceso privatizador de empresas públicas fue que la venta de las mismas redundaría en una caída en el endeudamiento externo. Sin embargo, esa disminución de deuda externa se vería más que compensada por el nuevo endeudamiento en el que incurrieron las empresas privatizadas en manos del capital extranjero, en virtud de la facilidad con la que estas firmas accedían a los mercados internacionales, en conjunto con tasas y demás

condiciones inmensamente más favorables que las que podían obtener las empresas de capital nacional (Azpiazu, 2002).

De acuerdo al estudio realizado por la CEPAL (2002) - en base a los datos de la DNCI -, para el período 1992-1998 el sector privado no financiero se endeudó en más de U\$S 35.000 millones a través de la colocación de bonos y acciones en el exterior, de los cuales casi tres cuartas partes correspondieron a los inversores extranjeros, siendo esta operatoria utilizada como medio de financiamiento en sectores como telecomunicaciones, hidrocarburos, minería y electricidad, distribución de gas y agua potable.

Es importante tener en cuenta que el impacto en las cuentas externas por dicho endeudamiento no sólo se limita al creciente volumen de pasivos con acreedores no residentes, sino que también afecta negativamente a la cuenta renta de la inversión - y consecuentemente al resultado de la cuenta corriente - en virtud de los intereses generados por dichas deudas.

Por último, considero importante destacar que el impacto de las privatizaciones en la balanza comercial no sólo se circunscribe al aumento de las exportaciones de hidrocarburos, sino que también ha tenido un efecto negativo en la industria local proveedora de bienes y servicios de las empresas públicas. De acuerdo a Azpiazu (2002), la estrategia llevada a cabo por los consorcios prestatarios de los servicios privatizados consistió en importar la mayor parte de los equipos e insumos utilizados (principalmente a las empresas vinculadas), provocando así el desmantelamiento de PYMES y grandes empresas locales. Esto fue posible debido a la falta de exigencias desde el sector público en cuanto a la contratación de proveedores nacionales, a través de la derogación del régimen de compra nacional¹⁴. Por tanto, estas medidas no sólo tuvieron un impacto en las cuentas externas, sino que redundaron en la caída de la actividad industrial nacional y en un aumento en la tasa de desempleo.

III.5 La inversión en el sector y la caída de reservas

En este apartado se hará una breve descripción de las estrategias de inversión y explotación llevadas a cabo por las empresas del sector durante el período bajo análisis,

¹⁴Las importaciones de las 36 empresas privatizadas que integran el panel de las 500 firmas más grandes del país incrementaron considerablemente sus importaciones entre 1996 y 1999, aumentando de U\$S 710,5 millones a más de U\$S 2.000 millones (Azpiazu 2002, en base a INDEC (2001), *Grandes Empresas en la Argentina, 1999*).

y el impacto que las mismas tuvieron sobre el nivel de reservas de hidrocarburos del país. Como se verá en el siguiente capítulo, esta estrategia tendría importantes consecuencias una vez finalizada la Convertibilidad y producido el cambio de modelo económico.

Como se ha mencionado anteriormente, la estrategia de inversión de las empresas privadas en el sector se ha caracterizado por una baja aversión al riesgo (y por eso el fracaso del Plan Houston y del Plan Argentina), incurriendo mayoritariamente en proyectos de inversión en áreas con bajo riesgo exploratorio, garantizándose así la obtención de ganancias extraordinarias sin la necesidad de invertir su capital en proyectos con un alto grado de incertidumbre. Así lo confirma Silenzi (1993): *“El Plan Argentina ha sido hasta ahora un rotundo fracaso porque ninguna compañía va a invertir en exploración cuando hay un gobierno que le regala áreas en plena producción. Con respecto al Plan Houston no hubo un control serio sobre las inversiones a ejecutar, las cuales fueron muy inferiores a las comprometidas. Sólo se perforaron alrededor de 30 pozos exploratorios y el alto porcentaje de éxito se debió a que no eran áreas de riesgo”* (Silenzi de Stagni, 1993, pag. 26).

Esto se vio reforzado por el cambio de lógica en cuanto al rol estratégico de los hidrocarburos en la actividad económica, resultando en una conducta predatoria y de sobreexplotación del recurso, sin importar la preservación del mismo.

De acuerdo a Kozulj (2002), la producción de crudo pasó de 76.723 m³/día en el año 1990 a 110.596 m³/día en 1994 y a 122.374 m³/día en el año 2000, incrementándose en más de 44% en sólo cuatro años, y en más del 59% en diez años. Este aumento se vería impulsado principalmente por el incremento en las exportaciones del recurso, puesto que el consumo interno apenas aumentó un 12% en dicho período. Es importante destacar que este aumento en la producción no derivaría de un agresivo programa de inversiones, sino que el mismo provino principalmente de la explotación de áreas centrales de YPF (entre ellas las más nuevas como Chihuidos y las cedidas a Total en la renegociación, como es el caso de San Roque y Aguada Pichana que fueron desarrolladas antes de la privatización de la petrolera estatal). Esto confirma que el incremento de la producción en dicho período obedeció a un esfuerzo previo realizado por el Estado, permitiendo así que las inversiones realizadas posteriormente por el sector privado obtuvieran una elevada rentabilidad.

Si bien se estimaba que la privatización del sector y la generación de un mercado competitivo derivarían en mayores inversiones en exploración - redundando así en un beneficio indirecto para los consumidores - esto en la práctica no ha sucedido.

Al no poseer una serie de datos históricos sobre el valor monetario de las inversiones realizadas en el sector durante el período bajo análisis, se utilizó como variable para el análisis la cantidad de pozos de exploración y de avanzada¹⁵, los cuales son indicadores de las denominadas inversiones de riesgo. Si se considera el período 1995-2000 se puede observar que los mismos disminuyeron entre un 22 y un 28 % respecto al período previo a las reformas:

TABLA III.9
Evolución de pozos perforados – Valores promedio por grandes períodos 1970-2000

Período	Número de pozos			
	Explotación	Exploración	Avanzada	Total Pozos
1970-72	316	132	156	604
1973-75	319	114	170	602
1976-82	583	105	135	823
1983-89	669	118	147	934
1990-94	698	99	117	915
1995-00	978	92	106	1175

Fuente: Kozulj, R. (2002)

Asimismo, el incremento en los pozos perforados ha sido menor al aumento de la producción, lo que demuestra que las áreas explotadas fueron aquellas áreas de mayor productividad, por lo que el rendimiento promedio de las inversiones ha sido creciente (Kozulj, 2002). Al analizar la efectividad general de la prospección entre 1989 y 2005, particularmente en los pozos de exploración se observa que mientras que para 1989 sólo el 25% de los pozos de exploración eran productivos, esa cifra se eleva hasta llegar a un 89% en 2005. Estos valores son excesivamente grandes si se los compara con los porcentajes de efectividad obtenidos por YPF antes de su privatización (los cuales se estimaban entre un 20 y un 25%), y mismo realizando la comparación con valores internacionales. Mientras que para el año 2004 los países de la OPEP teniendo las mejores condiciones geológicas y acceso a la mejor tecnología del mundo obtuvieron una efectividad del 80% en los pozos de exploración y desarrollo, las empresas argentinas para el mismo año declararon una efectividad del 97% (Mansilla, 2007).

¹⁵Los pozos de exploración son las perforaciones realizadas para buscar nuevas reservas y su riesgo minero es muy alto, mientras que los pozos de avanzada se realizan con el objetivo de delimitar la reserva en las zonas donde, gracias a los pozos de exploración, se conoce la existencia de hidrocarburos. Su riesgo minero es medio (un 50% de estos pozos resulta productivo) (Mansilla, 2007).

Este ritmo de extracción en conjunto con la falta de inversión en exploración daría como resultado una brusca caída en las reservas, tanto de petróleo como de gas natural.

Como se puede observar en la siguiente tabla, durante la década de los noventa la extracción ha crecido mucho más que las reservas. Si bien éstas tuvieron una etapa de crecimiento hasta el año 1999, a partir de dicho año comienza a producirse una caída absoluta de las reservas disminuyendo un 36% en seis años. Asimismo, el nivel de reservas existentes para el año 2005 - con un horizonte de 8,12 años - era aún menor que el de 1988, año en el cual nuestro país contaba con un horizonte de reservas de 13,88 años:

TABLA III.10
Extracción, reservas y horizonte de reservas (petróleo)

Año	Extracción (miles de m ³)	Reservas (miles de m ³)	Horizonte (años)
1988	26.123	362.470	13,88
1989	26.735	344.623	12,89
1990	28.004	249.608	8,91
1991	28.505	267.618	9,39
1992	32.246	320.747	9,95
1993	34.454	352.441	10,23
1994	38.746	358.140	9,24
1995	41.739	379.402	9,09
1996	45.569	413.436	9,07
1997	48.403	416.734	8,61
1998	49.148	437.758	8,91
1999	46.507	488.280	10,5
2000	44.824	472.781	10,55
2001	45.182	457.674	10,13
2002	43.817	448.425	10,23
2003	42.980	425.213	9,89
2004	40.415	368.923	9,13
2005	45.182	313.322	8,12

Fuente: Mansilla, D. (2007)

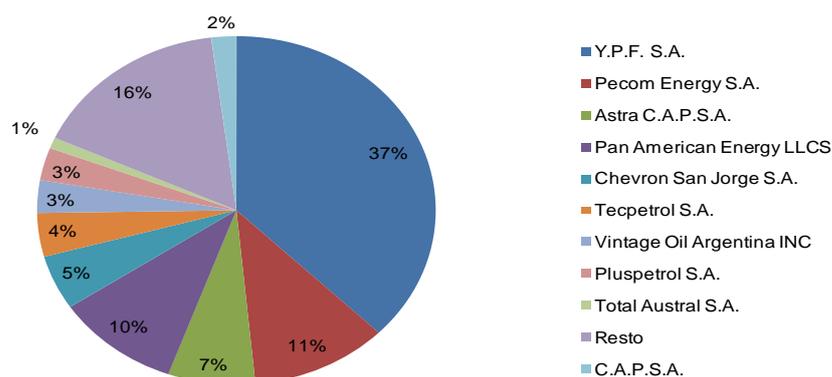
Es importante destacar que la llamativa caída en el nivel de reservas que se observa entre los años 1989 y 1990 no obedece más que al recálculo realizado por la consultora Gaffney, Clines y Asociados, que como se ha visto anteriormente redundó en la subvaluación de los activos que realmente poseía la petrolera estatal.

Asimismo, como destaca Kozulj (2002), las reservas incorporadas no procedieron de nuevas áreas o de reciente descubrimiento, sino que provinieron de áreas que ya estaban en operación desde hace muchos años, las cuales en su mayoría presentaban un elevado grado de productividad.

En cuanto a las reservas por operador, si bien al observar el porcentaje de participación de YPF en las áreas operadas se podría inferir que dichas reservas se encuentran menos concentradas, al analizar con mayor detalle la propiedad de las mismas se refuta esta conclusión. De acuerdo a Kozulj (2002), al tener en cuenta el porcentaje de asociación

en las distintas áreas, se observa que para el año 2000 Repsol YPF continuaba poseyendo casi la mitad de las reservas, al ser propietaria de Astra y tener participación accionaria en Pluspetrol. Esto vuelve a confirmar la inverosimilitud del argumento privatizador de acuerdo al cual el proceso de desregulación del sector redundaría en un mercado competitivo y con incentivos a invertir:

GRAFICO III.4
Reservas por propiedad – Año 2000



Fuente: Kozulj, R. (2002)

En lo que respecta a las reservas de gas natural, al igual que lo ocurrido con el petróleo las mismas presentan una drástica disminución durante el período bajo análisis. Esta situación es aún más crítica que la que presenta el petróleo, puesto que las reservas de gas natural que poseía nuestro país para el período 1990-2005 nunca superaron el nivel alcanzado en los años previos a la desregulación (con excepción del año 2000). Así, de poseer un horizonte de reservas de casi 37 años en 1988 se pasó a tener en el año 2005 un horizonte de apenas 8,7 años. Como se ha visto anteriormente, una de las principales causas de esta disminución fue el inicio en el año 1997 de las exportaciones de dicho recurso, representando las ventas al exterior desde dicho año el 56% del aumento de la extracción. El resultado de este continuo crecimiento - en conjunto con el menor volumen de reservas - sería la drástica caída en el horizonte de reservas de dicho recurso:

TABLA III.11
Extracción, reservas y horizonte de reservas (gas natural)

Año	Extracción (millones de m³)	Reservas (millones de m³)	Horizonte (años)
1988	21.041	773.016	36,74
1989	22.571	743.927	32,96
1990	23.018	579.056	25,16
1991	24.643	592.869	24,06
1992	25.043	540.899	21,6
1993	26.664	516.662	19,38
1994	27.697	535.528	19,34
1995	30.441	619.295	20,34
1996	34.649	685.586	19,79
1997	37.074	683.796	18,44
1998	38.630	686.584	17,77
1999	42.418	748.133	17,64
2000	44.815	777.609	17,35
2001	45.916	763.526	16,63
2002	45.770	663.523	14,5
2003	50.676	612.496	12,09
2004	52.317	534.217	10,21
2005	51.234	445.045	8,69

Fuente: Mansilla, D. (2007)

De este breve análisis se puede concluir que la política depredadora de los recursos energéticos implementada en la etapa posterior al proceso de desregulación del sector, en conjunto con los escasos incentivos a invertir de las empresas privadas participantes (dada su condición oligopólica y las elevadas barreras de entrada que el mercado posee) han redundado en una contundente y drástica caída de reservas de ambos recursos. Esta estrategia de explotación desmedida se ha llevado a cabo pese a la importancia que los hidrocarburos tienen en la matriz energética nacional, que como se ha visto anteriormente representan casi el 90% de la oferta total de energía primaria.

Como se verá en el siguiente capítulo, dicha operatoria trajo aparejada severas consecuencias una vez finalizada la Convertibilidad e iniciado el cambio de modelo económico, en virtud de la mayor demanda energética producto de la reactivación de la actividad económica.

Capítulo IV: El sector energético en la post-Convertibilidad

IV.1 La crisis del 2001 y el nuevo marco normativo

El estallido político, económico y social acaecido en Diciembre del 2001 que derivó en la renuncia del presidente Fernando De La Rúa y en la consecución de cinco presidentes en diez días marcaría el fin del régimen de Convertibilidad y del modelo económico implementado durante la década de los noventa, que como se ha visto en el capítulo anterior tuvo como características preponderantes el retiro del Estado de la esfera económica, la “libertad de mercado” y la apertura comercial, lineamientos coincidentes con los preceptos del paradigma neoliberal.

En cuanto al sector energético, la sanción de la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario configuraría un nuevo escenario en materia tarifaria así como en el comercio exterior de hidrocarburos. De acuerdo al Artículo 8 de la mencionada Ley, *“(...) en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U\$S 1)”*.

Asimismo, en el Artículo 9 de dicha norma se concedía al Poder Ejecutivo la facultad de *“renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas”*.

A partir de esta Ley también se establecería un nuevo esquema de retenciones aplicables a las exportaciones de hidrocarburos. El mismo quedaría configurado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 6 de esta norma: *“créase un derecho a la exportación de hidrocarburos por el término de CINCO (5) años facultándose al Poder Ejecutivo nacional*

a establecer la alícuota correspondiente (...) En ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras”.

Estos derechos de exportación también constituirían una efectiva herramienta para desvincular la evolución del precio internacional del crudo de los precios domésticos, así como un medio de apropiación por parte del Estado de la elevada rentabilidad que obtuvieron las empresas del sector durante el período bajo análisis.

Así, a través de los Decretos 310 y 809 del año 2002 se establecieron retenciones de un 20% para el petróleo crudo y de un 5% para los derivados. Es importante destacar que los importes efectivamente pagados al fisco son menores que lo que indica la alícuota, puesto que en virtud de la Ley 21.453 el valor que se utiliza para el cálculo del monto de las retenciones es el valor F.O.B de las exportaciones, el cual se entiende que ya incluye las retenciones¹⁶.

También es importante destacar que dicho régimen de retenciones no alcanzó a las exportaciones de gas natural, las cuales recién serían gravadas en el año 2004 a partir de la sanción del Decreto 645/2004. De acuerdo a Azpiazu (2002) esto contradice a lo establecido en el Artículo 6 de la Ley en cuanto a la aplicación de los derechos de exportaciones al conjunto de hidrocarburos. Para dicho autor *“la no aplicación de derechos de exportación al gas natural (...) supone una ingente transferencia de recursos al oligopolio petrolero (la incidencia de la devaluación en sus costos no alcanza el 10%)”* (Azpiazu, 2002, pag. 325)¹⁷.

Como se puede observar, las alícuotas aplicables a las exportaciones de petróleo crudo eran considerablemente mayores a aquellas a las cuales quedaron sujetas las ventas externas de subproductos derivados del mismo. Dicho diferencial de alícuotas generaría un cambio en la estrategia exportadora, dando origen a un mayor flujo de ventas externas

¹⁶Es decir, que para una exportación de U\$S 100 F.O.B. y una alícuota del 45% no se abonarían U\$S 45 de retenciones. Al considerarse que estos U\$S 100 son el valor de las exportaciones más las retenciones, las exportaciones declaradas son de U\$S 69. A este importe se le aplica el 45% abonando U\$S 31 en concepto de retenciones, es decir, un 31% menos de lo que comúnmente se estima (Mansilla, 2007).

¹⁷ Este autor también hace referencia a la marginalidad de los derechos aplicados: *“(.) considerando que se trata de recursos naturales no renovables y, por otro lado, del ya más que incipiente proceso de maxidevaluación, vale traer a colación lo sucedido durante la dictadura de Onganía. El entonces Ministro de Economía Krieger Vasena, ante una devaluación del 40% dispuso una retención sobre las exportaciones agropecuarias (que no asumen el carácter de no renovables como los hidrocarburos) del 25% (...) Basta contrastar las respectivas alícuotas en su relación con la intensidad de ambos procesos devaluatorios para poner en evidencia el carácter marginal e insignificante de los derechos de exportación aplicados, en la actualidad, al petróleo y a los combustibles líquidos”* (Azpiazu 2002, pag.325).

de naftas y gas oil, en paralelo con el decrecimiento de las exportaciones de petróleo crudo. Un análisis más detallado del comercio exterior de hidrocarburos durante esta etapa será realizado en la última sección del presente capítulo.

A su vez se llevaron a cabo diversas iniciativas para evitar el incremento de los precios domésticos de los hidrocarburos: A través de la Resolución 196/2002 los productores de gas natural licuado se comprometen a mantener estable el nivel de precios al cual venden dicho fluido (\$ 600 por tonelada para la venta a empresas fraccionadoras, y \$ 300 por tonelada para empresas distribuidoras y subdistribuidoras). También mediante Resolución 85/2003 se llevó a cabo un acuerdo entre productores y refinadores para la estabilidad del precio del petróleo crudo, de las naftas y el gas oil, denominado “acuerdo de bases”.

Los cambios en materia normativa también traerían aparejados una oleada de demandas ante el CIADI por parte de las empresas inversoras en nuestro país, en virtud de la pesificación y congelamiento de tarifas, y la devaluación de la moneda local. De acuerdo a lo informado por esta institución, a la fecha nuestro país presenta un total de 53 demandas, de las cuales 16 aún están pendientes, mientras que las 37 restantes se encuentran concluidas (incluida la demanda de Repsol por la expropiación de YPF).

La estrategia de defensa argentina fue invocar la cláusula de “estado de necesidad” que figura en varios de los TBIs firmados por nuestro país. A través de esta cláusula se permite al Estado tomar medidas que en circunstancias normales violarían el tratado, cuando se las considera necesarias para el mantenimiento del orden público y la protección de la seguridad nacional. Así, la defensa del gobierno argentino aducía que la situación de emergencia económica desatada en el año 2001 se ajustaba a lo establecido en dicha cláusula, por lo cual el Estado nacional debía ser eximido de cualquier responsabilidad por las medidas adoptadas. Sin embargo, en la mayoría de los casos los paneles de arbitraje del CIADI rechazaron dicha argumentación, aduciendo que la situación de nuestro país a comienzos del año 2002 no era de emergencia, condenando a la Argentina a pagar indemnizaciones cercanas a los U\$S 1.050 millones, a los cuales deben añadirse los intereses correspondientes (Crivelli, 2011).

IV.2 La “crisis” energética del 2004

IV.2.a Crecimiento económico y demanda de energía

El cambio en el modelo productivo y la reactivación económica vivenciada desde el año 2003 tuvo como correlato una aceleración del crecimiento del PIB para la mayor parte del período bajo análisis: De acuerdo a la Dirección Nacional de Cuentas Nacionales, mientras que el PIB a precios de mercado para el año 2002 (año base 1993) fue de \$ 312.580 millones, para el año 2007 éste alcanzó un valor de \$ 812.456 millones.

Como se ha visto en el primer capítulo de la presente investigación, el crecimiento del producto trae aparejado un aumento en la demanda energética, y en particular de los hidrocarburos dada la característica estructural de nuestra matriz energética. Sin embargo, como se ha analizado en dicha sección, durante la etapa de crecimiento económico vivenciada por nuestro país la intensidad energética disminuyó puesto que el incremento en el consumo de energía no fue proporcional al aumento del producto.

También es importante destacar que tal como se ha indicado en dicho capítulo, las mejoras en la distribución del ingreso experimentadas en la última década permitieron una progresiva sustitución en el uso energético por parte de los sectores con menores recursos, reemplazando el consumo de leña y kerosene por gas licuado. Asimismo, durante el período 2001-2010 también se incrementó de manera considerable la cantidad de viviendas particulares con acceso a gas en red:

TABLA IV.1
Población en viviendas particulares con disponibilidad de gas en red. Total del país. Censos 2001 y 2010

	2001			2010			Diferencia en puntos porcentuales	Variación inter-censal 2001-2010
	Población en viviendas particulares			Población en viviendas particulares				
	Total	Con disponibilidad de gas de red	%	Total	Con disponibilidad de gas de red	%		
Total país	35.923.907	16.675.651	46,4%	39.672.520	20.300.572	51,2%	4,7	21,7%

Fuente: Barrera, M. (2015)

A continuación se verá en mayor detalle la evolución del consumo de los diversos sectores para los primeros años que siguieron al estallido de 2001, haciéndose también un breve análisis de la denominada “crisis energética” ocurrida en el año 2004.

IV.2.b Argumentos y falacias en torno a la crisis

En Febrero del año 2004 se produciría un inusual recorte en la oferta de gas, dando origen a la denominada “crisis del gas” o “crisis energética” que curiosamente se presentaría durante un mes en el cual la demanda de dicho recurso es reducida. Desde las empresas proveedoras se argumentaba que la crisis había sido producto de los bajos precios y de tarifas “políticas” que no sólo no permitían cubrir los costos, sino que traían aparejado un consumo desmedido del recurso. Asimismo, se aducía que la rentabilidad obtenida a partir de la caída del régimen de la Convertibilidad no era lo suficientemente elevada, y por tanto no era posible realizar las inversiones necesarias para garantizar el abastecimiento del mercado interno (Mansilla y Perrone 2010). Como se verá a continuación, los argumentos esgrimidos no se condicen con la evidencia empírica, lo que permite concluir que las restricciones en el abastecimiento fueron utilizadas como una herramienta de presión por parte de las empresas del sector. Así lo confirma Kozulj (2005): *“(...) la crisis energética ha sido sobredimensionada con el objeto de lograr aumentos en los precios de gas en boca de pozo, justificar las importaciones de Bolivia y obtener del Estado el financiamiento para obras de expansión en infraestructura, además de constituir un fuerte elemento de presión política frente a un gobierno al que desde su comienzo se buscó restar legitimidad”* (Kozulj 2005, pag. 34).

El primer aspecto que se analizará es la variación en el consumo de gas durante el período de referencia. Cuando se realiza un análisis comparativo de la demanda desagregada por sector del primer trimestre de 2004 con respecto a igual período del año 2003, se observa un incremento del 24% en el mercado interno, fundamentalmente debido a un aumento de 40% en la demanda de centrales eléctricas, un 18% de la demanda industrial y un 12% por el mercado vehicular. Estos datos fueron utilizados para validar la crisis, la cual era retroalimentada por los bajos precios que de acuerdo a las empresas del sector estimulaban aún más el aumento del consumo. Lo que no se tiene en cuenta en dicha línea argumentativa es que la demanda de gas - con excepción de la demanda de GNC (que representa un 7% de la demanda total) - presenta una baja elasticidad precio, puesto que ni el consumo residencial, comercial, industrial y de generación eléctrica elevará su demanda por una caída en los precios, sino que la misma depende de otros factores. En los dos primeros casos el aumento de la demanda se encuentra asociado al crecimiento de la población urbana, de las mejoras en la vivienda y principalmente al déficit grado día. En cuanto al sector industrial la variación en el

consumo se encuentra asociada al nivel de actividad, mientras que la generación eléctrica depende del grado de hidraulicidad (Kozulj, 2005):

TABLA IV.2
Evolución de la demanda por tipo de usuario
Incrementos del primer trimestre de 2004 respecto a igual período de 2003 y 1999 (en porcentajes)

Período	Residencial	Comercial	Entes oficiales	Industria	Centrales eléctricas	SDB	GNC	Total
Promedio enero-febrero de 2004/promedio enero febrero del 2003	1	12	4	19	40	12	24	24
Promedio enero-febrero de 2004/promedio enero febrero de 1999 en % equivalente interanual	1	3	5	6	-2	10	15	3

Fuente: Kozulj, R. (2005)

Asimismo, de acuerdo a este autor la comparación del consumo de gas del año 2004 con respecto al año anterior conlleva a una conclusión errática de la evolución de la demanda en aquel período, en virtud de encontrarse la misma altamente influenciada por factores coyunturales, en particular por las fluctuaciones en la demanda industrial y la demanda para la generación eléctrica, en virtud de que la misma presenta una elevada dependencia de las condiciones hidroeléctricas. Como se observa en la siguiente tabla, no sólo la demanda interna del año 2003 es inferior a la del año 2000 (año en el cual nuestro país se encontraba en plena recesión), sino que si se incluyen las exportaciones el incremento de 2003 con respecto a dicho año fue de un 4,3%, lo que supone un crecimiento interanual del orden del 1,4%. Asimismo, al hacer igual análisis para el primer trimestre de 2004 en comparación con el de 1999 se obtiene que el incremento de la demanda total resultante fue del orden del 3%, de lo cual se desprende que la crisis energética no puede ser convalidada por un aumento imprevisto de la demanda.

TABLA IV.3
Evolución de la demanda por tipo de usuario 1993-2003 (en millones de m³/día)

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

Fuente: Kozulj, R. (2005)

En cuanto al argumento esgrimido por las empresas de acuerdo al cual la pesificación y congelamiento de precios desincentivó las inversiones en exploración, nuevamente al hacer un contraste con la evidencia empírica se comprueba la falta de veracidad de tal afirmación. En primer lugar, como se ha visto en el capítulo anterior, la caída en las inversiones de riesgo (medidas a través de la cantidad de pozos de exploración y de avanzada) ya se había producido en la década anterior, específicamente en el período posterior a las reformas del sector.

En cuanto a la capacidad de transporte, si bien no puede alegarse que fuese la causante de la crisis en virtud de que los volúmenes demandados fueron inferiores a la capacidad existente en ese momento, creo conveniente hacer una breve mención respecto a la falta de inversiones para la mejora de la misma. Como se ha visto, durante la década de los noventa se realizaron cuantiosas inversiones para la construcción de gasoductos con destino a la exportación, mientras que no se destinaron recursos para mejorar la capacidad de abastecimiento del mercado doméstico, pese al crecimiento progresivo de la demanda local. Esta falta de inversión se vio facilitada gracias a la laxitud del marco regulatorio, tanto por la inexistencia de inversiones obligatorias como por la falta de control del ENARGAS sobre los destinos del endeudamiento de las empresas, es decir, existía un desconocimiento respecto a si el endeudamiento tenía como fin la inversión u otra destinación que no hiciera a la prestación del servicio (Kozulj, 2005).

Asimismo, la atribución de una baja rentabilidad como causante de la falta de inversión también resulta un argumento inverosímil, puesto que como se verá a continuación, las empresas obtuvieron elevadas rentas durante dichos años pese a la pesificación y congelamiento de tarifas. Como se observa en las siguientes tablas, la renta neta conjunta para el sector de hidrocarburos tras la devaluación del peso más que duplicó a aquella obtenida en promedio durante la Convertibilidad, como efecto de la reducción del costo total, así como por el aumento del precio internacional del crudo:

TABLA IV.4

Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de producción del año 2003: Situación de precios y costos promedio durante el período 1994-2001

Situación convertibilidad: Crudo interno dólares/barril 19,8 Crudo exportado dólares/barril 1,25 Gas interno 1,25 dólares/MBTU Gas de exportación 1,05 dólares/MBTU	Ingresos en miles de dólares	Costos BEP (miles de dólares)	Utilidades (en miles de dólares)
Gas nacional	1.422.570	Se estiman los costos del BEP en la situación convertibilidad=6,97 dólares/barril	
Exportaciones de gas	282.946		
Petróleo en el mercado interno	3.447.549		
Exportaciones de crudo	1.726.271		
Ingresos y costos de producción totales	6.879.336	3.579.684	
Regalías máximas 12%		825.520	
Ingresos brutos (3%)		206.380	2.267.752
Impuesto a las ganancias 35 %		793.713	
Estimación de renta neta			1.474.039

Fuente: Kozulj, R. (2005)

TABLA IV.5

Estimación de la renta conjunta del sector de hidrocarburos a los niveles de producción del año 2003: Situación media 2003-2004 sin ajuste de los precios del gas natural

Situación convertibilidad: Crudo interno dólares/barril 28,5 Crudo exportado dólares/barril 24,5 Gas interno 0,445 dólares/MBTU Gas de exportación 1,05 dólares/MBTU	Ingresos en miles de dólares	Costos BEP (miles de dólares)	Utilidades (en miles de dólares)
Gas nacional	506.435	Se estiman los costos del BEP en la situación post-convertibilidad=4,6 dólares/barril	
Exportaciones de gas	282.946		
Petróleo en el mercado interno	5.198.685		
Exportaciones de crudo	2.237.758		
Ingresos y costos de producción totales	8.225.824	2.362.488	
Regalías máximas 12%		987.099	
Ingresos brutos (3%)		246.775	4.629.462
Impuesto a las ganancias 35 %		1.620.312	
Estimación de renta neta			3.009.150

Fuente: Kozulj, R. (2005)

En cuanto a la evolución de los costos, ya a finales de los noventa los mismos se habían reducido de manera considerable en comparación con el período previo a las reformas. De acuerdo a Gadano (1998): *“La privatización permitió a YPF reducir significativamente sus costos operativos. Mediante la aplicación de técnicas más eficientes, el costo de extracción de petróleo y gas, medido en U\$S por barril de petróleo equivalente, cayó de 4,18 en 1992 a 2,56 U\$S / BOE. También se redujeron los costos en la industria refinadora. De acuerdo a información de YPF, el costo total de procesamiento cayó de U\$S 3,43 por barril en 1995 a U\$S 2,88 por barril en 1997”* (Gadano, 1998, pag. 38). Comparando a su vez dichos costos con los que se estimaban para el año 2003 (año

previo a la “crisis”), se observa que estos últimos resultaron considerablemente menores a los registrados en 1997:

TABLA IV.6

Estimación de costos totales de producción por barril equivalente de petróleo – en dólares/barril

Costos/Año	1992	1993	1994	1995	1996	1997	2003*
Extracción	4,18	3,68	3,00	2,72	2,56	2,55	1,67
Desarrollo	2,40	3,20	3,50	3,61	3,15	3,40	2,23
"Finding"	0,60	0,70	1,95	1,25	1,39	1,02	0,67
Total	7,18	7,58	8,45	7,58	7,10	6,97	4,57

Fuente: Kozulj, R. (2005) sobre la base de datos publicados por N. Gadano (1998) quien cita YPF Annual Report como fuente original para el período 1992-1997.

*Para estimar el costo en el año 2003 se considera un incremento de 90% en el costo interno y una tasa de cambio de \$ 2,9 por dólar.

De lo desarrollado hasta aquí se deduce que los argumentos esgrimidos por las empresas del sector para avalar la crisis de abastecimiento no se condicen con la evidencia empírica, concluyendo por tanto que la caída en la oferta fue utilizada como medio para obtener diversas concesiones por parte del Poder Ejecutivo. Es decir, al ejercicio de poder de mercado toda vez que el desabastecimiento implicaría recurrir a costos marginales más caros por la necesidad de importar sea GNL, Fuel Oil y Gas Oil especialmente para atender la creciente demanda eléctrica. A continuación se describirá cuáles fueron las medidas adoptadas por el Estado para afrontar dicha crisis energética.

IV.3 La salida de la “crisis” y la política de incentivo a las inversiones

Para superar la falta de abastecimiento de gas ocurrida en el año 2004, el Poder Ejecutivo tomó una serie de medidas, las cuales serán brevemente analizadas en la presente sección.

En lo que refiere al marco normativo, durante el año en cuestión se dictaron dos nuevas reglamentaciones a favor de las empresas del sector, con el objetivo de garantizar el abastecimiento del mercado interno. Así, mediante los Decretos 180 y 181, y de la Resolución 208 del año 2004, se autorizó un esquema de normalización del precio del gas natural en el PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) con destino a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, y a los usuarios de dichas prestadoras que comiencen a adquirir el gas natural directamente de productores. Asimismo, se segmentó al sector residencial en tres categorías con el fin de aplicar tarifas diferenciales de acuerdo a determinados parámetros de consumo establecidos en dichas normas. Por último, se aprobó la creación de un Mercado Electrónico de Gas “cuyas

funciones fundamentales serán transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados "Spot"), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Por último, a través del Decreto 180/2004 se autorizó la creación de un Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Infraestructura en materia de Transporte y Distribución de gas, integrado por: (i) cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución; (ii) los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales; y (iii) a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los beneficiarios directos. Es decir, una vez más el Estado se haría cargo de suplir la falta de inversiones que el sector privado no había realizado en el sector, pese a las elevadas tasas de retorno que las empresas obtenían.

En lo que respecta al comercio exterior se decidió limitar los volúmenes a la exportación, principalmente con Chile, siendo dicho país el principal mercado de exportación del gas natural argentino. Las mismas se harían de manera gradual, comenzando en Mayo de 2004 con 6,2 MM m³/día y llegarían a su punto máximo en 2007 con 23,7 MM m³/día. Sin embargo, pese a dicha normativa las exportaciones al mercado chileno durante el año 2004 fueron casi un 15% mayores a las del año anterior (Mansilla y Perrone, 2010). Si bien las exportaciones en 2005 se redujeron un 10% con respecto a las del 2004, las mismas fueron similares a las registradas en el 2003, año previo a la crisis.

También a partir del 2004 se introducirían por primera vez retenciones a las exportaciones de gas natural (licuado y en estado gaseoso) y a otros gases. A partir del Decreto 645/2004 se estableció una alícuota del 20% *“con el objeto de dar un tratamiento tributario simétrico al conjunto de los productos del sector de hidrocarburos”*. Esta alícuota se vería posteriormente incrementada a través de la Resolución 534/2006, elevando el mencionado porcentaje a un 45%, mientras que dos años más tarde, a través de la Resolución 127/2008 se fijó un derecho de exportación del 100%, facultando a la Dirección General de Aduanas *“para que aplique como base de valoración de las exportaciones de gas natural, el precio más alto establecido para esta mercadería en los contratos de importación de gas natural a la REPUBLICA ARGENTINA aplicables en cada momento, debiendo entenderse que dicho precio no contiene los importes correspondientes a los tributos que gravan la exportación para consumo”*.

Otras de las medidas implementadas para salir de la “crisis” fue comenzar a importar (por primera vez en la historia) grandes cantidades de fuel oil desde Venezuela y reanudar las importaciones de gas natural desde Bolivia, las cuales habían sido suspendidas desde el año 1999. Las mismas se pagaban en dólares, y a un precio superior al de “boca de pozo” del mercado interno, y mucho mayor al costo de extracción. Un dato que no debe pasar desapercibido es que los titulares de los yacimientos de Bolivia eran las mismas firmas que operaban en nuestro país: El 63% de las reservas de gas natural de Bolivia era manejado por Repsol, la empresa francesa Total y Petrobras, que tenían como objetivo la ampliación de los mercados en los cuales colocar dichas reservas. Asimismo, el gasoducto que conecta a ambos países también era propiedad de Repsol (Mansilla, 2007).

Un mayor detalle de la evolución del comercio exterior tanto del gas como del petróleo y sus derivados se realizará al final del presente capítulo.

En materia regulatoria, mediante la sanción de la Ley 25.943 se crea la empresa mixta Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), concediéndole diversas funciones entre las que se encuentran la participación en cualquier eslabón de la cadena de valor de los bienes energéticos (de forma independiente o integrada), así como la intervención en el mercado *“a efectos de evitar situaciones de abuso de posición dominante originadas en la conformación de monopolios u oligopolios”*. La misma es una empresa mixta, en la cual el Estado Nacional posee el 53% del capital social (acciones intransferibles), un 12% corresponde a las provincias, y el 35% restante se cotiza en bolsa.

También a través de dicha normativa se le concedía a la nueva empresa la titularidad de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales que no hubieran sido concesionadas, lo cual resultó en una nueva asociación con el capital privado para la concreción de diversos proyectos en las áreas mencionadas. Dichas asociaciones fueron objeto de diversas críticas, dada la participación marginal con la que contaba ENARSA en los diversos proyectos a llevarse a cabo: *“Con las áreas más promisorias del Mar Argentino, la empresa firmó permisos de exploración con empresas como Repsol, Petrobras o la chilena Enap Sipetrol. Estas licencias fueron secretas (ya que sus detalles no fueron difundidos sino mucho tiempo después) y significaron la entrega de esas zonas a manos de empresas extranjeras y sin licitación alguna (...) Su participación en todas estas concesiones es ampliamente minoritaria, sin ser el operador de ninguna. Por tanto, no es quien toma las decisiones*

relevantes de inversión, extracción o agotamiento. En caso de encontrar petróleo, no podrá decidir su destino, ni la tecnología necesaria para permitir una conservación racional del yacimiento. Por las leyes actuales, los concesionarios pueden decidir exportar el petróleo encontrado, sin que ENARSA pueda hacer nada al respecto” (Mansilla y Perrone, 2010, pag. 46-7).

Asimismo, a través de ENARSA se concretó la participación en diversos proyectos en asociación con PDVSA. La empresa local no sólo se encargaba de la importación de gasoil venezolano, sino que ha tenido participación en la exploración de la Faja Petrolera de Orinoco, por medio de la creación de una empresa mixta entre ENARSA y PDVSA con una participación del 40 y 60% respectivamente (Mansilla y Perrone, 2010).

Sin embargo, pese a las diversas funciones concedidas a la empresa, ésta no ha generado cambios estructurales en el desempeño del sector. De acuerdo a Sabbatella (2012b): *“(...) no ha intervenido en el mercado de hidrocarburos como agente regulador de precios y de condiciones de la actividad ni tampoco ha recuperado yacimientos con contratos viciados de ilegalidad y faltos de inversión. ENARSA no ha desarrollado infraestructura y plantilla laboral propios ya que las funciones realmente asumidas han estado dirigidas a la asociación con privados, licitar proyectos energéticos, ejecutar acuerdos internacionales con Venezuela, Bolivia y otros países y realizar operaciones de importación de combustibles”* (Sabbatella, 2012b, pag. 163).

Por último, considero necesario mencionar las distintas políticas de incentivo a la inversión privada que llevaría a cabo el Estado a partir del escenario descrito anteriormente. Es decir, las empresas del sector en lugar de haber sido sancionadas por la falta de inversiones y por la clara intencionalidad en la reducción de la oferta, fueron favorecidas con diversos beneficios en materia fiscal.

En primer lugar, se sancionó en 2006 la Ley 26.154 mediante la cual se otorgaban una serie de beneficios impositivos para inversiones en áreas que no se encontraran sujetas a permisos de exploración o concesiones de explotación (tanto en áreas que se encontrasen dentro de la Plataforma Continental como en cuencas sedimentarias), siendo condición obligatoria la asociación con la empresa ENARSA. Entre los beneficios otorgados a las nuevas inversiones se encontraban la devolución anticipada del IVA, exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y de derechos de importación.

Asimismo, durante el año 2008 se lanzarían una serie de programas con el fin de estimular la inversión privada:

- Programa Gas Plus (Resolución 24/2008 – Secretaría de Energía): Con el objetivo de incrementar la producción gasífera, mediante este programa se les concedía a aquellas empresas que realizaran inversiones en explotaciones nuevas un precio mayor por el gas adicional comercializado, el cual sólo podría utilizarse para el abastecimiento del mercado interno. La iniciativa alcanzaba a *“áreas sin explotación, áreas en explotación con características geológicas particulares (Tight Gas) y/o aquellas áreas que no se encuentran en producción desde el año 2004 o que, encontrándose en producción, le adicionan a dicha producción la correspondiente a nuevos yacimientos”*.

- Programa Petróleo Plus y Refinación Plus (Decreto 2.014/2008): Ambos programas se crean a los efectos de incentivar la producción y la incorporación de reservas de petróleo y la producción de combustibles. Los mismos establecían que *“aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en los programas, se establece un régimen de incentivos fiscales a través del otorgamiento de Certificados de Crédito Fiscal transferibles y aplicables al pago de derechos de exportación”*. Asimismo, se otorgaban beneficios fiscales a aquellas empresas que realizaran obras para la exploración y explotación de nuevos yacimientos de petróleo, el aumento de la capacidad de producción y la incorporación de nuevas tecnologías para la explotación y desarrollo de yacimientos existentes, las cuales podrían ser consideradas como “Obra de Infraestructura Crítica”, en los términos de la Ley 26.360 (Promoción de Inversiones en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura).

De acuerdo a esta Ley, se les concedía a las empresas la devolución anticipada del IVA correspondiente a las obras de infraestructura incluidas en el proyecto de inversión propuesto, o alternatively, se les permitía practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de los mismos.

IV.4 El sector en las cuentas externas: Endeudamiento, renta e IED en la post-Convertibilidad

En el presente apartado se describirá cómo han evolucionado a lo largo del período de referencia las distintas variables que conforman las cuentas externas del sector, es decir, se analizará el endeudamiento con acreedores externos, la renta obtenida durante el

período y las variaciones en la IED, examinando en detalle sus distintos componentes (aportes, reinversión de utilidades, deuda con matrices y giros). En lo que respecta a la balanza comercial, la misma será analizada en profundidad en el último apartado del presente capítulo.

IV.4.a El endeudamiento externo

Si bien durante los primeros años de la serie el endeudamiento externo de las empresas del sector petróleo muestra un paulatino decrecimiento, es a partir del año 2006 que éste comienza a incrementarse, siendo a finales del año 2011 un 60% al registrado para dicho año. En lo que respecta al sector del gas, la deuda con acreedores externos es significativamente menor a la registrada para el sector petróleo, mostrando incluso un decrecimiento para el período 2006-2011 de alrededor de un 13%.

TABLA IV.7
Obligaciones con el exterior sector petróleo y gas por tipo de deuda y como % de deuda total, 2001-2011
 (millones de dólares y %)

PETRÓLEO

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deuda Financiera	9.495	7.958	7.005	5.964	5.506	6.053	6.899	7.889	8.770	8.333	8.099
Títulos de Deuda	3.695	3.756	3.373	2.649	1.888	2.133	1.751	1.752	1.287	1.409	1.198
Préstamos Financieros	5.511	3.969	3.332	2.742	2.644	3.174	3.686	4.458	5.543	4.889	4.574
Otra Deuda Financiera	105	64	37	51	18	14	11	11	53	41	29
Otra Deuda Financiera - Ut. y Div.	184	169	263	523	957	732	1.451	1.669	1.888	1.994	2.297
Deuda comercial	2.172	1.310	1.133	1.112	882	686	616	1.659	1.607	1.977	2.725
Anticipos y prefinanciación de exportaciones de bienes	1.577	780	626	619	323	221	25	208	379	358	205
Deuda por importaciones de bienes	484	406	395	372	390	323	379	1.186	932	1.235	2.068
Deuda por servicios	111	125	112	120	168	142	212	264	297	383	452
TOTAL	11.667	9.268	8.138	7.076	6.388	6.739	7.516	9.548	10.377	10.310	10.823
Deuda sector como % deuda externa privada total	19%	17%	16%	14%	15%	15%	16%	18%	21%	19%	17%

GAS

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deuda Financiera	2.723	2.718	2.791	2.651	2.534	1.792	1.609	1.500	1.443	1.465	1.508
Títulos de Deuda	1.448	1.483	1.584	1.646	1.633	1.182	1.216	1.110	1.148	1.176	1.260
Préstamos Financieros	1.259	1.233	1.205	1.002	892	579	365	367	278	274	229
Otra Deuda Financiera	17	2	2	3	2	29	28	16	2	2	2
Otra Deuda Financiera - Ut. y Div.	0	0	0	0	7	1	0	7	15	14	17
Deuda comercial	104	118	108	53	39	48	49	107	65	48	105
Anticipos y prefinanciación de exportaciones de bienes	39	30	26	1	0	0	0	0	0	0	0
Deuda por importaciones de bienes	62	79	69	42	30	41	39	100	60	39	79
Deuda por servicios	2	10	13	9	10	7	10	7	6	9	25
TOTAL	2.827	2.836	2.899	2.703	2.573	1.840	1.658	1.607	1.509	1.514	1.613
Deuda sector como % deuda externa privada total	5%	5%	6%	6%	6%	4%	4%	3%	3%	3%	3%

Fuente: BCRA

Asimismo, como se puede observar a partir de la información de la tabla precedente, la deuda externa del sector petrolero representa un elevado porcentaje de las obligaciones con el exterior, siendo a partir del año 2006 el sector económico con mayor nivel de endeudamiento con acreedores internacionales.

En cuanto al tipo de deuda, las deudas financieras representan la mayor proporción, siendo los préstamos financieros aquellos que a lo largo de la serie han tenido una mayor preponderancia. En lo que respecta a las deudas comerciales, han incrementado considerablemente su magnitud desde el año 2008 las deudas por importaciones de bienes.

Sin embargo, como se verá con posterioridad, el endeudamiento de las firmas del sector no se tradujo en mayores proyectos de inversión ni en una mejora en la productividad de las empresas, puesto que la estrategia inversora de las mismas se encontraba orientada en diversos proyectos fuera del territorio argentino.

IV.4.b La evolución de los flujos de IED

Los elevados flujos de IED que se registraron durante la década del noventa - y que como se ha dicho anteriormente fueron de vital importancia para el financiamiento de la economía y del sostenimiento de la Convertibilidad - se redujeron notablemente a partir del año 2001, en virtud de la crisis económica atravesada por nuestro país así como por la finalización del proceso privatizador. En consecuencia, los flujos totales de IED de dicho año mostraron una caída del 79% con respecto a los del año anterior, mientras que el sector petrolero registró una reducción del 67% para igual período (véase Tabla III.7).

Esta tendencia se revierte en el año 2004, año en el cual comienzan a recuperarse los flujos de inversión extranjera, particularmente en aquellas actividades transables en virtud de la mayor competitividad adquirida dada la devaluación de la moneda local (Sacroisky, 2006). En el caso del sector petrolero, la suba de los precios internacionales permitiría a las empresas del sector obtener una elevada rentabilidad a través de la exportación de petróleo crudo y de productos derivados, siendo estos últimos gravados con una alícuota mucho menor que en el caso del crudo.

Como se puede observar en la siguiente tabla, la participación de los flujos de IED del sector petróleo con respecto al total para el período 1992-2001 *vis a vis* 2002-2004 prácticamente no sufre variación (34% vs. 35%). Distinto es el caso de aquellas actividades no transables (comercio o bancos) las cuales se vieron afectadas seriamente por la devaluación de la moneda local y la caída en la demanda doméstica, reduciendo asimismo su participación en el total de IED:

TABLA IV.8
IED por actividad económica, 1992-2004 (millones de dólares y %)

Sector	1992-2001		2002-2004	
	Valor promedio	%	Valor promedio	%
Actividades Extractivas	2.730	36%	1.040	39%
Petróleo	2.622	34%	930	35%
Minería	109	1%	110	4%
Industria Manufacturera	1.619	21%	1.118	42%
Infraestructura	1.610	21%	-150	-6%
Electricidad, gas y agua	921	12%	109	4%
Transporte y comunicaciones	690	9%	-259	-10%
Comercio	361	5%	18	1%
Bancos	751	10%	199	7%
Otros	573	7%	467	17%
Total	7.645	100%	2.692	100%

Fuente: Sacroisky, A. (2006) en base a datos de la DNCI

Sin embargo, a partir del año 2005 la participación del sector energético (específicamente del sector petróleo) en el total de flujos de IED comienza a reducirse, e incluso ha presentado flujos negativos a lo largo de la serie (años 2008 y 2011), dejando de ser el principal receptor de los flujos a partir del año 2008, siendo desplazado por sectores como la industria automotriz, el comercio y principalmente la minería. Para poder lograr una mayor comprensión de la evolución de dichos flujos y el porqué de la pérdida relativa de su representatividad, el análisis de las cifras debe realizarse no sólo a nivel agregado sino que es imprescindible observar la evolución de los distintos componentes que conforman la IED, lo cual se realizará en la siguiente sección.

La preponderancia que tiene el sector energético en los flujos de IED se deriva de la elevada extranjerización que caracterizó al mismo a lo largo del período bajo análisis. Como se ha visto en el capítulo anterior, el ingreso de capitales extranjeros al sector no sólo se circunscribió a la compra de YPF por la empresa española Repsol, sino que la mayor parte de las firmas del sector quedaron bajo el control del capital foráneo. De acuerdo a Bezchinsky et al. (2007) a la fecha de publicación de dicho informe más del 96% de la extracción de petróleo y gas se encontraba en manos de empresas de IED.

Asimismo, de acuerdo a los autores mencionados desde el año 2002 existieron cuatro operaciones de envergadura en el sector: La compra en Octubre de 2002 del 59% de PECOM (empresa petrolera del grupo Pérez Companc) por la empresa brasilera Petrobras, la operación OXY-Vintage (2005), Apache-Pioneer (2006) y Apache-PAF (2006), las cuales suman un monto superior a los U\$S 3.700 millones. Sin embargo, la única transacción que fue registrada en el balance de pagos es la compra de PECOM por un monto de U\$S 1.128 millones, en virtud de que las tres restantes se realizaron entre empresas no residentes.

IV.4.c Análisis detallado de sus componentes

Para tener una visión más acabada de la evolución de la inversión extranjera directa en los últimos años es necesario analizar los distintos componentes que constituyen los flujos de IED. Conjuntamente con dicho análisis se hará una descripción de la renta obtenida por las empresas con IED del sector, puesto que si bien ésta no forma parte de los flujos de IED propiamente dichos, es a partir de la misma que se determina la reinversión y la remisión de utilidades al exterior.

A lo largo de la presente sección se utilizará como principal fuente de información el relevamiento anual del Banco Central de la República Argentina sobre las inversiones directas en empresas residentes¹⁸.

Como se ha definido en el marco conceptual, las transacciones de capital de inversión directa computan los aportes de capital en bienes tangibles e intangibles, los créditos y deudas entre el inversor directo y la empresa de inversión directa, la reinversión de utilidades y las transferencias accionarias o de participaciones de capital realizadas entre un residente y un no residente (cambio de manos). Asimismo, como se ha indicado es a partir de la renta de la inversión extranjera directa que se puede obtener la remisión de utilidades al exterior, la cual surge como resultado de la diferencia entre las utilidades devengadas y la reinversión de las mismas en las empresas residentes.

¹⁸Nota metodológica: En virtud de que la información provista por la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales no cuenta con una desagregación de los flujos de IED por sector en informes posteriores al año 2005, a partir de dicho año se utiliza como fuente de información el relevamiento anual elaborado por el BCRA sobre inversiones directas en empresas residentes.

TABLA IV.9
Flujos de IED sector petróleo y giros, 2005-2011 (millones de dólares)

Flujos	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Reinversión de utilidades	912	1.703	771	-1.523	-479	1.089	811
Aportes	82	-313	129	599	343	358	512
Transferencias accionarias	-5	-273	-9	-3	39	-593	-1.963
Deuda con empresas vinculadas	148	300	1.000	643	664	-178	-318
Total	1.137	1.417	1.890	-284	568	676	-957
Giros*	2.759	1.997	2.206	4.095	2.492	2.440	2.639

Fuente: BCRA

* Nota: Las estimaciones de giros son propias, y se calculan como la diferencia entre la renta de la IED del sector y la reinversión de utilidades.

- Renta, reinversión de utilidades y giros: En lo que respecta a la renta del sector petróleo, a partir de los datos de la Tabla III.8 se observa que en el período que se inicia con el ingreso de Repsol y los años posteriores a la crisis (1999-2004), no sólo la renta aumentó progresivamente, sino que incluso ha llegado a ser la única actividad que registró utilidades positivas durante el bienio posterior al 2001.

La generación de una cuantiosa renta ha sido una característica prevaeciente durante los años posteriores, siendo asimismo el sector petrolero el sector que registró un mayor nivel de utilidades para dicho período:

TABLA IV.10
Renta de IED por sector y % renta sector petróleo/total 2005-2011 (millones de dólares y %)

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo	3.671	3.700	2.977	2.572	2.013	3.529	3.450
Metales Comunes y Elaboración	850	994	947	825	540	389	633
Industria Química, Caucho y Plástico	767	754	826	1.137	746	823	967
Alimentos, Bebidas y Tabaco	344	385	454	672	823	753	896
Comunicaciones	378	375	669	966	977	1.286	1.300
Minería	374	913	591	281	860	1.173	1.292
Industria Automotriz (Terminales y Autopartistas)	223	516	694	522	44	340	482
Otros Sectores	943	1.827	2.688	3.672	1.824	3.443	4.919
TOTAL	7.549	9.464	9.846	10.645	7.827	11.737	13.939
% Renta Petróleo/Total	49%	39%	30%	24%	26%	30%	25%

Fuente: BCRA

Considero relevante destacar que de acuerdo a la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales, tras el canje de deuda pública del año 2005 (con la consecuente reducción de intereses devengados), las utilidades y dividendos constituyen el concepto que mayor peso tiene en la cuenta renta de la inversión de la balanza de pagos, representando para el cuarto trimestre de 2015 un 67% de dicho concepto.

Para comprender cómo las utilidades obtenidas por las empresas del sector impactan en la IED del período bajo análisis y consecuentemente en el stock, es necesario observar otros dos flujos estrechamente vinculados: La reinversión de utilidades y la remisión al exterior de las utilidades puestas a disposición de sus inversores (giros).

TABLA IV.11
Reinversión de utilidades y giros como % renta sector petróleo 2005-2011

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Reinversión como % renta total	25%	46%	26%	-59%	-24%	31%	24%
Giros como % renta total	75%	54%	74%	159%	124%	69%	76%

Fuente: Elaboración propia sobre datos BCRA

Realizando una comparación intersectorial, si bien en la mayor parte de los años del período bajo análisis el sector petróleo se posiciona como aquel en el cual existen mayores reinversiones a partir del volumen de renta generada, si el análisis se realiza comparando el ratio de reinversión con respecto al total de renta obtenida por cada sector se observa que el mismo es relativamente menor al que presentan otras actividades, como en el caso del sector comunicaciones en el cual en algunos años de la serie dicho ratio fue cercano al 90%.

TABLA IV.12
Reinversión de utilidades por sector como % de la renta obtenida 2005-2011

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo	25%	46%	26%	-59%	-24%	31%	24%
Metales comunes y elaboración	47%	91%	21%	26%	-13%	32%	23%
Industria química, caucho y plástico	69%	49%	45%	40%	33%	31%	44%
Alimentos, bebidas y tabaco	69%	37%	40%	37%	50%	69%	24%
Comunicaciones	95%	97%	96%	91%	86%	78%	59%
Minería	75%	45%	-41%	-17%	49%	52%	-14%
Industria automotriz (terminales y autopartistas)	97%	94%	65%	40%	-158%	40%	60%
Otros sectores	27%	60%	62%	57%	37%	48%	52%

Fuente: Elaboración propia sobre datos BCRA

Este bajo nivel de reinversión, que incluso en algunos años de la serie resulta negativo, tiene como contrapartida un elevado porcentaje de utilidades que son remitidas a las casas matrices. Como se observa en la tabla IV.11, los giros de dividendos de las empresas petroleras representaron para la mayor parte del período 2005-2011 un porcentaje que ronda el 70% de la renta obtenida, sin considerar los años 2008 y 2009 en los que las utilidades puestas a disposición de los inversores fueron superiores a la renta obtenida en dichos años.

Asimismo, al hacer un análisis comparativo con lo sucedido en el resto de los sectores, se puede observar que la distribución de utilidades y dividendos del sector petróleo en la

totalidad de los años analizados constituye el mayor porcentaje, representando en el año 2005 el 63% del total de giros de las empresas de IED:

TABLA IV.13
Giros por sector y giros sector petróleo como % del total 2005-2011 (millones de dólares y %)

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo	2.759	1.997	2.206	4.094	2.491	2.441	2.638
Metales comunes y elaboración	447	91	751	613	610	264	485
Industria química, caucho y plástico	241	384	453	686	496	571	545
Alimentos, bebidas y tabaco	106	242	270	423	411	234	683
Comunicaciones	18	11	27	83	135	288	531
Minería	94	505	831	330	437	569	1.470
Industria automotriz (terminales y autopartistas)	6	32	242	314	113	205	195
Otros sectores	692	738	1.017	1.565	1.156	1.803	2.345
Total	4.364	3.999	5.797	8.108	5.849	6.373	8.893
Giros petróleo como % giros totales	63%	50%	38%	50%	43%	38%	30%

Fuente: Elaboración propia sobre datos BCRA

Es importante destacar que en el caso de que las utilidades y dividendos distribuidos no sean girados al exterior, la contrapartida se ve reflejada en un aumento en la deuda con los inversores directos. De acuerdo al relevamiento del BCRA esto ha ocurrido por ejemplo en el año 2008, en un monto cercano a los U\$S 200 millones y en el año 2009 en el que parte del incremento del endeudamiento por U\$S 664 millones es atribuido a este concepto.

Como se verá en la siguiente sección, la elevada remisión de utilidades y consecuentemente la decreciente reinversión formó parte de la estrategia inversora de Repsol desde mediados de la década, empresa que privilegió utilizar las ganancias obtenidas en nuestro país en proyectos de inversión más rentables en otras áreas geográficas, dado su carácter de firma globalizada.

- Deuda con empresas vinculadas: Como se refleja en la Tabla IV.9 los mayores flujos se registraron en el período 2007-2009. La causa de este aumento se atribuye a la distribución de utilidades no giradas - que como se explicó anteriormente tiene como contrapartida un aumento de la deuda con inversores directos -, y al incremento por deudas financieras.

Como consecuencia se registró un crecimiento en la participación de los pasivos con empresas vinculadas con relación al total de las inversiones directas para el bienio 2008-2009, por la conjunción de dos factores: La caída en el stock de capital, debido principalmente a un flujo de reinversión negativo, y el aumento del stock de deuda.

TABLA IV.14

Stock de deuda con empresas vinculadas y como % de stock de IED 2005-2011 (millones de dólares y %)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deuda con empresas vinculadas	3.230	3.530	4.530	5.173	5.837	5.659	5.341
Deuda con vinculadas como % stock IED	18%	19%	22%	28%	32%	31%	30%

Fuente: BCRA

- Aportes de capital y transferencias accionarias: Para el período 2005-2011 los flujos de aportes fueron en su mayoría positivos, con excepción del año 2006, presentando las mayores variaciones en los años 2008 y 2011. Los aportes realizados en el año 2008 al sector petróleo lo convirtieron en el principal receptor, al compararse con aquellos recibidos por el resto de los sectores de la economía para dicho año. Asimismo, más del 60% correspondieron a aportes en efectivo, siendo el resto capitalizaciones de deuda.

En cuanto a las transferencias accionarias, las operaciones más importantes se darían en los años 2010 y 2011 por montos de U\$\$ 593 millones y U\$S 1.963 millones respectivamente, como consecuencia de las ventas de participaciones directas a inversores de cartera, es decir inversores que cuentan con tenencias menores al 10%.

IV.4.d Cambios en el stock y en la participación española

La evolución de los distintos flujos de IED anteriormente mencionada trajo aparejados cambios en la posición pasiva bruta del sector¹⁹, tanto en lo que respecta al patrimonio neto, como en el saldo de la deuda con empresas vinculadas:

TABLA IV.15

Posición pasiva bruta de IED 2005-2011 (millones de dólares)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Patrimonio Neto	14.399	14.938	16.007	13.591	12.318	12.531	12.666
Deuda con empresas vinculadas	3.230	3.530	4.530	5.173	5.837	5.659	5.341
Total	17.629	18.468	20.537	18.764	18.155	18.190	18.007

Fuente: BCRA

Coincidente con lo descrito acerca de la evolución de los flujos, para los años 2008 y 2009 el patrimonio neto en relación al registrado en 2007 se reduce un 15 y un 23% respectivamente. Si bien existió un leve incremento durante los años 2010 y 2011, el saldo registrado para este último año era un 12,3% menor al del año 2007.

¹⁹Las variaciones en los saldos de IED no se producen únicamente por la sumatoria de los flujos del período, sino que también se debe tener en cuenta cambios en la posición como consecuencia de variaciones en el tipo de cambio.

En el caso del stock de deuda con empresas vinculadas, las mayores variaciones se produjeron en los años 2008 y 2009, en virtud del incremento del endeudamiento por utilidades no distribuidas y por deudas financieras.

Para finalizar la sección, y dada la importancia que las inversiones españolas poseían en el sector petrolero, se realizará una breve descripción de cómo evolucionaron los distintos flujos que componen la IED asociada al país ibérico y consecuentemente cómo se ha modificado la participación de España en la posición de IED del sector.

TABLA IV.16
Flujos, posición pasiva bruta de IED España y posición como % posición IED total sector petróleo 2005-2011
(millones de dólares y %)

Flujos	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Reinversión de utilidades	247	1.044	379	-1.807	-649	400	-130
Aportes	0	6	18	0	0	0	0
Transferencias accionarias	14	-13	0	213	39	-586	-1.952
Deuda con empresas vinculadas	0	1	0	66	20	-26	102
Total	261	1.039	397	-1.528	-590	-213	-1.980

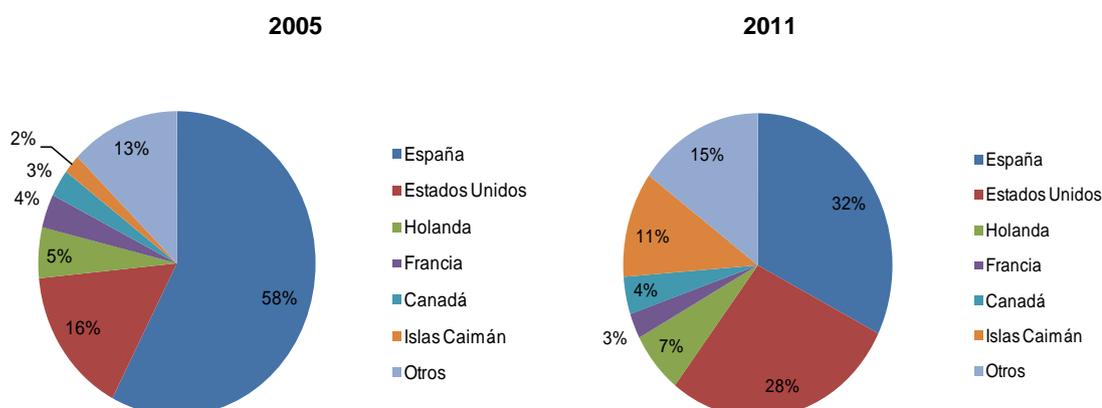
Posición	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Patrimonio neto	10.176	10.289	10.756	8.363	7.216	6.794	5.672
Deuda con empresas vinculadas	0	1	1	67	87	60	162
Total	10.176	10.290	10.758	8.430	7.302	6.854	5.835
Posición España como % posición total	58%	56%	52%	45%	40%	38%	32%

Fuente: BCRA

Observando los flujos de la tabla precedente, se constata que los cuantiosos giros que se produjeron en los años 2008 y 2009 en el sector son explicados prácticamente en su totalidad por la política de remisión de utilidades implementada por España. Lo mismo ocurre con los flujos de transferencias accionarias registrados en los años 2010 y 2011, los cuales se corresponden en su totalidad a las ventas de participaciones de inversión directa realizadas por el país europeo.

Como resultado de dicha operatoria se produjo una progresiva caída de la participación española en el total de IED del sector, la cual pasó de representar un 58% en el año 2005 a registrar una participación en el año 2011 del 32%.

GRÁFICO IV.1
Posición bruta de IED al 31.12.2005 y 31.12.2011 por país sector petróleo (en %)



Fuente: Elaboración propia sobre datos BCRA

Esta retracción en la participación española es coincidente con la estrategia inversora que pondría en práctica durante este período la empresa Repsol, que como se verá a continuación privilegió las inversiones en otras áreas geográficas en detrimento del sector local, utilizando como fuente de financiamiento para dichos proyectos las voluminosas utilidades percibidas en nuestro país.

IV.5 La estrategia inversora de Repsol

A lo largo de lo abordado en el presente trabajo se ha visto que uno de los rasgos distintivos del comportamiento inversor privado se ha caracterizado por una baja propensión al riesgo, siendo el Estado el que ha suplido en reiteradas ocasiones la falta de inversión en áreas geológicamente menos rentables. Y la estrategia de Repsol en nuestro país no ha sido la excepción a la regla.

Así, pese a que en el año 2002 más del 47% del resultado operativo obtenido por la empresa española en las distintas áreas geográficas en las que tenía participación correspondían a las ganancias procedentes de Argentina, y que para dicho año la producción de hidrocarburos procedente de nuestro país representaba un 72% del total de la compañía, en su Plan Estratégico 2003-2007 Repsol ya manifestaba su intención de expandirse hacia nuevas áreas como Trinidad Tobago, Libia, Venezuela, Golfo de México, Ecuador, Bolivia y Brasil buscando *“mejorar la estructura de negocios y riesgos de la Compañía”*, reduciendo en consonancia la participación de YPF a un 56% de la producción para el año 2007.

TABLA IV.17
Resultados operativos de Repsol YPF en el mundo por áreas geográficas 1998-2003
(en millones de euros)

Áreas geográficas	1998	1999	2000	2001	2002	2003
América Latina	187	1.101	3.333	2.365	1.792	2.729
Argentina	145	964	2.830	2.104	1.573	2.198
Resto de Latinoamérica	42	137	503	261	219	531
Europa	1.449	1.269	2.207	1.875	1.134	826
Norte de África y Medio Oriente	14	141	429	464	393	316
Lejano Oriente	19	92	271	213	50	-11
Resto del mundo	11	26	2	3	-46	...
Total	1.680	2.629	6.242	4.920	3.323	3.860

Fuente: De Dicco, R. (2004)

En el marco de dicho Plan Estratégico, del total de inversiones previstas por la compañía - y en consonancia con su política de “desconcentración”- un 46% se realizarían fuera de España y Argentina, países a los cuales se destinaría un 28 y 26% de las inversiones respectivamente. Por tanto, para poder formalizar este plan se utilizaría como fuente de financiamiento los ingresos generados en nuestro país, puesto que como se ha visto la firma podía disponer libremente del 70% de las divisas generadas.

Reafirmando la estrategia plasmada, en el Plan 2008-2012 Repsol manifestaba entre sus prioridades “*el crecimiento selectivo a través de nuevos grandes proyectos en países del entorno de la OCDE*”, aumentando la participación de los activos en dichos países a un 55% y reduciendo por tanto el peso relativo de la participación en Latinoamérica a un 31% para dicho período.

En cuanto a los grandes proyectos a desarrollar, se destinarían 4.800 millones de euros en el área del *downstream* en la Península Ibérica, mientras que en el área del *upstream* se desarrollarían proyectos en el Golfo de México, en aguas profundas de Brasil, Libia, Argelia y Perú. Es decir que entre las grandes inversiones planificadas por la compañía española nuevamente nuestro país quedaba relegado.

Otra de las “prioridades estratégicas” para Repsol durante dicho período fue la “*desinversión parcial para mejorar y equilibrar el portafolio*” de la petrolera argentina, la cual se llevaría a cabo a través de la venta del 14,9% de la tenencia accionaria al Grupo Petersen presidido por el empresario argentino Enrique Eskenazi, por un valor de U\$S 2.235 millones. El acuerdo al que abordaron las partes establecía también que con posterioridad, y con un plazo máximo de cuatro años, el grupo Petersen podría ejecutar

una opción de compra sobre un porcentaje adicional equivalente al 10,1% del capital social de YPF.

Para la adquisición de este paquete accionario, el Grupo Petersen recibiría financiamiento de bancos internacionales (Credit Suisse, BNP Paribas, Goldman Sachs y Banco Itaú), y de la propia Repsol YPF a través de un préstamo de vendedor (vendor's loan) por un importe de U\$S 1.015 millones. Así, el grupo argentino aportaría para concretar la operación sólo U\$S 100 millones, puesto que la deuda asumida con el pool de bancos mencionado ascendió a U\$S 1.120 millones aproximadamente (Dellatorre, 2012).

Asimismo, con el objetivo de permitir el ingreso de accionistas minoritarios, el acuerdo contemplaba no sólo una segunda operatoria para la adquisición por parte del Grupo Petersen de capital adicional, sino que también posibilitaba la ejecución de una OPV (oferta pública de venta de acciones) de aproximadamente un 20% de las acciones de la empresa petrolera.

En concordancia con lo descrito en la sección anterior, en los Estados Contables de la compañía de los años 2008 y 2009 se manifestaba explícitamente la intención de llevar adelante una política de pago de dividendos sumamente elevada, a expensas de una reinversión de utilidades negativa para dichos períodos. Según dichos Estados Financieros: *“Como consecuencia del Acuerdo firmado entre Repsol YPF y el Grupo Petersen, las Partes han acordado una política de dividendos que resulte satisfactoria para las Partes y que contribuya a la caracterización de las acciones de la Compañía en los mercados como particularmente atractivas para lograr una adecuada relación entre los dividendos y las ganancias de la compañía (payout). En este orden, las Partes acordaron distribuir en forma de dividendo el noventa por ciento (90%) de las utilidades de la Compañía; que serán satisfechos en dos (2) pagos cada año. Asimismo, las Partes han acordado votar a favor de los acuerdos sociales necesarios para que la Compañía acuerde la distribución de un dividendo extraordinario de ochocientos cincuenta millones de dólares con pagos comprometidos durante el año 2008 y durante el año 2009”.*

Haciendo efectiva la opción de compra formalizada en el acuerdo, el Grupo Petersen en el año 2011 adquirió un 10% del capital social de la empresa petrolera por un monto de U\$S 1.304 millones, que sumado al 14,9 % inicial y a operaciones posteriores resultaron en una participación del 25,46% del grupo liderado por Enrique Eskenazi. En esta

oportunidad, para financiar la operatoria el Grupo Petersen gestionó una línea de financiamiento con cinco bancos internacionales (Banco Itaú, Credit Suisse, BNP Paribas, Standard Bank y Citi) por un importe cercano a U\$S 700 millones, mientras que el resto fue financiado a través de un préstamo directo por Repsol (Galak, 2011).

En la búsqueda del “*reequilibrio de la cartera de activos del Grupo*” estipulada en su plan estratégico, Repsol también realizó otras operaciones de venta de acciones a terceros, razón por la cual la participación de la empresa española a Diciembre 2011 se había reducido a un 57,43% del capital social de YPF.

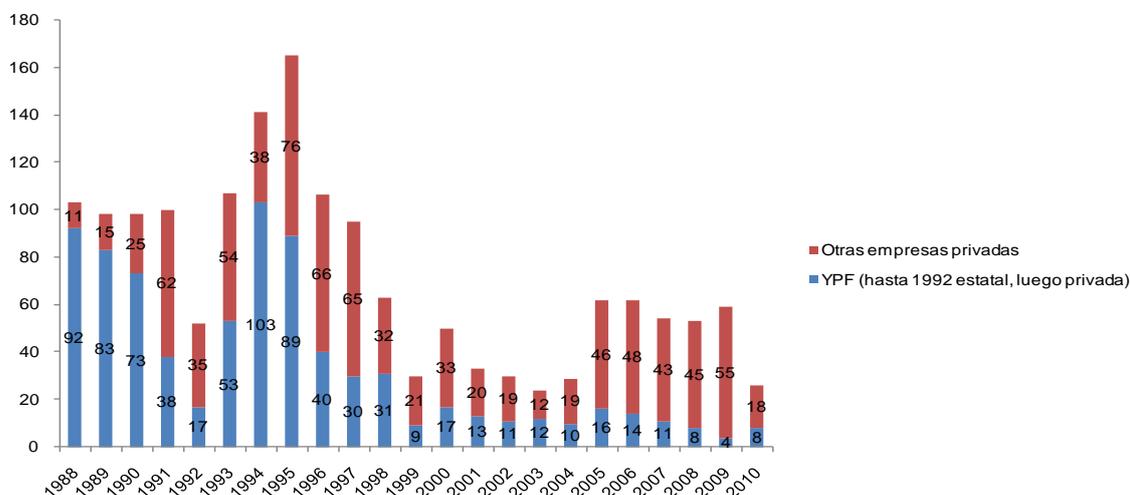
De lo visto en la presente sección y en concordancia con lo expuesto respecto a la evolución de los flujos de IED, se puede observar claramente que el objetivo de la empresa española fue utilizar a YPF como una mera fuente de financiamiento para llevar a cabo distintos proyectos de inversión alrededor del mundo, a expensas del deterioro de la petrolera nacional.

IV.6 Evolución de la inversión y las reservas

Pese a las políticas de incentivos implementadas por el gobierno kirchnerista mencionadas anteriormente y de la elevada rentabilidad obtenida por las empresas del sector, no existió una correlación con las obras de inversión realizadas en suelo argentino durante la post-Convertibilidad. Como ya se ha comentado, esto responde a una lógica empresarial global caracterizada por la aversión al riesgo y a la inversión en áreas geográficas con una efectividad relativamente mayor.

Nuevamente, para poder tener una noción de las inversiones efectuadas durante el período se utiliza como variable *proxy* la cantidad de pozos de exploración efectuados durante la primera década del siglo XXI. Así, se comprueba que la actividad exploratoria ha mermado considerablemente en comparación tanto con los primeros años del sector desregulado como con la exploración realizada a finales de los años '80:

GRÁFICO IV.2
Evolución de los pozos de exploración terminados de petróleo y gas natural en Argentina, 1988-2010
(en cantidad)



Fuente: González, M. y Fernández, A. (2012) en base a la Secretaría de Energía y al IAPG

La evolución de los pozos de exploración no se condice con lo ocurrido con los pozos de extracción terminados, los cuales alcanzaron un promedio para el período 1990-2001 de 878 pozos, mientras que para los años 2002-2010 se incrementaron a un promedio de 1.039 pozos. Asimismo, al relacionar las inversiones realizadas en exploración con la evolución en las ventas, se observa que el *ratio* desde la implementación de las reformas al sector siempre estuvo por debajo del promedio de la década de 1980 (3,1% en una etapa de bajas inversiones dada la situación crítica de la empresa y del país): Mientras que entre 1989 y 2001 en promedio se invirtió un 2,7% de lo facturado (con un mínimo de 1,2% en el año 2000) durante la post-Convertibilidad esta relación se redujo considerablemente con un promedio cercano al 1,4% y alcanzando el mínimo histórico en el año 2010 de un 0,7% (Barrera, 2013).

La falta de inversiones también condujo a una caída en la producción, en virtud básicamente de la merma en la productividad de los yacimientos. Luego de alcanzar el rendimiento máximo en 1998 de 9,6 m³ diarios, la escasa incorporación de nuevas áreas con grandes recursos, sumada a la “maduración” de los pozos existentes llevó a una caída en el rendimiento por pozo, descendiendo a los 4,6 m³ diarios de petróleo en 2009. En lo que respecta al gas natural, entre 1989 y 2003 la productividad cayó en un 2,6% anual acumulativo, en conjunto como se ha visto de un aumento en la explotación dada la “gasificación” de la matriz energética y la elevada producción destinada a la exportación.

Asimismo, a partir del año 2004 la extracción comenzó a mermar notablemente, en conjunto con un marcado descenso de la productividad de los yacimientos (10,4% anual para el período 2004-2009), quedando en evidencia la fuerte maduración de los mismos (Barrera, 2012d).

TABLA IV.18
Productividad pozos gas natural y petróleo 1988-2009
(en m³/ miles de m³ de diarios)

	1988	1995	2000	2005	2009
Productividad pozos gas natural (en miles de m ³ diarios)	188,2	132,7	132,5	108,1	68,3
Productividad pozos petróleo (en m ³ diarios)	7,4	9,1	8,5	5,9	4,6

Fuente: González, M. y Fernández, A. (2012) en base a la Secretaría de Energía y al IAPG

TABLA IV.19
Producción gas natural y petróleo 1998-2011
(en m³ / miles de m³ de diarios)

Año	Gas natural (miles de m ³)	Petróleo (m ³)
1998	38.998.034	49.148.000
1999	43.313.252	45.587.000
2000	45.766.036	43.243.000
2001	46.216.081	44.578.000
2002	46.245.119	43.953.000
2003	50.633.115	43.125.143
2004	52.349.267	40.639.054
2005	51.566.791	38.620.962
2006	51.778.528	38.268.291
2007	51.006.115	37.305.891
2008	50.509.164	36.637.478
2009	48.417.101	36.146.788
2010	47.098.582	35.345.123
2011	46.312.773	33.218.899

Fuente: Barneix, P. (2012) en base a Secretaría de Energía de la Nación

La conjunción de todos estos factores redundaría en la reducción progresiva de las reservas, tanto del petróleo como del gas natural. En cuanto a este último recurso, la caída fue considerablemente mayor, puesto que las reservas al año 2010 eran un 57% menor a las que poseía nuestro país en el año 1988. Consecuentemente, el horizonte de reservas de gas natural se redujo de 34 años en 1988 a 7 años para 2010:

TABLA IV.20
Reservas y horizonte de reservas petróleo y gas natural 1988-2010
(en millones de m³ / miles de m³ y años)

	1988	1995	2000	2005	2010
Reservas de gas natural (en millones de m ³)	773.016	619.295	777.608	428.362	331.881
Horizonte de reservas de gas natural (en años)	34	20,3	17,2	8,3	7
Reservas de petróleo (en miles de m ³)	362.470	379.401	472.781	313.454	334.110
Horizonte de reservas de petróleo (en años)	13,9	9,1	10,5	8,1	9,5

Fuente: González, M. y Fernández, A. (2012) en base a la Secretaría de Energía y al IAPG

Si se analiza lo ocurrido con las reservas por operador, se observa que la tendencia fue homogénea en las distintas firmas del sector (con excepción de Pan American Energy y Oxy en lo que respecta al petróleo). Una mención especial merece lo ocurrido con la empresa Repsol-YPF, la cual anunció en el año 2006 una caída de sus reservas probadas totales del orden del 25%. Esta “revisión” se refirió principalmente a reservas de gas, representando Bolivia y Argentina la mayor parte de dicha merma: 52% (659 millones de BEP/barriles equivalentes de petróleo) y 40,6% (509,3 millones de BEP) respectivamente. De acuerdo a lo manifestado por la compañía, en el caso de Argentina, esta revisión derivó de un “mayor conocimiento de los campos”. Sin embargo, y tal como destaca Mansilla (2007), dicha declaración resulta llamativa puesto que “(...) los descensos se generaron en yacimientos explotados hace por lo menos 25 años por YPF (y desde 1997 por la propia Repsol)” (Mansilla, 2007, pag. 69).

TABLA IV.21
Variación de reservas comprobadas y probables de petróleo por operador 2002-2009
(Mm³ y %)

Operador	2002 (Mm ³)	2009 (Mm ³)	Var %
Pan American Energy	122.482	195.175	59%
YPF	200.005	113.026	-43%
Oxy	31.925	44.746	40%
Petrobras	66.592	25.921	-61%
Chevron	40.825	34.934	-14%
Tecpetrol	37.295	18.160	-51%
Otros	129.041	103.463	-20%
Total	628.165	535.425	-15%

Fuente: Apud et al. (2011).

TABLA IV.22
Variación de reservas comprobadas y probables de gas natural por operador 2002-2009
(MMm³ y %)

Operador	2002 (MMm ³)	2009 (MMm ³)	Var %
Total Austral	251.544	206.915	-18%
Pan American Energy	112.237	83.114	-26%
YPF	228.249	84.565	-63%
Petrobras	114.054	40.030	-65%
Pluspetrol	82.360	26.522	-68%
Tecpetrol	51.607	20.408	-60%
Otros	129.624	73.650	-43%
Total	969.675	535.205	-45%

Fuente: Apud et al. (2011).

A continuación se describirá cómo esta caída en la producción y las mayores importaciones que se sucedieron a partir del año 2005 repercutieron en el saldo comercial externo del sector energético.

IV. 7 Balanza comercial energética y el déficit de 2011

A lo largo del presente capítulo se ha analizado cómo la elevada extranjerización del sector y su desempeño a lo largo de la década ha tenido un impacto directo tanto en la cuenta corriente de la balanza de pagos argentina - a través de la denominada renta de la inversión - así como en la cuenta financiera a través de la evolución de la IED y de los flujos de endeudamiento externo. A continuación se analizará otro componente de relevada importancia para las cuentas externas: La balanza comercial energética.

En lo que respecta a las exportaciones de hidrocarburos, ya se ha visto cómo a partir de la desregulación del sector las mismas aumentaron desmesuradamente, llegando a representar el petróleo crudo el segundo producto más exportado a nivel nacional. A esto se adiciona desde mediados de los noventa la exportación de gas natural, a partir de la construcción de numerosos gasoductos destinados a tal fin.

Una vez finalizada la Convertibilidad y con la implementación de retenciones a las exportaciones de crudo la estrategia de ventas se redefinió, dando preponderancia a la venta de refinados especialmente para el período 2002-2008, puesto que si bien en el año 2004 se incrementaron las retenciones en un 25 y en un 45% o más dependiendo de la evolución de los precios (Resoluciones 337 y 532 respectivamente), éstas rigieron sólo para las exportaciones de crudo, mientras que para las naftas permanecieron en un 5%.

Este esquema recién se modificaría a partir del año 2007 a través de la Resolución 394, la cual estableció el siguiente esquema de retenciones para ambos productos:

- a) Si el precio internacional por barril es menor a U\$S 45, se procederá a determinar el porcentaje a aplicar en un plazo de 90 días hábiles.
- b) Si el precio internacional se ubica entre U\$S 45 y U\$S 60,9 se aplicará el 45%.
- c) Si el precio internacional es mayor a U\$S 60,9 se aplica la siguiente fórmula:

$$D = (PI - VC) / VC \times 100$$
 donde:
 D= Derechos de exportación.
 PI= Precio Internacional.
 VC= Valor de Corte (Crudo= U\$S 42, Naftas= U\$S 78).

A partir de los datos de la siguiente tabla se puede observar la evolución de dichos productos, corroborando que para el período 2002-2008 las ventas externas de derivados se incrementaron progresivamente, e incluso superaron en los años 2007 y 2008 las exportaciones de petróleo crudo:

TABLA IV.23
Exportaciones de petróleo crudo, gas y derivados 2002-2011
(a valores FOB y millones de dólares)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Aceites crudos de petróleo	2.231	2.296	2.263	2.509	2.406	1.296	1.618	2.466	2.584	2.182
Naftas excluidas p/ Petroquímica	72	99	165	184	267	280	534	273	385	484
Fuel ("fuel oil")	100	141	153	259	432	586	761	347	253	22
Aceites lubricantes s/aditivos	16	32	22	32	29	12	1	5	1	1
Naftas p/ Petroquímica	188	218	382	457	662	931	1.056	598	744	786
Aceites lubricantes c/aditivos	28	41	64	74	96	115	137	75	64	87
Gas natural licuado	0,001	0	0,0003	0	0,0002	0,0001	0,00002	0,0001	0,0003	0
Gasóleo ("gas oil")	280	365	316	119	60	49	36	0,001	0,0001	0,06
Gas natural en estado gaseoso	309	354	427	492	635	455	349	456	216	131

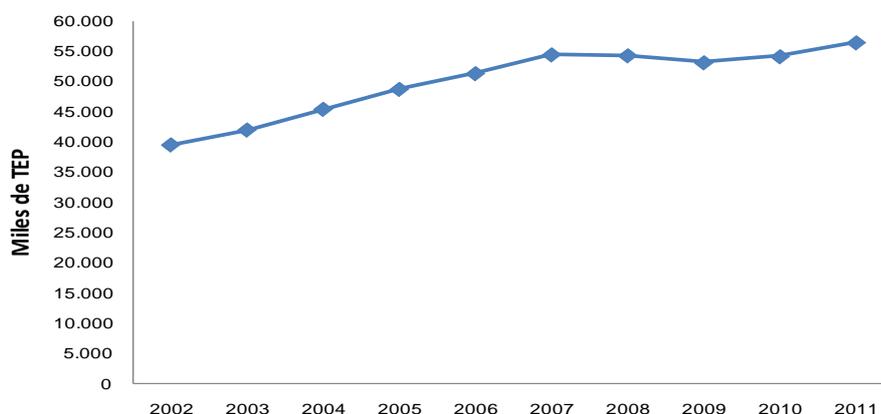
Fuente: INDEC

En cuanto a las exportaciones de gas, las mismas experimentaron una progresiva reducción a partir del año 2007, debido a la caída tanto en la exploración como en la producción anteriormente mencionada, y al aumento de la demanda doméstica. Así, para el año 2011 las ventas externas de dicho hidrocarburo registraron una merma cercana al 80% en comparación con las exportaciones del 2006.

Si ambas series de datos - las ventas de petróleo y gas a los mercados internacionales - son comparadas con el volumen de reservas existente se puede visualizar con mayor claridad el rol clave que tuvieron las mismas desde la desregulación del sector, puesto que las exportaciones de petróleo entre 1990 y 2010 representaron un 50% de las reservas existentes a 2010, mientras que en el caso del gas significaron un 15% de las reservas para igual año (Sabbatella, 2012a).

En lo que respecta a la demanda de dichos hidrocarburos, el crecimiento de la actividad vivenciado a partir del año 2003 iría al unísono con un aumento del consumo energético de los distintos sectores de la economía. De acuerdo a la Secretaría de Energía el consumo del año 2010 en comparación con el 2003 fue un 28,9% mayor, registrando un mayor incremento entre los años 2003-2007 en consonancia con el mayor dinamismo económico:

GRÁFICO IV.3
Evolución consumo energético 2002-2011
(en miles de TEP)



Fuente: Elaboración propia en base a Balance Energético Nacional (2002- 2011)

Como se ha visto anteriormente, en respuesta a la “crisis” energética vivenciada en 2004 y al decrecimiento en la producción, desde el año 2005 comienza a registrarse un incremento paulatino de las importaciones de hidrocarburos, principalmente de gas oil, gas natural, gas licuado y fuel oil. Así, en lo que concierne al período 2005-2011 las importaciones en conjunto de estos cuatro productos se multiplicaron en más de diez veces:

TABLA IV.24
Importaciones de gas, petróleo crudo y derivados 2002-2011
(a valores CIF y millones de dólares)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Naftas p/petroquímica	2	0,50	-	0,04	-	-	-	8	-	-
Naftas excluidas p/petroquímica	2	2	2	4	14	40	28	9	13	0,06
Aceites lubricantes c/aditivos	7	6	8	8	15	20	27	25	31	42
Aceites lubricantes s/aditivos	8	19	28	53	88	100	153	42	60	130
Aceites crudos de petróleo	39	54	81	69	34	19	3	0,001	0,003	0,003
Fuel ("fuel oil")	0,0001	0,00002	159	168	327	386	527	311	332	1.045
Gasóleo ("gas oil")	80	93	107	352	294	1.123	1.888	1.038	1.947	4.004
Gas natural en estado gaseoso	3	2	68	187	243	139	77	158	298	565
Gas natural licuado	0,004	-	-	0,0007	0,0002	0,000003	276	251	499	1.927

Fuente: INDEC

Distinto es el caso de las importaciones de petróleo, las cuales si bien nunca tuvieron volúmenes considerables las mismas desde el año 2009 prácticamente desaparecen, debido al elevado precio internacional del barril (Barneix, 2012).

Al cotejar la evolución de las importaciones del rubro “combustibles” con lo sucedido en el resto de las compras externas, se observa que aquellas que más crecieron durante los años 2005-2011 fueron las energéticas. De acuerdo a los datos elaborados por la DNCI las importaciones de combustibles crecieron un 634% en dicho período, mientras que los rubros que le siguieron en mayor dinamismo - piezas y accesorios para bienes de capital y vehículos automotores de pasajeros - se incrementaron 307 y 349% respectivamente.

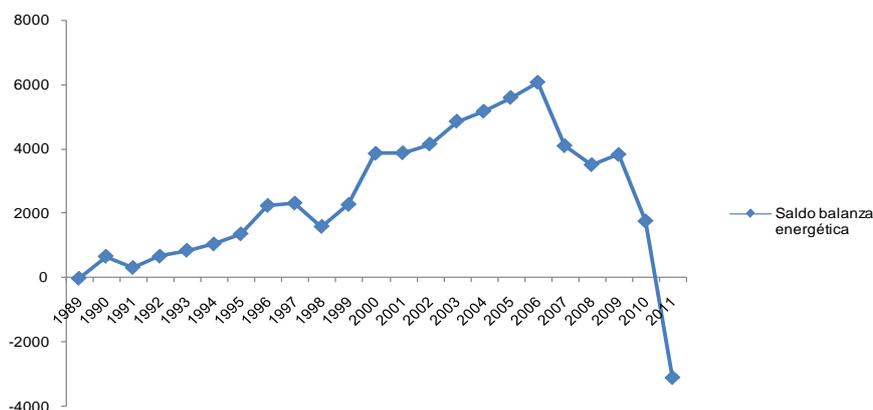
Asimismo, es importante destacar el mayor peso relativo que fueron adquiriendo las importaciones de combustibles a lo largo de la serie con respecto al total de las compras externas de la economía: Mientras que para el año 2005 las mismas representaban un 5,4% del total (a valor CIF), para el año 2011 dicha participación se incrementó a un 13,2%.

Otro aspecto importante a destacar respecto a las importaciones de hidrocarburos es la importancia que fue adquiriendo desde 2008 el gas natural licuado en la matriz energética nacional. En mayo de dicho año se finalizaron las obras de adaptación del puerto de Bahía Blanca en la provincia de Buenos Aires para recepcionar buques de transporte y regasificadores de GNL. Según Bernal, De Dicco y Schneider (2012) esta operatoria fue un *“negocio redondo: Repsol, que explota yacimientos off shore de gas natural en Trinidad y Tobago, es dueña parcial junto a British Gas de la planta de liquefacción de gas natural de Trinidad y Tobago, y dueña a su vez de los buques regasificadores de GNL que transportan la mayor parte de los embarques hacia Argentina (...) En ese contexto de disminución de la demanda española de GNL resultado de su crisis económica, Repsol tenía que efectuar una maniobra para desprenderse de esos embarques de GNL contratados de antemano, no sólo con Trinidad y Tobago, sino también con otros países. Fue entonces que le vino como anillo al dedo el gran negocio de las re-exportaciones de GNL a la Argentina, entre otros destinos”* (Bernal, De Dicco y Schneider, 2012, pag. 1 y 4).

La conjunción de la caída en la producción, el estancamiento de las exportaciones y el marcado aumento de las importaciones daría como resultado un déficit en la balanza

energética nacional total para el año 2011 de U\$S 3.115 millones, luego de casi 20 años de registrar superávit en dicho sector:

GRÁFICO IV.4
Evolución saldo balanza energética 1989-2011
(en millones de dólares)



Fuente: INDEC

La situación vivenciada en el sector energético se complementa con lo sucedido en el entramado industrial, puesto que la desindustrialización que experimentó nuestro país tanto durante el gobierno militar como en la década de los noventa no se revirtió completamente durante la post-Convertibilidad, siendo por consiguiente un sector altamente dependiente de insumos importados. Es decir, que el crecimiento económico experimentado por la Argentina desde el año 2003 en virtud de las características de nuestra matriz productiva y la mayor necesidad de importar energía ha tenido un impacto directo en la demanda de divisas, potenciando así la denominada restricción externa (Barrera, 2015).

Así, tanto el déficit en la balanza energética registrado desde el año 2011 como el déficit en la renta de la inversión – que como se ha visto anteriormente gran parte de las utilidades se encuentran asociadas al sector energético - son dos variables de relevada importancia a la hora de comprender las causas del deterioro en la cuenta corriente de la balanza de pagos argentina.

En virtud del crítico contexto por el que atravesaba el sector energético, el gobierno kirchnerista decidió implementar una serie de medidas que impactarían en el desempeño del mismo:

- A partir del Decreto 1.722/2011 se restableció la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación de empresas petroleras y de empresas mineras, dando fin al beneficio gozado por las empresas del sector de contar con la libre disponibilidad del 70% de las divisas generadas por las exportaciones de hidrocarburos.

- A comienzos del año 2012 se suspendieron los programas Petróleo Plus y Refino Plus, que como se ha visto consistían en una serie de beneficios fiscales con el fin de incentivar la exploración y el incremento de reservas. A través de estos planes se le otorgaron \$ 1.752 millones por año a las empresas Pan American Energy, YPF, Occidental-Sinopec, Pluspetrol, Total Austral, Enap Sipetrol y Petrobras, acumulando un total de \$ 10.000 millones de beneficios fiscales otorgados desde el inicio de los programas. El motivo por el cual se finalizaron estos programas se debe a las mejoras en las condiciones de mercado respecto a aquellas sobre las cuales fueron estructurados estos programas, específicamente por el aumento del precio interno del barril que las refinerías pagan a las petroleras (de U\$S 35 a U\$S 70) dada la reducción del saldo exportable (Página 12, 2012).

- El 9 de Febrero de 2012 se firmó el Acuerdo Federal de Hidrocarburos mediante el cual las provincias productoras agrupadas bajo la denominada Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) y el Gobierno Nacional se comprometieron a establecer una serie de exigencias a las empresas concesionarias con el fin de incrementar la inversión y la producción. Así, los representantes de las provincias junto con la presidenta Fernández de Kirchner acordaron en el caso de incumplimiento por parte de las empresas *“Aplicar todas las herramientas legales vigentes con el fin de proceder a la reversión inmediata de aquellos permisos de exploración o concesiones de explotación o porciones parciales de éstas, en donde se comprueben procesos de desinversión, inversión escasa o subinversión por parte del permisionario o concesionario, asociado a una caída manifiesta e injustificada de producción o de reservas de hidrocarburos”* (Art. 4 Acuerdo Federal de Hidrocarburos, 2012). En conformidad con dicho Acuerdo, y en virtud del incumplimiento sistemático de Repsol YPF en cuanto a los niveles de inversión y de producción comprometidos, se inició una política de reversión de concesiones, encabezada por las provincias de Chubut y Santa Cruz, lo cual derivó en una caída del valor de mercado de la empresa (Sabbatella, 2012b).

De lo analizado hasta aquí se concluye que las medidas adoptadas por el Estado para regular la actividad energética durante los años posteriores al estallido de la Convertibilidad no se caracterizaron por tener una planificación estratégica detrás, sino que más bien fueron la respuesta a la coyuntura por la que atravesaba el sector, redundando así en un marco normativo insuficiente para regular un sector tan relevante como el energético. Fue recién en el año 2012 que se materializaría un cambio de índole estructural en lo que respecta a la política petrolera, a partir de la expropiación de YPF.

Capítulo V: La expropiación de YPF

V.I El nuevo marco normativo

Sería en Mayo del año 2012 que finalmente se produciría un cambio radical en el sector energético a partir de la sanción de la Ley 26.741 de “Soberanía Hidrocarburífera”, mediante la cual se declara *de “interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización, con el fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social así como el incremento de la competitividad en ciertos sectores, junto con el crecimiento sustentable de las provincias y regiones”*. Para materializar este objetivo, en el artículo 7° de dicha normativa se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF Sociedad Anónima, y el 51% del patrimonio de Repsol YPF GAS S.A.

Asimismo, se establece que tanto Repsol YPF GAS S.A. como YPF Sociedad Anónima continuarían operando como sociedades anónimas abiertas, pudiendo esta última acudir a fuentes de financiamiento externas e internas para lograr los objetivos planteados en esta normativa, en conjunto con la posibilidad de asociarse estratégicamente con empresas públicas, privadas o mixtas, tanto nacionales como extranjeras.

En lo que respecta a la compensación a Repsol por la expropiación del capital accionario, se establece que el proceso se encontrará regido por lo establecido en el Artículo 10 y concordantes de la Ley 21.499 (Ley de Expropiaciones), en el cual se determina que la indemnización sólo comprenderá el valor objetivo del bien y los daños que sean una consecuencia directa e inmediata de la expropiación, incorporando a dicha indemnización el importe que correspondiere por depreciación de la moneda y el de los respectivos intereses.

La Ley 26.741 no sería el único instrumento normativo que delinearía el nuevo rumbo de la política petrolera, sino que al unísono se reglamentaron una serie de normas que complementarían a la misma:

- Decretos 530/2012 y 532/2012: *“Con el fin de asegurar la continuidad de la empresa, la preservación de sus activos y de su patrimonio, el abastecimiento de combustibles y garantizar la cobertura de las necesidades del país”*, se dispuso la intervención transitoria de YPF S.A. por un plazo de treinta días, designando como Interventor al Arq. Julio De Vido, y como Sub-interventor al Dr. Axel Kicillof. Es importante destacar que estos Decretos se sancionaron unos pocos días antes de la aprobación de la Ley 26.741.

- Decreto 557/2012: Se amplían los alcances del Decreto 530/2012 a Repsol YPF Gas S.A.

- Decreto 732/2012: Se prorrogan los plazos de intervención por treinta días establecidos en los Decretos 530 y 557, junto con la designación de los cargos de Interventor y Sub-interventor dispuesta en dichos Decretos.

- Decreto 1.277/2012: A través de este Decreto se crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, el cual *“tendrá como ejes estratégicos el incremento y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para garantizar el autoabastecimiento y la sustentabilidad de la actividad en el corto, mediano y largo plazo”*.

Asimismo, a través de este Decreto se derogó la libre disponibilidad de hidrocarburos (Art. 5° inciso d), 13, 14 y 15 del Decreto 1.055/89), la libertad de precios y la libre importación y exportación (Art. 1°, 6° y 9° del Decreto 1.212/89), así como la exención de aranceles y la libre disponibilidad del 70% de las divisas generadas por operaciones de exportación o por ventas en el mercado interno (Art. 3° y 5° del Decreto 1.589/89).

V.2 La compensación a Repsol y su impacto en las cuentas externas

Tras la expropiación en Mayo de 2012, la empresa Repsol iniciaría un proceso de demanda ante el CIADI invocando el TBI firmado por Argentina y España en el año 1992, alegando que se trataba de una “expropiación discriminatoria”, al no haberse visto afectadas las tenencias accionarias del resto de los inversores de YPF. Transcurridos

seis meses, y en conformidad con el Acuerdo suscripto entre ambos países en el cual se establece ese plazo para la resolución del conflicto, la firma española presentó ante dicho Tribunal de Arbitraje la demanda contra el Estado Nacional, solicitando un resarcimiento de U\$S 10.500 millones (La Nación, 2012).

Finalmente, en Abril de 2014 ambas partes llegarían a un acuerdo por la compensación del 51% de las acciones expropiadas. El mismo se formalizó a través de la sanción de la Ley 26.932, ratificándose el denominado Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación entre la República Argentina y Repsol S.A. Las partes acordaron la suma de U\$S 5.000 millones a título de indemnización por la expropiación de 200.589.525 acciones clase "D" de YPF y 89.755.383 acciones clase "A" de YPF GAS.

El pago de la indemnización se efectuó mediante la entrega de los siguientes títulos de deuda pública:

- a) Bono de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses 7% 2017 (BONAR X) por un valor nominal total de U\$S 500 millones.
- b) Bono de la Nación Argentina con Descuento en Dólares Estadounidenses 8,28% 2033 (DISCOUNT 33) por un valor nominal total de U\$S 1.250 millones.
- c) Un nuevo bono denominado Bono de la Nación Argentina en Dólares Estadounidenses 8,75% 2024 (BONAR 2024) por un valor nominal total de U\$S 3.250 millones.
- d) Si al cuarto día hábil anterior a la fecha de cierre la sumatoria del valor de mercado de los títulos públicos anteriormente mencionados fuera inferior al valor de referencia, se entregaría a Repsol títulos públicos adicionales en cantidad equivalente a la diferencia entre el valor de referencia y el valor de mercado. En ningún caso, cualquiera fuese la diferencia entre dichos valores, la emisión de títulos adicionales podría superar un valor nominal total de U\$S 1.000 millones.
- e) Los títulos públicos adicionales serían entregados en el siguiente orden y por las siguientes cantidades de valor nominal: Hasta U\$S 400 millones en Bono del Gobierno Nacional en Dólares Estadounidenses 7% 2015 (BODEN 2015); hasta

U\$S 300 millones adicionales en BONAR X; y hasta los restantes U\$S 300 millones adicionales en BONAR 2024.

Luego de la ratificación de este Acuerdo y una vez concluida la entrega de los mencionados títulos públicos Repsol solicitó la finalización de la demanda iniciada en el CIADI, concluyendo así el conflicto entre ambas partes.

Esta operatoria se vería reflejada en los flujos del balance de pagos y en el saldo de deuda externa de la siguiente manera: En la cuenta financiera de dicho estado contable se registraron las colocaciones de los títulos de referencia, teniendo como contrapartida un flujo negativo en la IED en la cuenta cambio de manos por aproximadamente U\$S 5.000 millones²⁰. En lo que respecta a la deuda externa, la expropiación significó un aumento del endeudamiento del Sector Público no Financiero equivalente a la compensación, y no implicó variaciones en la deuda del Sector Privado no Financiero, puesto que el único concepto integrante de la IED que se incluye en los saldos de deuda externa es la deuda con empresas vinculadas.

V.3 El desempeño del sector con YPF nacionalizada

Una vez expropiada YPF, se produjeron cambios significativos en las distintas variables vinculadas al sector energético, los cuales se expondrán a continuación.

a) Inversión

De acuerdo a los datos de la Secretaría de Energía de la Nación, la inversión realizada por YPF a partir de la nacionalización se incrementó progresivamente a lo largo de los tres primeros años de gestión, aumentando de U\$S 1.855 millones en el año 2011 a U\$S 5.034 millones durante 2014. Asimismo, la participación en el total de inversiones con respecto al total efectuado muestra un paulatino aumento a lo largo de dicho período: Mientras que para el año 2011 las inversiones de YPF representaban un 35,6% del total, para el año 2014 dicha participación constituyó un 58,6% del total de inversiones realizadas.

²⁰La transferencia accionaria correspondiente a dicha operatoria fue registrada por el BCRA en su relevamiento de IED en el año 2012 cuando se produjo la expropiación, a valores contables y por un monto cercano a los U\$S 4.000 millones.

TABLA V.1
Inversiones anuales YPF y resto de las empresas y % participación YPF sobre total 2011-2014
(en millones de dólares y %)

	YPF	Total	Resto	Inversiones YPF como % total
2011	1.855	5.209	3.353	35,6%
2012	1.924	5.677	3.753	33,9%
2013	3.538	7.735	4.196	45,7%
2014	5.034	8.586	3.552	58,6%

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

b) Producción

El mejor desempeño de la compañía nacionalizada también se vio reflejado en el aumento de la producción, tanto de gas como de petróleo. De acuerdo a los datos de la Secretaría de Energía, YPF registró un incremento del 20,3% en el período 2011-2015 en la producción de petróleo, al aumentar de 10.952.246 M³ a 13.178.075 M³. En lo que respecta a la producción de gas, la compañía también registró un aumento considerable en dicho período, al incrementar la producción de 10.604.428 Mm³ en el año 2011 a 13.058.693 Mm³ para el año 2015, resultando en un crecimiento de la producción para dicho período del 23,1%.

TABLA V.2
Producción de petróleo en M³ 2011-2015

	YPF	Total	Resto
2011	10.952.246	32.115.877	21.163.631
2012	11.296.158	31.968.601	20.672.442
2013	11.640.647	31.332.936	19.692.289
2014	12.671.227	30.881.212	18.209.986
2015	13.178.075	30.897.846	17.719.771

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

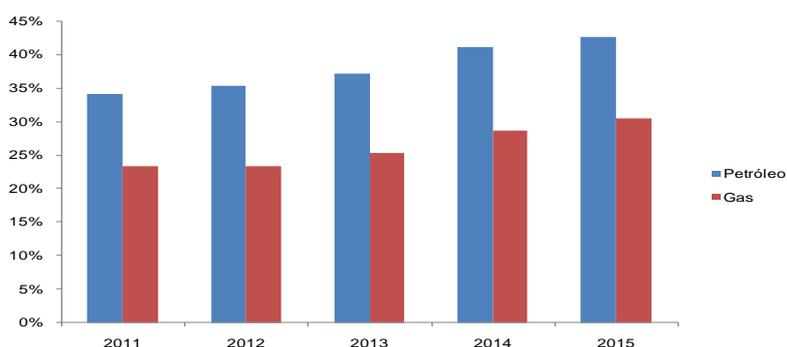
TABLA V.3
Producción de gas en Mm³ 2011-2015

	YPF	Total	Resto
2011	10.604.428	45.527.554	34.923.125
2012	10.326.666	44.123.694	33.797.028
2013	10.534.280	41.708.289	31.174.008
2014	11.855.152	41.484.025	29.628.873
2015	13.058.693	42.905.533	29.846.840

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Al igual que lo sucedido con la inversión, al realizar un análisis comparativo de la participación se observa cómo fue mejorando la posición de YPF en el mercado de ambos hidrocarburos, puesto que mientras que para el año 2011 la participación de dicha empresa en el total de la producción era de un 23,3% para el caso del gas y 34,1% para petróleo, en el año 2015 dicha participación se incrementó a un 30,4 y 42,7% respectivamente.

GRÁFICO V.1
Participación de YPF en el total de la producción de gas y petróleo (2011-2015)



Fuente: Elaboración propia sobre datos de la Secretaría de Energía de la Nación

c) Reservas

El notable desempeño que ha registrado YPF desde su nacionalización no ha sido emulado por el resto de las empresas del sector, puesto que como se puede observar en las tablas precedentes, el nivel de producción del resto de las compañías tanto de gas como de petróleo ha decrecido a lo largo de estos últimos años mientras que la inversión no ha presentado variaciones de magnitud considerable. Esta dinámica se ha traducido en un incremento considerablemente mayor de las reservas de la empresa estatal, en comparación con lo sucedido con el volumen de reservas totales del país:

TABLA V.4
Volumen de reservas gas y petróleo YPF 2011-2014

Año	Reservas YPF					
	Comprobadas		Probables		Posibles	
	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)
2011	91.748	54.157	35.363	18.282	24.678	12.106
2012	82.902	46.473	23.746	15.324	17.947	6.472
2013	86.096	55.352	31.391	27.018	17.856	11.468
2014	97.231	58.927	32.519	25.488	21.240	17.270

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

TABLA V.5
Volumen de reservas gas y petróleo total país 2011-2014

Año	Reservas Totales					
	Comprobadas		Probables		Posibles	
	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)
2011	393.996	332.510	131.534	137.398	101.186	155.601
2012	374.289	315.508	124.249	143.269	92.527	145.814
2013	370.374	328.260	132.287	142.011	91.101	135.033
2014	380.028	332.217	135.100	149.562	96.173	145.084

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

d) IED y renta de la inversión

Con la expropiación del 51% del paquete accionario de YPF, se produjeron cambios de considerable magnitud en la IED del sector, así como en la apropiación de la renta generada por la compañía.

En lo que respecta a la renta de la IED, para el año 2012 (año de la expropiación) ésta se redujo alrededor de un 48% con respecto al año anterior. Si dicha comparación se realiza para el año 2014, se observa que las utilidades de la inversión extranjera fueron un 57% menor a las registradas en el año 2011. Es importante destacar que la reducción de los flujos (medidos en dólares estadounidenses) para dicho año no sólo fue producto de la reducción de la participación extranjera en el sector, sino que la misma se vio afectada por la depreciación del tipo de cambio ocurrida en 2014.

El análisis comparativo con respecto al total de renta de IED de la economía también denota una reducción de la participación del sector petróleo en el total de las utilidades devengadas: Mientras que para el año 2011 representaron un 25% del total, para el año 2014 constituyeron un 16% de la renta generada por la IED.

TABLA V.6
Renta de la IED sector petróleo y renta del sector como % renta total 2011-2014 (millones de dólares y %)

	2011	2012	2013	2014
Renta Petróleo	3.450	1.807	1.782	1.477
Renta total de la IED	13.939	11.275	10.709	9.396
% Renta Petróleo/Total	25%	16%	17%	16%

Fuente: BCRA

En cuanto a los flujos de IED, se observaron variaciones considerables en todos los componentes que integran a la misma:

TABLA V.7
Flujos de IED sector petróleo, giros y giros como % renta, 2011-2014 (millones de dólares y %)

Flujos	2011	2012	2013	2014
Reinversión de utilidades	811	1.346	1.181	701
Aportes	512	333	1.184	1.640
Transferencias accionarias	-1.963	-4.046	18	0
Deuda con empresas vinculadas	-318	-109	392	632
Total	-957	-2.476	2.774	2.974
Giros*	2.639	460	601	776
Giros como % renta	76%	25%	34%	53%

Fuente: BCRA

* Nota: Las estimaciones de giros son propias, y se calculan como la diferencia entre la renta de la IED del sector y la reinversión de utilidades.

En primer lugar, la expropiación produjo un egreso neto cercano a los U\$S 4.000 millones en el año 2012 por transferencias de participaciones de capital de inversión directa²¹. Para los años subsiguientes este componente prácticamente no registró variaciones.

En cuanto a los giros, como se puede observar en la tabla precedente los mismos se redujeron de manera considerable desde el año de la expropiación, siendo en el año 2012 un 83% menor a los registrados en el 2011. Asimismo, al hacerse la comparación con el último año de la serie, se observa que se redujeron en casi un 70% en comparación con el año anterior a la expropiación.

La contrapartida de la reducción de los giros fue un aumento en la reinversión de utilidades en el año 2012 y 2013, las cuales fueron un 66 y 46% superiores a las del año 2011 respectivamente, mientras que para el año 2014 se redujeron considerablemente, alcanzando un monto cercano a los U\$S 700 millones. Es importante destacar que el aumento en la reinversión de utilidades fue producto también de la política de regulación del mercado cambiario implementada desde fines del año 2011.

También se observa un aumento de gran magnitud de los aportes en los años 2013 y 2014, siendo éstos un 230 y 320% mayores a los registrados en el 2011 respectivamente. De acuerdo al relevamiento del BCRA, estos flujos estuvieron principalmente dirigidos a

²¹ Como se ha visto en el apartado anterior, la Dirección Nacional de Cuentas Internacionales registró este flujo en el año 2014, una vez materializada la compensación a Repsol por la expropiación, por un monto de U\$S 5.000 millones.

nuevos proyectos en empresas del sector, producto de los acuerdos de explotación de yacimientos de shale oil y shale gas ubicados en la provincia de Neuquén, así como a nuevos proyectos vinculados básicamente a la exploración y producción de hidrocarburos.

En lo que respecta a la variación de la deuda con empresas vinculadas, el incremento registrado en el año 2013 se debió principalmente a nuevos préstamos financieros y al financiamiento de servicios, mientras que el ingreso contabilizado para el 2014 se debió principalmente al aumento de deudas de carácter comercial.

Al analizar lo sucedido con la posición pasiva bruta de IED para el período post-nacionalización se observa que si bien para el año en el que se efectivizó la expropiación el pasivo se redujo como consecuencia de la transferencia accionaria, dicha reducción se vio parcialmente compensada por el incremento en la reinversión de utilidades. Asimismo, en virtud del flujo positivo de dicho componente para los años subsiguientes, en conjunto con los mayores aportes y el incremento de la deuda con empresas vinculadas, la posición pasiva bruta de IED para el año 2014 fue similar a la registrada en el año 2011:

TABLA V.8
Posición pasiva bruta de IED 2011-2014 (millones de dólares)

	2011	2012	2013	2014
Patrimonio Neto	12.666	11.142	12.093	12.413
Deuda con empresas vinculadas	5.341	5.232	5.624	6.256
Total	18.007	16.374	17.717	18.669

Fuente: BCRA

e) Endeudamiento externo

En lo que respecta al endeudamiento externo total (el cual incluye deuda con empresas vinculadas) se observa que para el año 2015 los compromisos con acreedores no residentes eran un 31% mayor a los registrados al 31/12/2011:

TABLA V.9
Obligaciones con el exterior sector petróleo por tipo de deuda y como % de deuda total, 2011-2015
(millones de dólares y %)

	2011	2012	2013	2014	2015
Deuda Financiera	8.099	7.399	7.564	8.253	10.641
Títulos de Deuda	1.198	1.075	1.525	2.509	4.573
Préstamos Financieros	4.574	4.227	3.985	3.705	4.611
Otra Deuda Financiera	29	23	10	5	1
Otra Deuda Financiera - Ut. y Div.	2.297	2.075	2.044	2.034	1.455
Deuda comercial	2.725	2.241	2.502	2.847	3.552
Anticipos y prefinanciación de exportaciones de bienes	205	31	146	237	411
Deuda por importaciones de bienes	2.068	1.680	1.685	1.767	1.962
Deuda por servicios	452	530	671	844	1.179
TOTAL	10.823	9.640	10.067	11.100	14.192
Deuda sector como % deuda externa privada total	17%	15%	16%	18%	22%

Fuente: BCRA

Como se observa en el cuadro precedente, el aumento en el stock de deuda del sector se encuentra asociado a la evolución positiva de varios componentes. En primer lugar, el componente que registró un mayor aumento fue la colocación de títulos de deuda en el exterior, incrementándose progresivamente desde el año 2013. De acuerdo al relevamiento de deuda externa elaborado por el BCRA, estas colocaciones se encuentran asociadas a proyectos de inversión tanto en lo que respecta a la explotación de combustibles no convencionales, como en los segmentos de exploración y explotación del resto de los hidrocarburos. Los préstamos financieros también se incrementaron en el último año de la serie, a raíz de los proyectos mencionados.

En lo que respecta al endeudamiento de carácter comercial, se observa que las deudas por servicios fueron el componente que más creció desde el año 2011.

Por último, considero importante mencionar que a fines del año 2015 el sector petróleo continuaba siendo el mayor deudor en términos sectoriales, representando para dicho año la deuda con acreedores no residentes un 22% del endeudamiento externo privado total.

f) Balanza energética

Pese al aumento de la producción y al bajo crecimiento del PIB - el cual incluso registró una caída en los años 2012 y 2014 - el déficit en la balanza energética a nivel total no se

redujo, sino que incluso se incrementó respecto al año 2011, siendo para el 2015 un 47% mayor que el egreso neto de dicho período:

TABLA V.10
Saldo balanza energética 2011-2015
(millones de dólares)

	2011	2012	2013	2014	2015
Saldo balanza energética	-3.115	-2.150	-6.902	-6.505	-4.590

Fuente: INDEC

Como puede observarse en la siguiente tabla, el producto más exportado durante el período 2012-2015 continuó siendo el petróleo crudo, conservando la tendencia del período anterior. Sin embargo, a partir de 2013 el valor de las ventas de dicho producto comenzaron a reducirse, siendo las exportaciones del año 2015 casi un 70% inferiores a las registradas en el año 2011. Es importante tener en cuenta que la reducción en el valor de dichas exportaciones no sólo fue causada por una disminución en las cantidades vendidas, sino que también se contrajo como consecuencia de la caída en los precios del crudo acaecida desde finales del año 2014 (véase Tabla Anexa A.7).

TABLA V.11
Exportaciones de gas, petróleo y derivados 2011-2015
(a valores FOB y millones de dólares)

	2011	2012	2013	2014	2015
Aceites crudos de petróleo	2.182,2	2.611,2	1.736,8	1.619,7	671,8
Naftas excluidas p/petroquímica	484,0	533,2	465,7	353,0	176,9
Fuel ("fuel oil")	22,0	0,5	3,0	2,5	0,0
Aceites lubricantes s/aditivos	0,7	0,2	0,0	0,0	-
Naftas p/petroquímica	786,4	572,0	272,5	226,1	78,7
Aceites lubricantes c/aditivos	87,0	70,6	39,2	25,7	21,8
Gas natural licuado	-	0,0	-	0,0	0,0
Gasóleo ("gas oil")	0,1	62,2	113,2	108,9	0,3
Gas natural en estado gaseoso	130,7	76,5	74,6	53,1	44,5

Fuente: INDEC

En lo que respecta a las importaciones, aquellos productos que continuaron registrando un mayor incremento fueron el gas oil, el gas natural y el gas licuado, reduciéndose progresivamente las compras externas de fuel oil. Como resultado, las importaciones totales de estos tres productos en el año 2014 resultaron un 37% mayor a las registradas en el 2011.

TABLA V.12
Importaciones de gas, petróleo y derivados 2011-2015
(a valores CIF y millones de dólares)

	2011	2012	2013	2014	2015
Naftas p/petroquímica	-	-	-	-	-
Naftas excluidas p/petroquímica	0,06	16,36	34,09	27,51	5,39
Aceites lubricantes c/aditivos	42,44	41,42	41,58	35,05	33,09
Aceites lubricantes s/aditivos	129,72	112,16	132,39	116,90	83,42
Aceites crudos de petróleo	0,00	130,33	245,44	298,20	353,17
Fuel ("fuel oil")	1.044,83	878,79	410,67	363,03	-
Gasóleo ("gas oil")	4.004,39	2.835,42	3.978,38	3.025,76	1.887,36
Gas natural en estado gaseoso	564,54	1.104,45	2.531,08	2.431,13	1.382,86
Gas natural licuado	1.927,43	2.695,30	3.590,32	3.460,37	2.169,24

Fuente: INDEC

Asimismo, si bien las importaciones de hidrocarburos se redujeron considerablemente en el año 2015 - registrando una caída interanual de casi el 40% - éstas continuaron siendo considerablemente superiores a las exportaciones, por lo que considerando el total del rubro "combustibles y energía", se observa que aún persiste un elevado déficit en la balanza energética, totalizando un valor de U\$S 4.590 millones para el año en cuestión.

De lo analizado hasta aquí se puede concluir que si bien hubo grandes avances tanto en materia de producción como de inversión y de reservas a partir de la nacionalización de YPF, los problemas estructurales del sector aún no han podido ser completamente resueltos, dando como resultado un nivel de producción insuficiente para el sostenimiento de la actividad económica y teniendo que acudir por tanto a la importación de energía, lo cual afecta considerablemente el resultado de las cuentas externas del país.

Conclusiones

Como se ha visto a lo largo del presente trabajo, tras casi setenta años de un modelo basado en el predominio estatal en materia energética y en la primacía de una concepción estratégica de los hidrocarburos para el desarrollo nacional, a inicios de los noventa se daría paso a un modelo basado en el predominio privado y en el retiro del Estado de la esfera regulatoria. Es importante destacar que las primeras reformas en el sector habrían sido iniciadas durante la dictadura militar y profundizadas durante el gobierno de Alfonsín, teniendo como objetivo llevar a la empresa estatal a un desequilibrio de tal magnitud que validara la necesidad de privatizar a la compañía. No sólo el estrepitoso endeudamiento al que fue sometida YPF generó un importante deterioro en la situación financiera de la empresa, sino que el elevado pago de regalías, la caída en las retenciones y el otorgamiento de subsidios contribuyeron al crítico estado patrimonial que presentaba la petrolera a fines de los años ochenta.

Dicho estado de situación fue el argumento perfecto utilizado por el gobierno menemista para mostrar a la empresa estatal como sinónimo de ineficiencia, pese a que los desequilibrios estructurales que la compañía presentaba no eran resultado de una gestión deficiente, sino que más bien fueron producto de las políticas llevadas a cabo por el gobierno de facto y radical. Así, a principios de los años noventa se daría inicio a la desregulación del sector petrolero, cuyo primer paso fue la enajenación de los activos estratégicos de la empresa, para finalizar con su completa privatización.

La política de desregulación del sector energético fue complementada con la apertura irrestricta a los flujos de inversión extranjera, materializada en la firma y ratificación de numerosos TBIs, convirtiendo a la Argentina en uno de los países con mayor cantidad de tratados firmados y ratificados. Si bien estas inversiones servirían inicialmente como fuente de financiamiento de la balanza de pagos, no generarían un efecto derrame en la economía nacional ni generarían un aumento en la competitividad, puesto que el tipo de IED radicada en nuestro país tuvo como destino la adquisición de las compañías privatizadas o de firmas ya existentes y no la creación de nuevas empresas, es decir, inversiones de tipo *greenfield*.

Asimismo, dado el elevado nivel de endeudamiento externo en el que incurrieron las firmas con participación extranjera y el alto grado de transnacionalización de la economía argentina, se sumaron dos componentes de carácter permanente que afectan

negativamente al resultado de las cuentas externas: La remisión de utilidades al exterior y el pago de intereses por la deuda contraída.

En materia comercial, dada la concepción de hidrocarburos imperante durante dicho período se priorizó maximizar las ventas (principalmente externas) aumentando considerablemente la extracción y resignando valor agregado. Esta estrategia fue complementada con la incorporación a partir de 1996 de diez gasoductos destinados a la exportación de gas natural. Es decir, durante estos años se priorizó la explotación desmedida sin realizar inversiones de magnitud en exploración, teniendo como correlato una contundente caída en las reservas de nuestro país de ambos recursos energéticos, pese a la importancia que los hidrocarburos tienen en la matriz energética nacional y dado el carácter no renovable de los mismos.

Asimismo, la tan pregonada “libre competencia” que se materializaría una vez llevado a cabo el proceso de desregulación del sector no se efectivizó, sino que la flexibilidad en el marco normativo redundó en un sector altamente concentrado en poder de unos pocos actores, con Repsol YPF como empresa líder.

El estallido de la Convertibilidad y el fin del paradigma neoliberal traería aparejado numerosos cambios en el modelo productivo, resultando en un período de elevado crecimiento económico. La mayor demanda energética producto de dicha reactivación y del incremento del consumo doméstico no se vería suplido por una mayor oferta interna, puesto que las empresas del sector aducían que la falta de abastecimiento y de inversiones eran consecuencia de la baja rentabilidad obtenida por el sector a partir de la pesificación y el congelamiento de tarifas. Se ha visto que este argumento carecía de veracidad puesto que las firmas del sector obtuvieron una elevada rentabilidad durante la post-Convertibilidad por el doble efecto de la reducción de costos en conjunto con el aumento del precio internacional del crudo.

Es importante destacar que la desidia por parte del sector privado en materia de inversiones tuvo como correlato la falta de control por parte del Poder Ejecutivo, la inexistencia de inversiones obligatorias y la falta de sanciones por dicho comportamiento. Respecto a la estrategia llevada a cabo por las empresas del sector, no hay que olvidarse del carácter transnacional de las mismas, lo cual implicó que las elevadas utilidades obtenidas en nuestro país sean destinadas a proyectos de inversión en otras latitudes.

Como se ha visto, este comportamiento ha tenido un impacto negativo en las cuentas externas de nuestro país, dado el elevado porcentaje de dividendos remitidos al exterior.

Por otra parte, pese a los incentivos otorgados por el Estado nacional con el fin de aumentar la inversión privada no se vivenció un cambio estructural en el desempeño del sector, redundando en una continua caída de la producción y del nivel de reservas. Este escenario de falta de exploración, explotación desmedida y reducción en el horizonte de reservas desembocó en un aumento continuo de las importaciones y en un saldo comercial negativo en el sector a partir del año 2011.

Pese al cambio radical que implicó la nacionalización de YPF y la concepción estratégica que se ha vuelto a tener sobre los hidrocarburos, aún persisten desequilibrios estructurales en el abastecimiento energético, puesto que a pesar del aumento de la producción y de la inversión llevado a cabo por la petrolera aún no se ha logrado prescindir de las importaciones de hidrocarburos, persistiendo así el déficit en la balanza energética.

Como se ha enfatizado, no sólo es de vital importancia aumentar la producción nacional de hidrocarburos dada las características de nuestra matriz energética, sino que resulta imprescindible implementar una mayor cantidad de políticas con el fin de diversificar la oferta primaria de energía. Si bien se han llevado a cabo una serie de iniciativas en la materia no se ha logrado aún un cambio estructural puesto que todavía persiste un elevado grado de dependencia de los hidrocarburos, los cuales constituyen actualmente casi un 90% de la matriz energética nacional. Es importante destacar que la Argentina cuenta con los recursos necesarios y el potencial para poder implementar dichos cambios, tanto en materia de energía hidráulica y de tecnología nuclear, así como en la provisión de biocombustibles.

Asimismo, la diversificación de la oferta energética debe ir acompañada de una demanda más eficiente, es decir, el poder alcanzar igual nivel de producción con una cantidad menor de energía, mientras que en el caso del consumo residencial deben llevarse adelante políticas de concientización en lo que respecta a un uso más racional de la energía.

De lo abordado hasta aquí se concluye que es necesario alcanzar la diversificación y la soberanía energética no sólo para reducir la dependencia de divisas y la restricción

externa que trae aparejada la importación de hidrocarburos, sino también para que el crecimiento y desarrollo económico del país no quede supeditado a “las fuerzas del mercado” y al oligopolio petrolero, sino a la planificación estratégica del Estado nacional y a las políticas públicas destinadas a tal fin.

Bibliografía

- Abeles, M., Lavarello, P. y Montagu, H. (2013). “Heterogeneidad estructural y restricción externa en la economía argentina”, en *Hacia un desarrollo inclusivo. El caso de la Argentina*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y Organización Internacional del Trabajo (OIT), Enero.
- Acuerdo Federal de Hidrocarburos (2012), <http://prensa.mendoza.gov.ar/francisco-perez-firmo-el-acuerdo-federal-de-hidrocarburos/>
- Amico, F. y Fiorito, A. (2011). “La “estructura productiva desequilibrada” y los dilemas del desarrollo argentino”, en *Ensayos en honor a Marcelo Diamand. Las raíces del nuevo modelo de desarrollo argentino y del pensamiento económico nacional*, Miño y Dávila/CEIL-PIETTE/Universidad Nacional de Moreno, Mayo.
- Amico, F., Fiorito, A. y Zelada, A. (2012). “Expansión económica y sector externo en la Argentina de los años 2000: Balance y desafíos hacia el futuro”, Documento de Trabajo N° 45, Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de la Argentina (CEFIDAR), Buenos Aires, Julio.
- Apud, E., Aráoz, J., Devoto, E., Echarte, R., Guadagni, A., Lapeña, J., Montamat, D. y Olocco, R. (2011). “La energía en la Argentina: Necesidad de acordar una política de Estado”, Documento elaborado por los ex secretarios de Energía, Julio.
- Azpiazu, D. (2002). *Las privatizaciones en la Argentina. Diagnóstico y propuesta para una mayor competitividad y equidad social*, Buenos Aires, Fundación OSDE.
- Azpiazu, D. (2005). *Las privatizadas (II). Ayer, hoy y mañana*, Buenos Aires, Capital Intelectual.
- Azpiazu, D., Manzanelli, P., Schorr, M. (2011). *Concentración y extranjerización. La Argentina en la Posconvertibilidad*, Buenos Aires, Capital Intelectual.
- Banco Central de la República Argentina. “Deuda externa del sector privado”, años 2001 a 2015. Serie histórica disponible en www.bcra.gov.ar.

- Banco Central de la República Argentina. “Las inversiones directas en empresas residentes”, años 2007 a 2014. Serie histórica disponible en www.bcra.gov.ar.
- Barneix, P. (2012). “El desempeño del sector petrolero argentino 2002-2011: Los problemas estructurales emergentes del modelo de desregulación y privatización”, en revista *Realidad Económica* N° 268, Buenos Aires, Mayo-Junio.
- Barrera, M. (2011). “La diversificación de la matriz energética, un debate pendiente”, en revista *Voces en el Fénix*, N° 10, Buenos Aires, Octubre.
- Barrera, M. (2012a). “El legado de la última dictadura en el mercado hidrocarburífero: La antesala de las reformas de los noventa”, en revista *Realidad Económica* N° 267, Buenos Aires, Abril-Mayo.
- Barrera, M. (2012b). “YPF: Estudio de las causas del quebranto y privatización” en revista *Ensayos de Economía* N° 40, Medellín, Enero-Junio.
- Barrera, M. (2012c). “El proceso de fragmentación de YPF: Rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem”, en revista *Realidad Económica* N° 267, Buenos Aires, Abril-Mayo.
- Barrera, M. (2012d). “Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF”, Cuadernos del CENDES N° 80, Buenos Aires, Mayo-Agosto.
- Barrera, M. (2013). “Desregulación y ganancias extraordinarias en el sector hidrocarburífero argentino”, en revista *Política y Cultura* N° 40, México, Enero.
- Barrera, M. (2014). *La entrega de YPF: análisis del proceso de privatización de la empresa*, Buenos Aires, Atuel.
- Barrera, M. (2015). “Las limitaciones y potencialidades de la planificación estratégica de la política energética”, III Jornada de desarrollo del IADE. Desarrollo económico y política energética en la Argentina, en revista *Realidad Económica* N° 292, Buenos Aires, Mayo-Junio.
- Barrera, M., Sabbatella, I. y Serrani, E. (2012). *Historia de una privatización. Cómo y por qué se perdió YPF*, Buenos Aires, Capital Intelectual.
- Basualdo, E. (2010). *Estudios de historia económica argentina: Desde mediados del siglo XX a la actualidad*, Buenos Aires, Siglo Veintiuno.

- Basualdo, E. y Nahón, C. (2004). “La presencia de las empresas privatizadas en el sector externo argentino durante la década de 1990. Análisis de sus efectos en el Balance de Pagos”, Documento de Trabajo N° 13, FLACSO Argentina, Buenos Aires, Noviembre.
- Bernal, F., De Dicco, R. y Schneider, L. (2012): “Repsol provocó la caída en producción de hidrocarburos: el caso del gas natural”, Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas, Buenos Aires, Mayo.
- Bezchinsky, G., Dinenzon, M., Giussani, L., Caino, O., López, B. y Amiel, S. (2007). “Inversión extranjera directa en la Argentina. Crisis, reestructuración y nuevas tendencias después de la convertibilidad”, CEPAL, Colección Documentos de Proyectos, Santiago de Chile, Junio.
- British Petroleum, *Statistical Review of World Energy 2015*.
- Campodónico, H. (2007). “Gestión mixta y privada en la industria de hidrocarburos” CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 122, Santiago de Chile.
- Caruso, N. (2003). Sector gas natural y derivados, CEPAL-ONU a solicitud de la Secretaría de Política Económica, Ministerio de Economía de la Nación.
- Castellani, A. y Serrani, E. (2010) “La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina. El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999”, en revista H-industri@ N°6, año 4, primer semestre.
- Chudnovsky, L. y López, A. (1998). “Las estrategias de las empresas transnacionales en la Argentina y Brasil ¿Qué hay de nuevo en los años '90?”, en revista Desarrollo Económico, Volumen 38, Número especial, otoño.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (2002). “La inversión extranjera en América Latina y el Caribe, 2001”, Santiago de Chile.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL (2014). “Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina”.
- Consejo Asesor de Estrategia Energética (2012). “Matriz energética nacional y su vinculación con la región”, en revista Voces en el Fénix N° 19, Buenos Aires, Octubre.
- Corporación Andina de Fomento – CAF (2013). “Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe”.

- Crivelli, A. (2011). "Inversiones extranjeras ¿Instrumentos de impulso o freno al desarrollo?", Documento Técnico N° 3 (versión preliminar), Centro de Estudios Económicos y Monitoreo de las Políticas Públicas (CEMOP), Buenos Aires, Abril.
- De Dicco, R. (2004). "¿Crisis energética en Argentina? Diagnósticos para comprender qué hay detrás de la "crisis"", Documento de Trabajo N° 22, Instituto de Investigación en Ciencias Sociales, Universidad del Salvador, Buenos Aires, Mayo.
- De Dicco, R. (2010). "Avances en la reactivación del plan nuclear argentino", Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT), Buenos Aires.
- Dellatorre, R. (2012). "Porqué no lo expropiaron a Eskenazi", 29 de Abril de 2012, Página 12, <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-192944-2012-04-29.html>
- Diamand, M. (1972). "La estructura productiva desequilibrada argentina y el tipo de cambio", Desarrollo Económico, Vol. 12 N° 45.
- Diamand, M. (1985). "El péndulo argentino: ¿Hasta cuándo?", Revista Argentina de Política Económica y Social N° 4, Instituto de Política Económica y Social, Buenos Aires.
- Dunning, J. y Lundan, S. (2008). *Multinational Enterprises and the Global Economy, Second Edition*, Edward Elgar Publishing, Inc., USA.
- Estados Contables YPF S.A. años 2008 a 2011. Disponibles en: www.cnv.gov.ar
- Fernández Bugna, C. y Porta, F. (2011). "Impactos de la inversión extranjera directa en la economía argentina desde los años noventa. Consolidación y cambios en la especialización productiva", en *Multinacionales en la Argentina. Estrategias de empleo, relaciones laborales y cadenas globales de valor*, Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).
- Fondo Monetario Internacional (1993). *Manual de Balanza de Pagos*, 5° edición, Washington.
- Frenkel, R. (2003a). "Globalización y crisis financieras en América Latina", Revista de la CEPAL, N° 80, Santiago de Chile, Agosto.
- Frenkel, R. (2003b). "Del auge de los flujos de capital a las trampas financieras" trabajo presentado en la reunión de la Initiative of Policy Dialogue (Universidad de Columbia) en Barcelona, 2 y 3 de Junio. Publicado en José Antonio Ocampo (ed.) *El desarrollo económico en los albores del siglo XXI*. CEPAL- Alfaomega, Bogotá, 2004.

- Frenkel, R. (2010). “Lecciones de política macroeconómica para el desarrollo, a la luz de la experiencia de la última década”. El Trimestre Económico N° 313, Enero-Marzo 2012, México.
- Frenkel, R. (2013). “Las perspectivas de América Latina en materia de endeudamiento externo” versión preliminar presentada en el seminario “La crisis de la deuda treinta años después” organizado por CEPAL, SEGIB y CAF en Ciudad de México los días 18 y 19 de Febrero de 2013.
- Gadano, N. (1998). “Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina”, CEPAL, Serie Reformas Económicas LC/L. 1154, Octubre.
- Gadano, N. (2012). *Historia del petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Perón*, Buenos Aires, Edhasa.
- Galak, O. (2011). “Eskenazi compró otro 10% y ya tiene el 25,46% de YPF”, 5 de Mayo de 2011, La Nación, <http://www.lanacion.com.ar/1370685-eskenazi-compro-otro-10-y-ya-tiene-el-2546-de-ypf>
- González, M. y Fernández, A. (2012). “Subexploración y sobreexplotación: La lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina”, Centro de Investigación y Formación de la República Argentina (CIFRA), Documento de Trabajo N° 11, Buenos Aires, Marzo.
- INDEC, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales (Sin Fecha). “El proceso de privatizaciones en la Argentina desde una perspectiva del Balance de Pagos”.
- INDEC, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales (2003). “La Inversión Extranjera Directa en Argentina 1992-2002”.
- INDEC, Dirección Nacional de Cuentas Internacionales (2005). “IED en Argentina por actividad económica a Diciembre de 2004 (revisado en Noviembre de 2005)”.
- INDEC (2007). “Metodología de Estimación del Balance de Pagos”.
- INDEC. Estimaciones del Balance de Pagos. Serie Histórica disponible en www.indec.gov.ar
- INDEC. Estimaciones Producto Interno Bruto (PIB), año base 1993. Serie Histórica disponible en www.indec.gov.ar

- International Centre for Settlement of Investment Disputes - World Bank, <https://icsid.worldbank.org/apps/ICSIDWEB/cases/Pages/AdvancedSearch.aspx?rntly=ST4>
- Kozulj, R. y Bravo, V. (1993). *La política de desregulación argentina: Antecedentes e impactos*, Buenos Aires, Centro Editor de América Latina.
- Kozulj, R. (2000). “Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 14, Santiago de Chile.
- Kozulj, R. (2002). “Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 46, Santiago de Chile.
- Kozulj, R. (2005). “Crisis de la industria del gas natural en Argentina”, CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 88, Santiago de Chile.
- La Nación (2012). “El CIADI aceptó la demanda de Repsol contra Argentina”, 22 de Diciembre de 2012, <http://www.lanacion.com.ar/1539432-el-ciadi-acepto-la-demanda-de-repsol-contra-la-argentina>
- López, R. y Sevilla, E. (2010). “Los desafíos para sostener el crecimiento: El balance de pagos a través de los enfoques de restricción externa”, Documento de Trabajo N° 32, Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de la Argentina (CEFIDAR), Buenos Aires, Octubre.
- Mansilla, D. (2007). *Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y privatización de los hidrocarburos en Argentina*, Buenos Aires, Ediciones del CCC.
- Mansilla, D. y Perrone G. (2010). “Energía en Argentina. Evolución Reciente, Actualidad y Perspectivas”, Documento Técnico N° 1, Centro de Estudios Económicos y Monitoreo de las Políticas Públicas (CEMOP), Buenos Aires, Agosto.
- Manzanelli, P., Barrera, M., Wainer, A. y Bona, L. (2015). “Deuda externa, fuga de capitales y restricción interna. Desde la última dictadura militar hasta la actualidad”, Documento de Trabajo N° 68, Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de la Argentina (CEFIDAR), Buenos Aires, Abril.
- Martínez de Hoz, J.A. (1991). *Quince años después*, Buenos Aires, Emecé.

- Ministério de Minas e Energia (2014) Balanço Energético Nacional ano base 2013. <https://ben.epe.gov.br>
- Ocvirk, V. (2014). “El renacer de la Argentina nuclear”, en revista Le Monde Diplomatique Edición Cono Sur N° 186, Buenos Aires, Diciembre.
- Olmos, A. (2004). *Todo lo que usted quiso saber sobre la deuda externa y siempre se lo ocultaron. Quiénes y cómo la contrajeron*, Buenos Aires, Ediciones Continente.
- Organización Latinoamericana de Energía – OLADE (2012). “Matriz energética en América Latina y el Caribe, situación actual y perspectivas de las energías renovables”.
- Página 12 (2012). “Corte de subsidios a las petroleras”, 4 de febrero de 2012, <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-186862-2012-02-04.html>.
- Peusner, O. (1993). “Gas del Estado: una privatización diferente” en Boletín Informativo Techint N° 273, Enero-Marzo.
- Plan Estratégico 2003-2007 Repsol-YPF. Disponible en: www.repsol.com
- Plan Estratégico 2008-2012 Repsol-YPF. Disponible en: www.repsol.com
- Plan trienal para la reconstrucción y la liberación nacional 1974-1977.
- Poveda, M. (2007). “Eficiencia energética. Recurso no aprovechado”, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
- Prebisch, R. (2012). “El desarrollo económico de la América Latina y algunos de sus principales problemas”, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Repsol-YPF (2006). “Repsol YPF anuncia una reducción de sus reservas en un 25%”. Disponible en: www.repsol.com
- Repsol-YPF (2007). “Repsol YPF y el Grupo Petersen firman un acuerdo para la venta de hasta el 25% de YPF”. Disponible en: www.repsol.com
- Sabbatella, I. (2012a). “La nueva YPF y el fin del paradigma neoliberal”, Revista Batalla de Ideas N° 3, Junio.
- Sabbatella, I. (2012b). “La política petrolera de la posconvertibilidad: De la herencia neoliberal a la expropiación de YPF”, Argumento. Revista de crítica social, Octubre.

- Sacroisky, A. (2006). “La inversión extranjera directa en la post-Convertibilidad. Principales tendencias en un nuevo patrón de crecimiento”, Documento de Trabajo N° 12, Centro de Economía y Finanzas para el Desarrollo de la Argentina (CEFIDAR), Buenos Aires, Octubre.
- Schvarzer, J. y Tavonanska, A. (2008). “Modelos macroeconómicos en la Argentina: del “stop and go” al “go and crush””, Documento de Trabajo N° 15, Centro de Estudios de la Situación y Perspectivas de la Argentina (CESPA), Buenos Aires, Marzo.
- Secretaría de Energía de la Nación, Balance Energético Nacional, Serie 1970-2014. <https://www.energia.gob.ar>
- Silenzi de Stagni, A. (1993). “Riesgo público, ganancia privada”, en revista Realidad Económica N° 118, Buenos Aires, Agosto-Septiembre.
- Thirlwall, A. (2011). “The balance of payments constraint as an explanation of international growth rate differences”, PSL Quarterly Review, vol. 64, N° 259.
- Thwaites Rey, M. (2003). *La (des) ilusión privatista. El experimento neoliberal en la Argentina*, Buenos Aires, Eudeba.
- UNCTAD (1998). *Bilateral Investment Treaties in the Mid-1990*. Nueva York y Ginebra, United Nations.

Leyes, Decretos y Resoluciones consultadas

- Ley 12.161 (Código de Minería - Régimen de las Minas de Petróleo e Hidrocarburos Fluidos).
- Ley 14.773 (Energía y Combustible - Nacionalización).
- Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos).
- Ley 20.557 (Ley de Radicación de Capitales Extranjeros).
- Decreto-Ley 21.382 (Ley de Inversiones Extranjeras).
- Ley 21.453 (Comercio Exterior – Exportación).
- Ley 21.499 (Expropiaciones).
- Decreto-Ley 21.778 (Ley de Contratos de Riesgo).

- Decreto 1.443/1985 (Hidrocarburos - Ley 17.319 - Reglamentarse los artículos 2º, 11 y 95).
- Ley 23.526 (Presupuesto para el Ejercicio 1987).
- Decreto 941/1988 (Hidrocarburos – Regalías – Decreto 631/1987).
- Ley 23.696 (Ley de Reforma del Estado).
- Ley 23.697 (Ley de Emergencia Económica).
- Decreto 1.055/1989 (Hidrocarburos – Reglamentación de la Ley 23.696 y 17.319).
- Decreto 1.212/1989 (Hidrocarburos – Objetivos).
- Decreto 1.589/1989 (Hidrocarburos – Explotación, Concesiones, Transporte).
- Decreto 1.216/1990 (Hidrocarburos – Concurso Público Internacional).
- Decreto 2.778/1990 (YPF – Plan de Transformación Global).
- Decreto 48/1991 (Gas del Estado – Su Reestructuración).
- Decreto 1.727/1991 (Hidrocarburos – Negociación de Porcentajes de YPF).
- Decreto 1.805/1991 (Hidrocarburos – Decreto 1.727/1991 - Modificación).
- Decreto 2.178/1991 (Hidrocarburos – Llamado para Adjudicar Áreas).
- Ley 24.076 (Gas Natural - Marco Regulatorio – Privatización de Gas del Estado).
- Ley 24.118 (Acuerdo – Promoción y Protección de Inversiones con España).
- Decreto 1.738/1992 (Gas Natural – Reglamentación de la Ley 24.076).
- Ley 24.145 (Federalización de Hidrocarburos – Transformación Empresarial y Privatización del Capital de YPF S.A.).
- Decreto 1.853/1993 (Inversiones Extranjeras - Texto Ordenado de la Ley 21.382 - Aprobación).
- Ley 24.353 (Convenios – Inversiones - Diferencias).
- Ley 24.474 (Hidrocarburos - Modificación de la Ley 24.145).
- Decreto 31/1999 (Compra-Venta de Acciones de YPF S.A. – Modelo).
- Ley 25.019 (Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar).

- Decreto 666/1999 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. – Venta de Acciones al Fondo).
- Ley 25.561 (Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario).
- Decreto 310/2002 (Derechos de Exportación).
- Decreto 809/2002 (Decreto 310/2002 – Modificación).
- Resolución 196/2002 (Gas Licuado – Acuerdo de Estabilidad en el Precio Mayorista).
- Resolución 85/2003 (Hidrocarburos – Acuerdo entre Productores y Refinadores).
- Decreto 180/2004 (Mercado Electrónico de Gas - Creación).
- Decreto 181/2004 (Gas Natural – Ajuste del Precio).
- Resolución 208/2004 (Gas Natural – Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios).
- Resolución 337/2004 (Exportación de Hidrocarburos – Derecho de Exportación).
- Decreto 645/2004 (Aumento de Retenciones al Gas Natural).
- Resolución 532/2004 (Exportación de Hidrocarburos – Derecho de Exportación).
- Ley 25.943 (Energía Argentina Sociedad Anónima).
- Resolución 324/2006 (Hidrocarburos – Reservas Comprobadas, no Comprobadas y Recursos).
- Ley 26.093 (Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles).
- Resolución 534/2006 (Gas Natural – Precio).
- Ley 26.123 (Promoción del Hidrógeno).
- Ley 26.154 (Hidrocarburos – Regímenes Nacionales para la Exploración y Explotación).
- Ley 26.190 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica).
- Resolución 394/2007 (Exportación de Hidrocarburos – Derechos de Exportación – Modificación).
- Decreto 140/2007 (Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía).

- Resolución 24/2008 (Gas Natural – Programa de Incentivo a la Producción de Gas Natural denominado “Gas Plus” – Creación).
- Resolución 127/2008 (Gas Natural – Resolución 534/2006 – Modificación).
- Ley 26.360 (Promoción de Inversiones en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura).
- Decreto 2.014/2008 (Programas “Petróleo Plus” y “Refinación Plus - Creación).
- Ley 26.473 (Lámparas Incandescentes - Prohibición).
- Decreto 1.722/2011 (Comercio Exterior – Divisas Provenientes de Operaciones de Exportación de Petróleos – Restablecese Obligatoriedad).
- Ley 26.741 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales – Autoabastecimiento de Hidrocarburos).
- Decreto 530/2012 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales – Intervención Transitoria).
- Decreto 532/2012 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales – Subinterventor – Designación).
- Decreto 557/2012 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales – Alcances Decreto 530/2012 – Ampliarse).
- Decreto 732/2012 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales – Intervención - Prórroga).
- Decreto 1.277/2012 (Soberanía Hidrocarburífera - Ley N° 26.741 - Su Reglamentación).
- Ley 26.932 (Yacimientos Petrolíferos Fiscales – Ratificase Convenio).

Anexo

TABLA A.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-90	28 áreas marginales	Concesión	241,1
nov-90	9 áreas marginales	Concesión	15,8
jun-91	Áreas centrales: Pto. Hernández, Huemul, Vizcacheras y El Tordillo	Asociación al 50	560,1
ago-91	22 áreas marginales	Concesión	140,5
oct-91	Ampliación de participación en las cuatro áreas centrales	Asoc. al 70 a 90	243,1
dic-91	Área central Santa Cruz (CA)	Asociación al 70	55,0
ene-92	5 áreas marginales	Concesión	18,8
ene-92	Área central Tierra del Fuego (CA)	Asociación al 70	143,5
mar-92	Área central Santa Cruz II (CA)	Asociación al 70	141,6
jun-92	22 áreas marginales	Concesión	48,0
nov-92	Área central Palmar Largo (CNO)	Asociación al 70	36,0
nov-92	Área central Aguarañe (CNO)	Asociación al 70	143,7
nov-92	Refinería de Campo Duran (Refinor SA)	Asociación al 70	64,1
ene-93	Destilería Dock Sud	Venta	11,7
ene-93	Ebytem SA (estación de bombeo y marítima Pto. Rosales)	Venta del 70	19,0
ene-93	Oleoductos del Valle SA	Venta del 70	77,0
ene-93	Destilería de San Lorenzo	Venta	12,2
jun-93	Transportes Marítimos Petroleros SA	Venta del 70	41,8
sep-93	Interpetrol SA	Venta del 49	8,7
sep-93	Planta de Aerosoles Dock Sud	Venta	0,9
oct-93	Term. Marítimas Patagónicas SA (Caleta Córdoba y Caleta Olivia)	Venta del 70	10,0
mar. a dic. 93	20 Buques Tanque	Venta	27,0
Total 1990-1993 sin venta de YPF SA			2059,6
Áreas marginales		Concesión	464,2
Áreas centrales		Asociación	1323,0
Refinerías		Ventas y Asoc.	88,0
Otros activos		Venta	184,4

Fuente: Kozulj, R. (2002)

TABLA A.2

Argentina: Principales privatizaciones con participación de empresas extranjeras – Sector petróleo y gas
1990-2001 (en millones de dólares)

Año	Empresa privatizada	Sector	Comprador	Origen	Porcentaje	Monto
1991	Yacimientos El Huemul Oilfield	Petróleo	Total Française des Petroles	Francia	50	134
1991	El Tordillo Oilfield	Petróleo	Inter Río Inversiones, Tecpetrol, Santa Fe Co. de Argentina y Energy Development	Estados Unidos/Argentina	50	101
1992	Yacimiento Petro-Aguarag Oilfield	Petróleo	Tecpetrol, Ampolex y Cia. General de Combustibles	Argentina/Australia	55	143
1992	Yacimientos Petrolífero Santa Cruz II	Petróleo	Pérez Companc, Astra CAP S.A. y Riobank	Argentina/España	100	142
1992	Distribuidora de Gas Cuyana	Distribución de gas	Italgas, Sideco Americana	Italia/Argentina	60	125
1992	Distribuidora de Gas Litoral	Distribución de gas	Tractebel, IBERDROLA, Garovaglio y Zorraquín, Bemberg	Bélgica/España/Argentina	90	119
1992	Transportadora de Gas del Sur	Distribución de gas	Nerón Corp., Pérez Companc, Private Development Trust y Citicorp	Estados Unidos/España	70	572
1992	Distribuidora de Gas Metropolitana (Metrogas)	Distribución de gas	British Gas, Pérez Companc, Astra Cia. Argentina y Private Development Trust	Reino Unido/Estados Unidos/Argentina	70	362
1992	Distribuidora de Gas Pampeana	Distribución de gas	Camuzzi Gasometri	Italia	70	258
1992	Transportadora de Gas del Norte	Distribución de gas	Nova Corp. International, Techint, Cia. Técnica Internacional Saci, Sociedad Comercial del Plata, Petrolim Nassional	Canadá/Argentina/Malasia	70	253
1992	Distribuidora de Gas del Sur	Distribución de gas	Camuzzi Gasometri	Italia	90	161
1992	Distribuidora de Gas del Centro	Distribución de gas	Italgas, Sideco Americana	Italia/Argentina	90	148
1995	Transportadora de Gas del Norte	Distribución de gas	CMS Energy	Estados Unidos	25	142
1997	Distribuidora de Gas Cuyana	Distribución de gas	LG&E Energy	Estados Unidos	14,1	...
1999	YPF S.A.	Petróleo	Repsol S.A.	España	14,9	2011

Fuente: CEPAL (2002)

TABLA A.3
Distribución sectorial de los ingresos por privatizaciones
(en millones de dólares)

Sector	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Total	Part. en el total
Comunicaciones	917	838	1.227	-	-	-	-	-	-	-	2.982	13%
Energía Eléctrica	-	-	1.421	1.307	169	904	736	1.220	238	-	5.993	25%
Gas	-	-	2.077	-	649	142	-	-	83	-	2.950	12%
Petróleo	257	999	532	3.918	-	-	-	-	-	3.591	9.297	39%
Transporte	613	60	-	69	15	-	-	-	-	-	756	3%
Petroquímica	-	66	8	-	-	365	-	-	-	-	438	2%
Agua y saneamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	151	438	589	2%
Otros	-	-	232	162	91	-	-	-	50	308	843	4%
Total	1.787	1.963	5.496	5.456	923	1.410	736	1.220	522	4.337	23.849	

Fuente: INDEC (s.f.)

TABLA A.4
Argentina: Principales fusiones y adquisiciones con participación de empresas extranjeras Sector petróleo y gas
1990-2001 (en millones de dólares)

Año	Empresa privatizada	Sector	Comprador	Origen	Porcentaje	Monto
1991	Yacimientos El Huemul Oilfield	Petróleo	Total Française des Petroles	Francia	50	134
1991	El Tordillo Oilfield	Petróleo	Inter Río Inversiones, Tecpetrol, Santa Fe Co. de Argentina y Energy Development	Estados Unidos/Argentina	50	101
1992	Yacimiento Petro-Aguarag Oilfield	Petróleo	Tecpetrol, Ampolex y Cía. General de Combustibles	Argentina/Australia	55	143
1992	Yacimientos Petrolífero Santa Cruz II	Petróleo	Pérez Companc, Astra CAP S.A. y Riobank	Argentina/España	100	142
1992	Distribuidora de Gas Cuyana	Distribución de gas	Italgas, Sideco Americana	Italia/Argentina	60	125
1992	Distribuidora de Gas Litoral	Distribución de gas	Tractebel, IBERDROLA, Garovaglio y Zorraquín, Bemberg	Bélgica/España/Argentina	90	119
1992	Transportadora de Gas del Sur	Distribución de gas	Nerón Corp., Pérez Companc, Private Development Trust y Citicorp	Estados Unidos/España	70	572
1992	Distribuidora de Gas Metropolitana (Metrogas)	Distribución de gas	British Gas, Pérez Companc, Astra Cía. Argentina y Private Development Trust	Reino Unido/Estados Unidos/Argentina	70	362
1992	Distribuidora de Gas Pampeana	Distribución de gas	Camuzzi Gasometri	Italia	70	258
1992	Transportadora de Gas del Norte	Distribución de gas	Nova Corp. International, Techint, Cía. Técnica Internacional Saci, Sociedad Comercial del Plata, Petroliam Nassional	Canadá/Argentina/Malasia	70	253
1992	Distribuidora de Gas del Sur	Distribución de gas	Camuzzi Gasometri	Italia	90	161
1992	Distribuidora de Gas del Centro	Distribución de gas	Italgas, Sideco Americana	Italia/Argentina	90	148
1995	Transportadora de Gas del Norte	Distribución de gas	CMS Energy	Estados Unidos	25	142
1997	Distribuidora de Gas Cuyana	Distribución de gas	LG&E Energy	Estados Unidos	14,1	...
1999	YPF S.A.	Petróleo	Repsol S.A.	España	14,9	2011

Fuente: CEPAL (2002)

TABLA A.5
Inversión extranjera directa por regiones receptoras
(en millones de dólares)

	1984-1989		1990		1991		1992		1993	
	Promedio anual	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Inversiones totales	115.370	100	203.812	100	157.773	100	168.122	100	207.937	100
Países desarrollados	93.117	80,7	169.777	83,3	114.001	72,3	114.002	67,8	129.302	62,2
Países en desarrollo	22.195	19,2	33.735	16,6	41.324	26,2	50.376	30	73.135	35,2
Am. Latina y Caribe	7.739	6,7	8.900	4,4	14.764	9,4	16.658	9,9	14.790	7,1
Mercosur	1.594	1,4	2.582	1,3	3.162	2,0	5.587	3,3	3.383	1,6
Argentina	653	0,6	1.836	0,9	2.439	1,5	4.044	2,4	2.557	1,2
Brasil	906	0,8	628	0,3	607	0,4	1.405	0,8	613	0,3
Paraguay	6	0,0	76	0,0	84	0,1	137	0,1	111	0,1
Uruguay	29	0,0	42	0,0	32	0,0	1	0,0	102	0,0

	1994		1995		1996		1990-1996		
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto acumulado	%	Promedio anual
Inversiones totales	225.660	100	314.933	100	349.000	100	1.627.237	100	232.462
Países desarrollados	132.758	58,8	203.168	64,5	208.000	59,6	1.071.008	65,8	153.001
Países en desarrollo	87.024	38,6	99.670	31,6	129.000	37,0	514.264	31,6	73.466
Am. Latina y Caribe	25.835	11,4	25.592	8,1	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
Mercosur	5.305	2,4	8.505	2,7	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
Argentina	3.067	1,4	4.176	1,3	4.285	1,2	22.404	1,2	3.201
Brasil	1.888	0,8	3.929	1,2	9.442	2,7	18.513	1,1	2.645
Paraguay	180	0,1	200	0,1	s/d	s/d	s/d	s/d	s/d
Uruguay	170	0,1	157	0,0	170	0,0	674	0,0	96

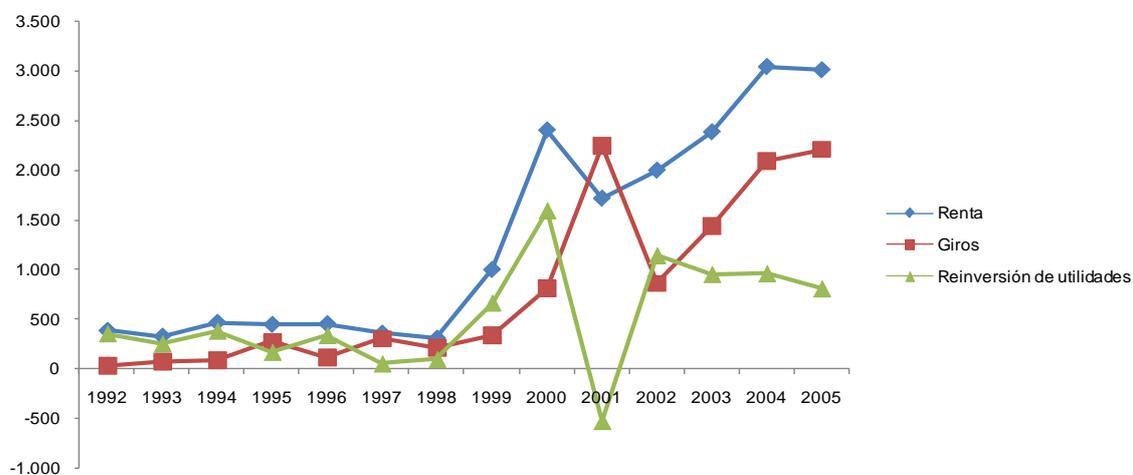
Fuente: Chudnovsky, L. y López, A. (1998)

TABLA A.6
IED en el sector hidrocarburífero argentino 1990-2000
(en millones de dólares)

	Formación de capital	Fusiones y adquisiciones	Total
Petróleo y gas	5.874	21.369	27.243
Derivados de petróleo y gas	3.332	521	3.853
Oleoductos, gasoductos y poliductos	1.141	39	1.180
Provisión de gas	1.907	2.820	4.727
Total	12.254	24.749	37.003

Fuente: Caruso, N. (2003).

GRÁFICO A.1
Renta, giros y reinversión en el sector petrolero 1992-2005
(en millones de dólares)



Fuente: Bezchinsky et al. (2007).

TABLA A.7
Índices de valor, precio y cantidad de las exportaciones de combustibles
(base 2004=100)

Año	Combustibles		
	Índices		
	Valor	Precio	Cantidad
1990	15,9	61,2	26,1
1991	12,4	57,6	21,5
1992	17,5	54,4	32,2
1993	20,0	49,8	40,1
1994	26,7	44,2	60,4
1995	35,1	47,7	73,6
1996	50,0	58,5	85,5
1997	53,2	55,8	95,4
1998	39,5	37,8	104,6
1999	48,6	46,3	105,1
2000	79,3	80,0	99,1
2001	76,4	69,2	110,5
2002	75,0	64,5	116,3
2003	87,6	78,7	111,4
2004	100,0	99,8	100,2
2005	115,7	135,4	85,4
2006	126,4	161,0	78,5
2007	112,4	185,9	60,5
2008	127,0	232,8	54,5
2009	104,5	165,0	63,3
2010	105,6	221,4	47,7
2011	108,1	283,1	38,2
2012	112,9	271,3	41,6
2013	90,0	275,1	32,7
2014 (*)	79,5	259,3	30,6
2015 (*)	36,4	141,3	25,8

(*) Cifras provisorias

Fuente: INDEC

TABLA A.8
Pozos perforados según tipo y estado

	Año	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Explotación	Petróleo	533	616	742	517	518	826	1.328	1.240	980	661	386	769	1.148	916	1.069	837	868
	Gas	27	24	24	20	5	47	44	33	30	28	49	71	80	46	50	79	132
	Productivos	560	640	766	537	523	873	1.372	1.273	1.010	689	435	840	1.228	962	1.119	916	1.000
	Improductivos	37	45	43	14	21	26	102	64	68	28	20	46	34	19	24	20	32
	Total	597	685	809	551	544	899	1.474	1.337	1.078	717	455	886	1.262	981	1.143	936	1.032
Avanzada	Petróleo	79	68	55	109	95	105	116	104	94	70	28	73	80	97	106	83	78
	Gas	9	10	5	6	6	6	9	5	10	16	7	15	10	5	3	12	15
	Productivos	88	78	60	115	101	111	125	109	104	86	35	88	90	102	109	95	93
	Improductivos	26	20	23	14	22	23	24	14	14	15	8	24	24	16	8	17	9
	Total	114	98	83	129	123	134	149	123	118	101	43	112	114	118	117	112	102
Exploración	Petróleo	21	24	39	28	41	44	60	55	38	23	14	31	7	19	17	16	45
	Gas	4	6	7	9	12	13	19	14	12	10	3	7	7	0	2	9	10
	Productivos	25	30	46	37	53	57	79	69	50	33	17	38	14	19	19	25	55
	Improductivos	73	68	54	16	54	82	86	62	39	42	16	16	17	12	6	9	7
	Total	98	98	100	53	107	139	165	131	89	75	33	54	31	31	25	34	62
Pozos totales	809	881	992	733	774	1.172	1.788	1.591	1.285	893	531	1.052	1.407	1.130	1.285	1.082	1.196	

Fuente: Mansilla, D. (2007).