

LA INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA EN EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO
BOLIVIANO: COMPARACIÓN ENTRE MARCOS REGULATORIOS (1996-2009)

*FOREIGN DIRECT INVESTMENT IN BOLIVIAN HYDROCARBONS SECTOR:
COMPARISON BETWEEN REGULATORY FRAMEWORKS (1996-2009)*

Ricardo Molero Simarro
Universidad Complutense de Madrid
ricardomolerosimarro@ccee.ucm.es

María José Paz Antolín
Universidad Complutense de Madrid
mjpazant@ccee.ucm.es

Juan Manuel Ramírez Cendrero
Universidad Complutense de Madrid
jramirez@ccee.ucm.es

Recibido: marzo de 2010; aceptado: mayo de 2011

RESUMEN

El trabajo que a continuación se presenta se enmarca en la discusión sobre qué tipo de marco regulador para la inversión extranjera directa (IED) es el más adecuado para garantizar que efectivamente su contribución sea positiva. En él se presenta una comparación entre distintos marcos reguladores de la IED y los efectos que uno y otro han producido en el caso del sector hidrocarburífero boliviano. Para ello, después de exponer la evolución del marco regulador durante los periodos de la *capitalización* (1996-2005) y la *nacionalización* (2006-2009), se analiza la trayectoria de seis indicadores: IED, inversión en exploración y producción, producción, exportaciones, reservas e ingresos fiscales. Los resultados logrados en ellos cuestionan la validez de los argumentos a favor de una menor presión fiscal como incentivo para aumentar la inversión y la propia recaudación fiscal. Además plantean algunas de las limitaciones y retos a los que se enfrenta el actual marco.

Palabras clave: Inversión extranjera directa; Bolivia; Hidrocarburos; Marco regulador de la inversión extranjera.

ABSTRACT

This paper lies within the discussion on which regulatory framework would be the best to guarantee a real positive contribution from the foreign direct investment (FDI). A comparison between the effects of the different regulatory frameworks applied in Bolivian hydrocarbons sector is presented. With this aim, after presenting the evolution of the regulatory framework during *capitalization* (1996-2005) and *nationalization* (2006-2009) periods, six indicators are analysed: FDI, exploration and production investment, production itself, exports, reserves, and tax revenues. The outcomes achieved question the validity of arguments in favour of a lower fiscal pressure as an incentive to raise investment and the fiscal collection itself. Moreover the work poses about some of the limitations and challenges that the present framework has to face with.

Keywords: Foreign Direct Investment; Bolivia; Hydrocarbons; Regulatory Frameworks of Foreign Investment.

Clasificación JEL: F21, F23, Q34.



1. INTRODUCCIÓN. EL DEBATE TEÓRICO EN TORNO A LOS EFECTOS DE LA IED

Existe un amplio consenso en la literatura académica actual acerca del carácter contradictorio y heterogéneo de los efectos de la llegada de inversión extranjera directa (IED), particularmente en las economías en desarrollo¹. Superado el maniqueísmo con el que esta cuestión había sido tratada en otros momentos históricos², hoy en día la mayoría de autores coinciden con el planteamiento señalado. Ello es así incluso entre autores provenientes de corrientes teóricas muy dispares. Por un lado, autores cercanos a la tradición marxista (Astarita, 2009:98-102; Shaikh, 2009: 84-96), plantean que, en el marco de un sistema capitalista, la explotación de los trabajadores por parte del capital extranjero puede ir de la mano del desarrollo de las fuerzas productivas a través de la transferencia de tecnología, la contribución a la formación bruta de capital fijo, etc. Otros trabajos, encuadrados dentro de la corriente keynesiana, insisten en el papel del estado y de las políticas públicas como condicionante de los efectos (Agosin, 2010 y UNCTAD 2003). Mientras, tanto, los autores más cercanos al análisis neoclásico consideran que la contribución potencial de la IED será mayor cuanto menor sea la intervención pública (Lipsey y Sjöholm 2005). Las disparidades en la fundamentación teórica de unos y otros son notables pero han contribuido a superar el relativo simplismo con el que en ocasiones había sido abordado el tema.

¹ Aunque el objetivo de este artículo no es abordar una revisión de la literatura con detenimiento, exponemos de forma breve el estado de la cuestión así como los principales referentes teóricos y metodológicos que sirven de base para el análisis que aquí se desarrolla. Para una revisión más amplia pueden consultarse Buckley (1990), Paz (2002) y Rugman (1999).

² Las posiciones más radicales estuvieron representadas en la década de los 70 por autores pertenecientes al enfoque de la dependencia como Baran y Sweezy, o al del intercambio desigual como Emmanuel. Estos autores señalaban la extracción de excedente y la agudización del subdesarrollo como los principales resultados de la IED. Frente a esta posición, la década de los noventa estuvo dominada por los trabajos de distintas instituciones financieras y otros organismos internacionales como la Comisión Económica para América Latina de Naciones Unidas (CEPAL). Dentro del marco del denominado "Consenso de Washington", en ellos se insistía en el potencial de la IED como fuente de capital productivo (más estable que el financiero) y como potencial generadora de efectos positivos a través de la transferencia de tecnología, la creación de empleo o la mejora de la capacidad exportadora. Todos ellos tomaban como principal referente teórico los trabajos de Dunning (1992 y 1994) y otros autores del paradigma ecléctico.

Por tanto, tomando como punto de partida el hecho de que los efectos de la IED pueden diferir de unas economías a otras, el debate actual se centra en identificar las variables que influyen en sus resultados finales. El consenso aquí también es amplio al identificar que los aspectos más determinantes son las estrategias y modalidades adoptadas por las empresas, así como los factores de atracción de las economías receptoras. Estos últimos incluyen un amplio abanico de variables relacionadas con las características económicas y políticas de los países, entre las que se incluyen lo que se ha venido denominando la “capacidad de absorción”³.

En cambio, donde el debate sigue abierto es en la determinación del sentido en el que influyen las citadas variables. Diferentes revisiones de la literatura empírica muestran los obstáculos para encontrar evidencias definitivas acerca del impacto de la IED sobre variables como la productividad, el empleo, la transferencia de tecnología o el potencial exportador (Agosin y Machado 2005; Gorg y Grenaway 2001; UNCTAD 2003). Buena parte de estos trabajos concluyen que las dificultades metodológicas inherentes a la disponibilidad de información estadística y su tratamiento dificultan alcanzar resultados concluyentes. Además, la selección de las variables sobre las que centrar el análisis, dada su excesiva amplitud, también genera importantes trabas⁴.

Debido a estos obstáculos, parece necesario desarrollar estudios sectoriales complementarios que, mediante otros enfoques metodológicos, profundicen en diversos estudios de caso, combinando el análisis de los datos disponibles, con otro más de tipo cualitativo. Es precisamente aquí donde se enmarca este trabajo, que tiene la pretensión de contribuir al debate sobre los aspectos que determinan los efectos de la llegada de IED.

La cuestión de los factores de atracción, particularmente en lo referente a las políticas de tratamiento del capital extranjero, también ha sido abordada por múltiples estudios en los últimos años, especialmente a raíz de la firma del Acuerdo sobre medidas comerciales relacionadas con la Inversión (TRIMs por sus siglas en inglés) y de la proliferación de los tratados bilaterales de inversión. Para muchos autores estos acuerdos reducen el margen de maniobra (*policy space*) de los gobiernos para mejorar la “capacidad de absorción” de sus economías (Chang y Green, 2003; Kumar y Gallagher, 2007). Mientras tanto, para otros, la misma se desarrolla mejor en ausencia de estas medidas (Morán et ál 2005).

En este sentido, dada la aparente divergencia entre los marcos regulatorios que se aplicaron en algunos países latinoamericanos durante los noventa y los que se vienen aplicando en los últimos años, resulta pertinente el desarrollo de una investigación comparada. A diferencia de otros trabajos, en los que se han

³ El trabajo de Narula (2004) es un buen exponente de los intentos de profundizar en los determinantes de la capacidad de la que deben disponer las economías para absorber los efectos potenciales de la llegada de IED.

⁴ Un ejemplo de ello son algunos trabajos que han intentado medir la influencia de la IED en el crecimiento económico.

establecido comparaciones entre Asia y América Latina, en esta investigación se comparan distintos marcos regulatorios aplicados en una misma economía, la boliviana. A priori, esto permite eliminar la distorsión que pueda introducir la influencia de variables que difieren entre las distintas economías.

De manera general, las pautas de tratamiento del capital extranjero que predominaban en la región latinoamericana durante las últimas décadas del anterior siglo incorporaban ciertos instrumentos de atracción que, no obstante, no destacaron por su alcance y profundidad. Esas pautas o “políticas pasivas” (Cepal, 2006) se apoyaban, en primer lugar, en la garantía de unas condiciones macroeconómicas de estabilidad; en segundo lugar, en un acceso asegurado, no discriminatorio y protegido a la explotación de los recursos naturales; en tercer lugar, en el uso extenso de instrumentos como las exenciones fiscales, las subvenciones y, en algunos casos, la concesión de derechos monopólicos; y, por último, en la participación en los vastísimos procesos de privatización llevados a cabo en el conjunto de la región. Todas ellas constituyeron un tipo de políticas de atracción que medían su éxito a partir de los montantes recibidos, al margen de cuál fuera su efecto sobre el crecimiento y la reestructuración productiva⁵.

Frente a las tendencias apuntadas, las reformas recientemente iniciadas en algunos países pretenden revertir dichos procesos reivindicando el protagonismo de la regulación estatal y la nacionalización (al menos parcial) de ciertos sectores estratégicos como instrumentos de las nuevas políticas reguladoras. Según el planteamiento con el que se trata de justificarlas, las mismas deberían contribuir a recuperar margen de maniobra por parte de las políticas públicas para atraer IED de “calidad” y garantizar un mayor aporte de ésta al desarrollo económico.

En el marco de esta nueva dinámica reguladora y retomando el debate al que anteriormente se ha hecho alusión, el objetivo principal de este trabajo es comparar los resultados de las distintas opciones de política económica ensayadas en la economía boliviana durante los periodos de “capitalización” y “nacionalización”. Para ello nos centramos en una selección de variables (inversión, producción, reservas, exportaciones, ingresos fiscales e industrialización) que son consideradas clave dentro del propio sector objeto de estudio, el de hidrocarburos. No en vano dichas variables guardan una relación directa con la evolución del mismo, así como las particularidades de la economía boliviana (especialización productiva y comercial, dependencia externa, concentración del ingreso, etc.).

La hipótesis central que se propone es que la actuación de los gobiernos recuperando margen de maniobra y, por tanto, modificando las condiciones de tratamiento del capital extranjero puede favorecer una contribución

⁵ El mantenimiento de estas políticas fue coherente con las pautas diseñadas desde los organismos financieros internacionales para facilitar el pago y devolución de la deuda externa, de ahí su generalización a partir de los años ochenta. Con ese objetivo inmediato se justificaron gran parte de los procesos de privatización, orientados fundamentalmente a incrementar los ingresos fiscales.

favorable del mismo al desarrollo. El estudio de los dos marcos reguladores vigentes en el período estudiado pone de manifiesto que, de modo general, aunque por diversos motivos, ninguno de los dos ha logrado las metas que se habían propuesto. La capitalización del sector habría logrado incrementar los flujos de inversión extranjera en el país, provocando un crecimiento de la producción, pero a costa de reproducir un patrón primario-exportador y reducir la recaudación fiscal. Por el contrario, la nacionalización parcial de los hidrocarburos bolivianos aunque habría logrado incrementar significativamente dicha recaudación, permitiendo su canalización hacia importantes inversiones económicas y gastos sociales, sin embargo no habría logrado avances en la superación del citado patrón. Después de tratar de contrastar estos resultados, nuestro objetivo final consistirá en valorar si existen las condiciones necesarias para hacerlo durante los próximos años.

Para desarrollar este análisis comenzamos por exponer, en el siguiente apartado, los principales elementos que caracterizan los dos marcos regulatorios con el objetivo de identificar las diferencias existentes entre ambos. En el tercer apartado se analizan los resultados obtenidos en un período y otro respecto a las variables seleccionadas. Por último, en el cuarto se presentan las conclusiones principales. Éstas se centran en el margen de actuación con que pueden contar los gobiernos, y, en concreto, el boliviano, ante la fuerte presencia del capital extranjero en economías con débil y vulnerable inserción externa.

2. MARCOS REGULATORIOS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA EN BOLIVIA

A continuación se exponen los dos marcos regulatorios ensayados en Bolivia durante las dos últimas décadas.

2.1. EL PERÍODO DE LA CAPITALIZACIÓN (1996-2005)

La puesta en marcha del primero de los marcos reguladores se remonta al año 1996, cuando se aprobó la Ley 1689, de Hidrocarburos. En realidad, esta ley se insertaba en un entramado legislativo más amplio cuyos dos hitos más importantes eran la Ley de Inversión de 1990 y la Ley de Capitalización de 1994. Mientras la primera había abierto la economía boliviana a la entrada de inversión extranjera, la segunda había puesto las bases de un singular proceso de privatización de sus sectores estratégicos (electricidad, telecomunicaciones o transporte), a partir de la formación de empresas mixtas entre el Estado y empresas privadas.

En concreto, en el sector hidrocarburífero, este proceso significó que la exploración, la explotación, el transporte y la distribución, así como la industrialización y la comercialización de los hidrocarburos se llevaría a cabo por nuevas sociedades anónimas mixtas formadas entre multinacionales del sector y las empresas surgidas de la escisión de la estatal *Yacimientos Petrolíferos*

Fiscales Bolivianos (YPFB). A pesar de que la transferencia directa de la propiedad de la empresa estatal estaba limitada por mandato constitucional, la capitalización permitió la implicación y finalmente el control de la explotación de los hidrocarburos bolivianos por parte de las empresas extranjeras.

En efecto, la privatización tradicional es una transferencia de activos públicos al sector privado, beneficiándose el Estado vía ingresos fiscales. Por el contrario, la capitalización venía a ser una asociación (a través de los denominados “contratos de riesgo compartido”) entre el Estado, que aportaba sus empresas, y diversas empresas privadas (que a priori podían ser nacionales o extranjeras), que aportaba una cantidad equivalente al valor de mercado de aquéllas. Esta cantidad no fue pagada en ningún momento, sino que se concretó en un compromiso de inversión por el citado valor durante los siguientes ocho años. De esta manera, la sociedad mixta creada duplicó el valor inicial de la empresa pública.

Sin ninguna transferencia de fondos hacia el Estado boliviano, los inversores recibieron como mínimo el 50% de la nueva entidad y el control de su administración. Mientras tanto, la parte accionarial correspondiente al Estado quedaba, según la Ley de Capitalización, en manos del “pueblo boliviano”. Esto significaba que los ciudadanos mayores de 21 años al 31 de diciembre de 1995 participaron en el capital a través de acciones cuyos réditos iban a parar a un fondo de capitalización⁶. Ese fondo fue, a su vez, gestionado por dos administradores extranjeros y sus rendimientos sirvieron para atender al pago de una pensión anual vitalicia, el bono de solidaridad o Bonosol, de 1800 bolivianos (aproximadamente unos 175 euros) para los mayores de 65 años⁷.

Acorde a lo emanado de la Constitución de 1967 este nuevo esquema normativo insistía en el mantenimiento de la propiedad estatal de los hidrocarburos en el subsuelo. Sin embargo, accedía a que “en boca de pozo” (es decir, en la superficie) el control de la comercialización de la producción quedara en manos de las transnacionales extranjeras. El cambio sustancial radicaba en que antes de la capitalización *YPFB* realizaba todas las actividades de exploración, explotación, refino, transporte y comercialización, además de la exportación. En cambio, posteriormente al proceso de reformas estas actividades fueron pasando paulatinamente a manos privadas.

De este modo, *YPFB* se convirtió en un mero organismo de gestión, firmando más de setenta contratos de exploración con dos decenas de empresas. A partir de estos contratos (hasta setenta y uno en total) denominados “contratos de riesgo compartido”, las firmas extranjeras exploraron y explotaron los recursos bolivianos, pagando al Estado boliviano una regalía fija del 18% de lo producido. Esta regalía, fijada por la Ley de Hidrocarburos de 1996, redujo la anterior que, hasta entonces, había estado fijada en el 50%.

⁶ Sobre el papel al menos, de ese segundo 50% del accionariado, un 2% quedaba en manos de los trabajadores de las mismas empresas capitalizadas.

⁷ Además de ello, estos administradores financieros podrían nombrar tres miembros, de un total de siete, de los consejos de administración de las empresas mixtas recién formadas.

2.2. LA NACIONALIZACIÓN Y EL NUEVO MARCO REGULADOR (2006-2009):

A diferencia de ese proceso, el Decreto Supremo n° 28701 del primero de mayo de 2006 estableció la nacionalización de los hidrocarburos, la cual se constituyó en el elemento central del programa tanto económico como político del MAS. No en vano, así quedó recogido en la promulgación del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2006-2010.

El Decreto de nacionalización fue posible en el marco de la nueva Ley de Hidrocarburos, la número 3058 de 17 de mayo de 2005. Esta ley, aprobada con anterioridad a la llegada del MAS y Evo Morales al poder, presentaba un carácter mucho más *estatista* que la de 1996. Para todas las fases de la actividad hidrocarburífera la Ley preveía de forma obligatoria la participación de YPFB mediante contratos (de producción compartida, de operación y de asociación⁸) con otras empresas. Además afirmaba que “el Titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación estaba obligado a entregar al Estado la totalidad de los Hidrocarburos producidos en los términos contractuales (artículo 16°). De este modo, consagraba el papel rector de YPFB como ejecutor de la política estatal para la explotación hidrocarburífera, definiendo el antecedente normativo en el que se insertará el proceso de nacionalización.

El Decreto y los objetivos de la nacionalización

El Decreto de 2006 es muy explícito al establecer que “se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos” (artículo 1). En concreto, se reflota YPFB como entidad que “asume su comercialización [de los hidrocarburos], definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización” (artículo 2) y se “nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle como

⁸ El contrato de producción compartida “es aquel por el cual una persona colectiva, nacional o extranjera, ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo las actividades de Exploración y Explotación a nombre y representación de YPFB. El Titular en el Contrato de Producción Compartida tiene una participación en la producción, en el punto de fiscalización, una vez deducidas regalías, impuestos y participaciones establecidos en la Ley” (artículo 72°). El contrato de operación “es aquel por el cual el Titular ejecutará con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, a nombre y representación de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de Exploración y Explotación dentro del área materia de contrato, bajo el sistema de retribución, conforme a lo establecido en la presente Ley, en caso de ingresar a la actividad de Explotación. YPFB no efectuará inversión alguna y no asumirá ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados al contrato, debiendo ser excluidamente el Titular quien aporte la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros necesarios” (artículo 77°). Por último, YPFB “tendrá la opción para asociarse con el Titular de un Contrato de Operación que hubiese efectuado un descubrimiento comercial; para este efecto el Contrato de Operación podrá prever estipulaciones para ejercitar la opción de asociarse. El Contrato de Asociación establecerá la participación sobre la producción para cada una de las partes” (artículo 81°).

mínimo el 50% más 1 en las empresas que operan en el sector” (artículo 7). En definitiva “el Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país” (artículo 5) y “recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos” (artículo 6).

Por tanto, los objetivos del Decreto de nacionalización se plasman en cuatro grandes aspectos: en primer lugar, la recuperación por parte del Estado boliviano de la propiedad, el control de los hidrocarburos a partir de la firma de nuevos contratos con las petroleras y del monopolio de *YPFB* sobre su transporte y comercialización; en segundo lugar, el logro de una presencia mayoritaria del Estado en las empresas mixtas (capitalizadas) y en las refinerías; en tercer lugar, el incremento de la renta petrolera acaparada por el Estado; y, en cuarto lugar, el desarrollo productivo del sector mediante la puesta en marcha de actividades de transformación del gas y el petróleo con un mayor valor añadido. En último término, la nacionalización tiene como objetivo final contribuir a la superación del modelo primario-exportador que rige fundamentalmente en la economía boliviana.

La clave del proceso radica en el control que *YPFB* tiene que asumir sobre toda la cadena de valor, de la que pretende desplazar a las firmas extranjeras. A pesar de ello, éstas siguen manteniendo su implicación en las actividades hidrocarburíferas, aunque bajo nuevas condiciones. Estas condiciones quedaron reflejadas en la firma de los nuevos contratos negociados a lo largo de 2006 sobre la base de las auditorías que, anteriormente, tenían que analizar los gastos, inversión, amortizaciones, costos de operación y rentabilidad de sus operaciones en el país para así poder determinar, entre otras cosas, el monto de los denominados “costos recuperables”⁹.

Sin embargo, los contratos fueran firmados antes de estar concluidas las citadas auditorías (disminuyendo la capacidad de negociación del Estado). Esto, y el hecho de que el control del conjunto del proceso productivo que *YPFB* ha podido ejercer al aumentar su participación en el accionariado de las empresas se ha visto relativizado¹⁰, ha hecho que se cuestionase la capacidad de lograr los objetivos planteados.

El monopolio de YPFB y los nuevos contratos

El 28 de octubre de 2006, justo a los 180 días establecidos por el Decreto de nacionalización se firmaron los nuevos contratos con las compañías trasnacionales que así lo decidieron (todas las presentes antes de

⁹ Hay que considerar el aspecto clave que representa la determinación de estos costos, ya que en los contratos se establece su reducción de la base impositiva sobre la que se aplica el nuevo esquema de regalías e impuestos del sector, afectando, por tanto, a la capacidad recaudadora del Estado.

¹⁰ Entre otras cuestiones, hay que tener en cuenta que los dos campos más importantes, el de San Alberto y el de San Antonio (que absorben por sí solos casi la mitad de la producción boliviana de gas) son operados conjuntamente por tres empresas, *Petrobrás*, *Total* y *Andina*, siendo la participación de ésta última sólo del 50%.

la nacionalización). En total fueron cuarenta y cuatro nuevos contratos¹¹ que reemplazaron a los setenta y un contratos de riesgo compartido anteriores. Paralelamente, *YPFB* recuperaba la potestad absoluta de la comercialización de la producción hidrocarburífera boliviana, definiendo precios, volúmenes, mercados y pagos.

Estos nuevos contratos, que entraron en vigor el 2 de mayo de 2007 (un año después del Decreto de nacionalización), suponen, principalmente, un cambio en el mecanismo de generación de ingresos para el Estado boliviano. El régimen anterior establecía unos ingresos públicos del 50% de lo producido por cada petrolera (en el caso de hidrocarburos existentes) o del 18 % (para los nuevos yacimientos). Frente a este esquema impositivo, el Decreto de nacionalización remitía a lo que se estableciera en los nuevos contratos, con un período transitorio en el cual los ingresos públicos alcanzaron el 82% de lo producido (resultado de sumar el 18% de regalías y participaciones, el 32% del impuesto directo a los hidrocarburos y otro 32% por una participación adicional de *YPFB*) para los “campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a 100 millones de pies cúbicos diarios (...) y 18% para las compañías (que cubre costes de operación, amortización de inversiones y utilidades)”. Mientras tanto, para los campos con producción inferior “durante el período de transición, mantienen la actual distribución del valor de la producción de hidrocarburos”, es decir, 18% en regalías y 32% para el impuesto directo a los hidrocarburos (artículo 4.1 del Decreto de nacionalización)¹².

De estos contratos, sin embargo, no se deriva un reparto como el transitorio para los grandes campos de San Alberto y San Antonio, sino unos criterios impositivos más laxos que finalmente han sido aceptados por todas las petroleras. Según dichos criterios, el Estado boliviano se garantiza un 50% de la facturación de cada petrolera por regalías y por el impuesto directo sobre los hidrocarburos, desapareciendo la aportación extraordinaria del 32% para *YPFB* que debían afrontar las tres grandes petroleras que explotan los citados campos. Del 50% restante, una parte cubriría las inversiones y costes de las empresas y el resto es lo que se repartiría de nuevo entre la empresa, en concepto de pago por los servicios prestados (parte mayor cuanto mayor fuera el volumen exportado y menor la inversión recuperada¹³) y el Estado.

¹¹ Fueron definitivamente aprobados por el legislativo boliviano en noviembre de 2006. Pueden consultarse todos en www.cedib.org.

¹² Sólo los ya citados campos de San Alberto y San Antonio superan los 100 millones de pies cúbicos y, por tanto, han tenido que afrontar el pago del 82 % de lo producido durante el período transitorio hasta la entrada en vigor de los nuevos contratos.

¹³ Eso significa que los ingresos de las transnacionales dependerán de dos aspectos: del desempeño exportador por una parte y, por otra, inversamente de un índice “B” de depreciación. Ese índice es un porcentaje que se obtiene de la relación entre inversiones y depreciación de esas inversiones. A mayor inversión realizada por una empresa y a menor depreciación de esa inversión, menor es el índice obtenido y mayor la participación sobre los beneficios que se concede a la empresa (cláusula 13 y anexo F de los contratos de operación).

En realidad, esta forma de reparto de los ingresos de las actividades hidrocarburíferas aleja los nuevos contratos firmados de una mera relación de prestación de servicios con las petroleras extranjeras. En sentido estricto, lo que esta relación implica es una plena disposición de los beneficios para la parte contratante, en este caso *YPFB*, tras abonar los servicios prestados a la parte contratada, las petroleras.

Por tanto, los nuevos contratos, puestos en marcha en el marco regulador derivado la Ley 3058, de 2005 y del Decreto de nacionalización, plantean un escenario escasamente arriesgado para las empresas extranjeras. No en vano, aunque formalmente asumen el riesgo de la explotación y no está garantizada la rentabilidad contractualmente, en realidad continúan explotando las concesiones sobre yacimientos con reservas probadas y probables que ya conocían, pero además con mercados ahora asegurados por el Estado, tal y como se recoge en los contratos (cláusulas 7.2 y 7.3).

Control estatal de las empresas mixtas y de las refinerías

El paso siguiente de la estrategia de nacionalización sería lograr la participación mayoritaria por parte del Estado en las empresas mixtas, además de en las diferentes refinerías. El objetivo de lograr la propiedad estatal de la mayoría de las acciones de todas estas compañías privadas que ahora las detentan es que, de este modo, *YPFB* pueda estar presente en toda la cadena de valor. Para ello en junio de 2007 se constituyó *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Refinación S.A.* con el objetivo de hacerse cargo de la administración de las refinerías compradas por 112 millones de dólares¹⁴. Para el control de las acciones de las empresas capitalizadas y de la *Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia*, prevista para finales de 2007, el Gobierno boliviano ha contado con el asesoramiento de consultoras internacionales. Además, las acciones de las empresas capitalizadas, administradas por uno de los fondos de capitalización colectiva con cuyos rendimientos se pagaba el Bonosol, fueron también transferidas a título gratuito a *YPFB* a los pocos días del decreto de nacionalización.

La industrialización del gas

Por último, para las nuevas autoridades bolivianas el gran desafío de la nacionalización es la industrialización. En función de esa orientación se diseñó un “Plan Nacional de Desarrollo” que asigna al sector hidrocarburífero la responsabilidad de convertirse en el motor estratégico de la economía boliviana mediante la generación de excedentes (ahorro interno) y divisas para impulsar

¹⁴ La petrolera brasileña *Petrobras* había pagado por ellas 100 millones de dólares en 1999 durante el proceso de privatización.

el “desarrollo productivo nacional” (*Hidrocarburos & Energía*, n° 1, página 3, La Paz). Un ambicioso objetivo que se debería plasmar en la reducción del peso del gas natural en la producción total en beneficio de derivados petroquímicos más complejos, objetivo cuyo cumplimiento aportaría elementos valorativos decisivos del proceso de nacionalización.

En definitiva, lo que se persigue con las medidas derivadas del Decreto de nacionalización sería acabar con el carácter de enclave de las actividades hidrocarburíferas, carácter concretado en una industria fundamentalmente extractiva, no refinadora y orientada hacia el exterior sin generar efectos multiplicadores internos. Lograr ese objetivo sería la base, como afirmábamos, para enfrentar una transformación más amplia de la estructura económica boliviana a la que el sector de los hidrocarburos podría contribuir a partir tanto de la canalización productiva de los fondos acaparados por el Estado, como de la conversión del sector en proveedor energético básico para nuevas posibles actividades industriales.

En el siguiente apartado se analiza el grado de consecución de este objetivo, evaluado en comparación con el anterior periodo y después de examinar los resultados alcanzados en las restantes variables de definidas en este trabajo.

3. PRINCIPALES EFECTOS DE LA PRESENCIA DEL CAPITAL EXTRANJERO EN EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS BOLIVIANO (1996-2009)

Cualquier análisis de las implicaciones de la presencia del capital extranjero en una economía debe partir de los rasgos de la realidad receptora y de las estrategias en las que se inscribe la actuación de los capitales foráneos, además del carácter del marco regulador que establece el país receptor (Paz Antolín y Ramírez Cendrero, 2009). En este trabajo se tratan de valorar las implicaciones, para una economía periférica con un débil proceso de industrialización, como es la economía boliviana, de la presencia de firmas extranjeras cuyas actuaciones se corresponden con la estrategia de búsqueda de materias primas¹⁵.

Esta estrategia es la que a priori tiene menos efectos dinamizadores sobre el desarrollo productivo e industrial local. Aunque pueda favorecer un “aumento de las exportaciones” y mejorar la “competitividad internacional” de la economía, tiende a generar “actividades que operan en forma de enclaves y no están integradas a la economía local”. Además, desarrolla un “bajo nivel

¹⁵ Véase Cepal (2004), p. 61. Fue Jack Behrman quien estableció la taxonomía de las estrategias de las empresas transnacionales usualmente aceptada al establecer cuatro posibles: la búsqueda de recursos naturales, de mercados (nacional o regional), la búsqueda de eficiencia para la conquista de otros mercados y la búsqueda de capacidades y activos estratégicos (Behrman, 1975). Especialmente aclaratoria resulta la propuesta de Carlos Alberto Michalet (1998) quien, para comprender la actuación de los grupos transnacionales, diferencia entre estrategias de aprovisionamiento, de producción, de mercado y estrategia tecno-financiera.

de procesamiento local de los recursos” y genera “bajos ingresos fiscales por recursos no renovables”, al mismo tiempo que “contaminación ambiental”.

En el caso de Bolivia los flujos de IED recibidos se incrementaron significativamente tras la puesta en marcha del proceso de capitalización (tabla 1). Sin embargo, el crecimiento de dichos flujos totales durante el segundo quinquenio de los años noventa, se vio menguado durante los años posteriores.

TABLA 1: BOLIVIA, IED RECIBIDA 1996-2008 (EN MILLONES DE DÓLARES)

<i>Años</i>	<i>IED total</i>	<i>IED en hidrocarburos</i>	<i>Peso de los hidrocarburos (%)</i>
1996	427,2	53,4	12,5
1997	854,0	295,9	34,7
1998	1026,1	461,9	45,0
1999	1010,5	384,1	38,0
2000	832,5	381,6	45,8
2001	877,1	453,1	51,7
2002	999,0	462,8	46,3
2003	566,9	247,7	43,7
2004	448,4	184,5	41,1
2005	488,2	139,3	28,5
2006	581,1	58,1	10,0
2007 (p)	738,9	131,4	17,8
2008 (p)	1302,0	380,3	29,2

Fuente: Elaboración propia a partir de Instituto Nacional de Estadística de Bolivia (www.ine.gov.bo).

El reparto sectorial de los flujos de IED recibidos por Bolivia fue concentrándose de un modo creciente precisamente en el sector de los hidrocarburos, para moderarse posteriormente y caer muy significativamente en los últimos años. No en vano, el montante de dichos flujos canalizado hacia las actividades petrolíferas y gasísticas llegó a representar la mitad del total en el 2001. Aunque entre 2003 y 2006 se produjo un desplome muy acusado, a partir de 2007 volvió a recuperarse (más en términos absolutos que porcentuales).

Queda fuera de toda discusión la importancia del incremento inicial de flujos en el período de capitalización y la caída inmediata de los mismos que se produjo tras la entrada en vigor del Decreto de nacionalización. En todo caso, más allá de esta evolución cuantitativa, es necesario analizar qué transformaciones del sector hidrocarburiífero y de la propia economía boliviana trajeron consigo esas inversiones. Por ello en los siguientes subapartados se van a analizar la evolución de las variables seleccionadas (inversión, producción, reservas, exportaciones, ingresos fiscales e industrialización) en cada uno de los periodos de estudio.

3.1. EL PERÍODO DE CAPITALIZACIÓN

El marco de la capitalización se caracteriza por haber generado cinco efectos principales. En primer lugar, se observa (tabla 2) un *incremento muy significativo de la inversión tanto en la exploración como en la explotación de los hidrocarburos*, especialmente durante los primeros años de apertura. A partir de 1998 dichas inversiones las dejó de llevar a cabo YPFB en beneficio de las nuevas empresas capitalizadas, y de las empresas contratistas con las que se firmaron acuerdos de riesgo compartido. Como consecuencia de ello, a partir del año 2000 la inversión tendió a orientarse más a la explotación que a la exploración, tendencia que se fue consolidando a lo largo de la década. Algo que resulta coherente con la evolución del número de pozos perforados, en descenso paulatino desde 2000¹⁶.

TABLA 2: BOLIVIA, INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS 1996-2010 (EN MILLONES DE DÓLARES).

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exploración	69,8	130,4	374,6	372,2	256,8	169	113,5	108,6	86,7	45,84	71,57	—	—	147	23
Explotación	29,2	140,4	230,3	208,6	185,3	237,4	231,3	172	149,3	153,72	126,59	—	—	325	569
TOTAL	99	270,8	604,8	580,8	442,1	406,4	344,8	280,5	235,9	199,56	198,16	149	278	472	592

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia y de YPFB

En segundo lugar, puede constatarse un *significativo aumento tanto de las reservas como de la producción de hidrocarburos* (petróleo y, sobre todo, gas natural) (tablas 3 y 4).

TABLA 3: BOLIVIA, RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL POR AÑO, 1997-2005 (EN MILLONES DE BARRILES Y TRILLONES DE PIES CÚBICOS)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Petróleo/Condensado:</i>									
Probadas	116	142	152	397	441	477	486	462	465
Probables	85	75	89	296	452	452	471	446	391
Totales	201	217	241	692	892	929	957	909	857
<i>Gas Natural:</i>									
Probadas	4	4	5	18	24	27	29	28	27
Probables	2	2	3	14	23	25	26	25	22
Totales	6	7	9	32	47	52	55	52	49

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Datos al inicio del mes de enero de cada año.

¹⁶ Según los datos de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (www.cbh.og.bo), ese descenso ha llevado el número de pozos de los 64 perforados en ese año, hasta los 5 en 2007 y los 4 en 2008, pasando a 9 en 2009.

La producción gasística, en concreto, pone de manifiesto con su crecimiento progresivo, uno de los objetivos básicos de cualquier régimen regulador. Es necesario no obstante valorar si ese mero incremento de la producción implica cambios cualitativos significativos en la estructura económica y sectorial de Bolivia.

TABLA 4: BOLIVIA, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL POR AÑO SEGÚN SUBSECTOR, 1991–2009. (EN MILLONES DE BARRILES Y EN MILES DE MILLONES DE PIES CÚBICOS)

	1991-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009 (p)
PETRÓLEO	8.73	10.7	11.0	12.6	10.7	10.1	11.4	11.3	12.2	14.1	15.4	14.9	15.0	14.2	12.3
GAS NATURAL	110.5	117.6	106.5	109.7	92.2	127.0	186.3	226.7	261.3	362.3	442.7	474.4	505.1	526.0	451.6

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos/Instituto Nacional de Estadística

En este sentido, el régimen de capitalización hidrocarburífera significó, en tercer lugar una *profundización de la orientación externa de la producción* expresada en el peso relativo de las exportaciones con respecto a las ventas internas. Esa evolución exportadora es coherente con el papel de Bolivia como suministrador energético en el Cono Sur latinoamericano, a Brasil y Argentina concretamente. El control del acceso a los recursos hidrocarburíferos, sobre todo el gas, para su exportación a otros mercados ha sido la estrategia de actuación de las compañías transnacionales presentes en Bolivia. Paralelamente, y a medida que se incrementaron a fuerte ritmo la producción y las exportaciones, las ventas internas fueron permanentemente perdiendo protagonismo desde el techo de 1999. Por tanto, el aumento de la capacidad extractiva de petróleo y gas natural redundó en su práctica totalidad en un incremento exportador sin beneficiar, por tanto, ni al consumo interno ni a la demanda industrial doméstica (gráfico 1)¹⁷.

Debe tenerse en cuenta, como dato añadido significativo que, en 2005, de los 2.866,6 millones de dólares de exportaciones bolivianas, 1.085,8 correspondieron a gas natural, el cual se exportaba a sólo dos destinos: Brasil con 924 millones y Argentina con el resto. Además, tampoco se produjeron avances en el valor añadido en el sector ya que, no en vano, las exportaciones de refinados de hidrocarburos, segundo rubro exportado, alcanzaron únicamente los 357,7 millones de dólares, a enorme distancia del gas natural¹⁸.

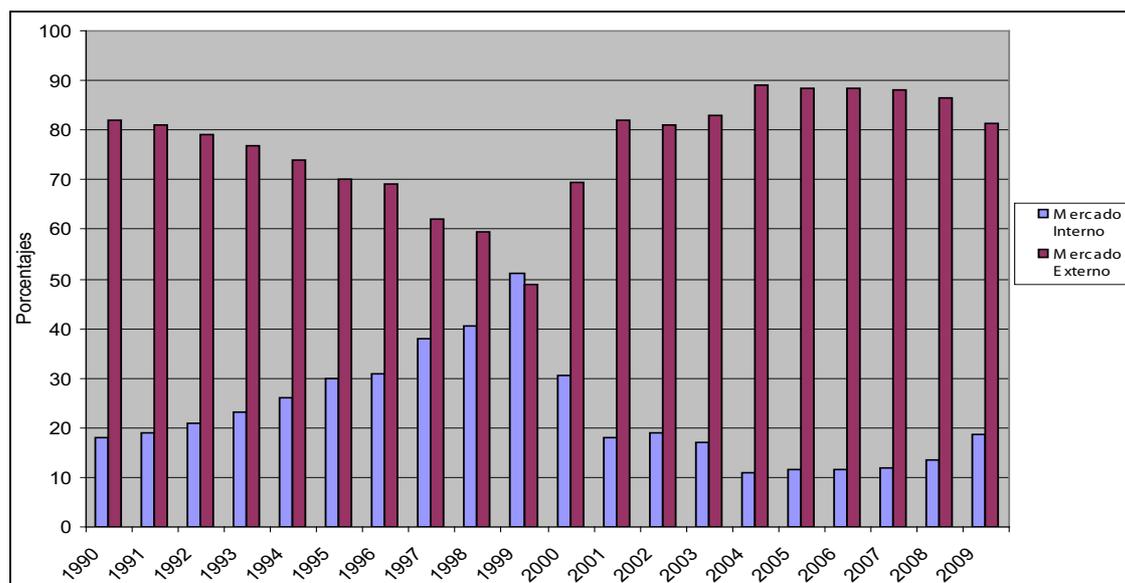
De hecho, en cuarto lugar, el régimen de capitalización consolidó un *perfil productivo centrado en las fases de exploración y extracción de hidrocarburos*

¹⁷ Todo ello en un marco de estabilidad de los precios internos resultado del Decreto Supremo 27778 de octubre de 2004 que obligaba a mantener el precio interno del crudo en una banda que iba de 24,53 a 27'11 dólares el barril, al margen de la evolución en los mercados internacionales y, por tanto, generaba un gasto en subvenciones que el gobierno calcula en cerca del 2 % anual del PIB boliviano (unos 380 millones de dólares para unos precios internacionales en el entorno de los 90 dólares por barril). En el mercado local, la gasolina se distribuye al precio marcado de 2,02 dólares por galón, frente, por ejemplo, a los 3,95 dólares por galón en Perú.

¹⁸ Datos de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (www.udape.gob.bo).

sin fomentar una mayor complejidad del proceso productivo y, en definitiva, la generación de mayores niveles de valor agregado. Debido a ello, se mantuvo un claro patrón primario exportador de las explotaciones hidrocarbúferas bolivianas expresado en el gran peso de las exportaciones de gas natural sin transformación frente a los productos derivados, tanto de gas como de petróleo.

GRÁFICO 1: BOLIVIA, DESTINO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 1990-2008 (PORCENTAJE)



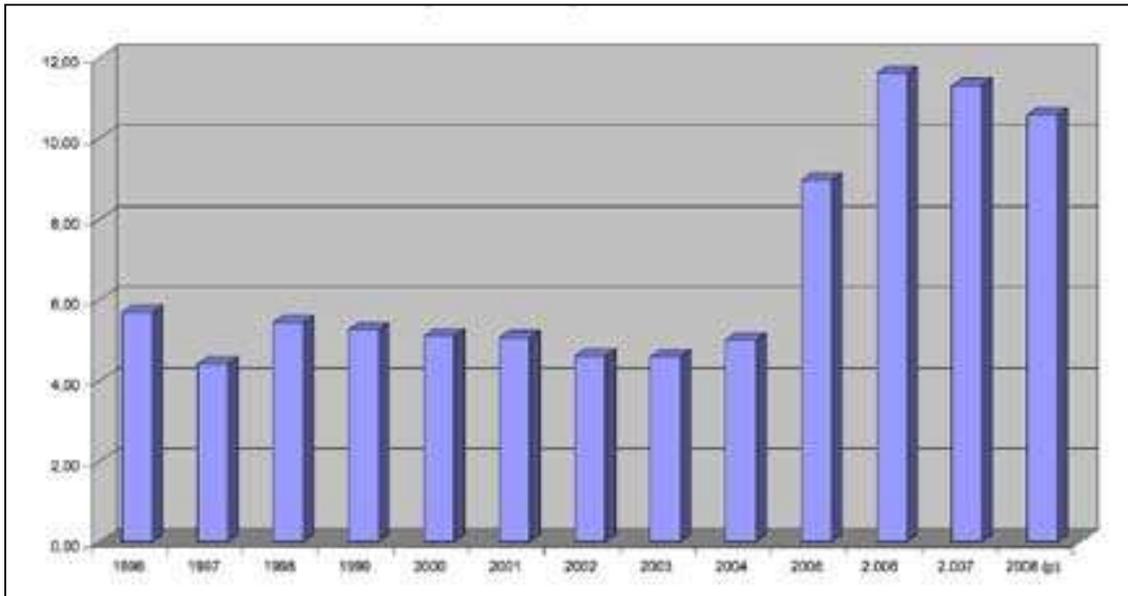
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de INE.

Por último, y en quinto lugar, *los ingresos fiscales para el Estado boliviano derivados de la recepción de inversiones foráneas* (otro de los criterios tradicionalmente empleado para valorar su impacto) *fueron inferiores a los obtenidos antes del proceso de capitalización* ya que las nuevas figuras impositivas no habrían compensado las rentas anteriormente recibidas cuando el Estado explotaba directamente los hidrocarburos a través de YFPB. No en vano, la Ley de 1996 diferenciaba, a la hora de establecer las exigencias fiscales a las explotaciones hidrocarbúferas, entre pozos nuevos y pozos ya existentes, fijando para los primeros unas regalías del 18% del valor de lo producido y para los segundos un 50%, lo que pretendía ser un estímulo a la puesta en explotación de nuevos yacimientos (Delgadillo y Pardo, 2005). Esto contrastaba con el régimen anterior que imponía un 50% de la producción a todas las explotaciones.

El efecto sobre la recaudación fiscal que tuvo este régimen se percibe claramente a partir del peso sobre el PIB de los ingresos públicos asociados a la actividad hidrocarbúferas (Gráfico 2). La tendencia general descendente que se puede observar es especialmente significativa teniendo en cuenta que la producción no dejó de aumentar como consecuencia de la puesta en

funcionamiento de nuevas explotaciones a partir de la irrupción de compañías extranjeras. La coexistencia entre la merma, en términos relativos, de ingresos públicos y los importantes incrementos de la producción hidrocarburífera reflejan, por tanto, la menor capacidad recaudatoria del régimen de capitalización.

GRÁFICO 2: BOLIVIA, EVOLUCIÓN DE LOS INGRESOS PÚBLICOS GENERADOS POR LAS ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS (1996-2008). PORCENTAJE DEL PIB.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de INE y UDAPE.

En definitiva, el régimen de capitalización iniciado en 1996 supuso para los hidrocarburos bolivianos un impulso importante en términos de mayores reservas, mayores niveles de producción bruta y un mayor potencial exportador. Al mismo tiempo, produjo una creciente orientación externa de los mismos, reforzando el carácter extravertido del sector en detrimento del mercado interno, mientras se profundizaban los rasgos extractivos de las actividades hidrocarburíferas sin avanzar en la agregación de valor a lo largo del proceso productivo. Además, en términos fiscales, no generó un incremento de las cantidades recaudadas equivalente al de la actividad y las producciones brutas.

3.2. LOS RESULTADOS DEL PROCESO DE NACIONALIZACIÓN

En primer lugar, a pesar de que se esperaba que el cambio de marco regulador que se produjo en Bolivia durante los años 2005 y 2006 iba ahuyentar a los inversores extranjeros, las estadísticas de IED muestran un *incremento muy marcado de la inversión llevada a cabo en el país andino por las transnacionales del sector durante los años 2007 y 2008*, que más que

compensan la caída del año 2006. En efecto (tabla 1), la IED en hidrocarburos pasa de los 139 millones de dólares en 2005 a 131 millones en 2007 y 380 millones en 2008. Esta última cifra no llega los máximos alcanzados en 2001 y 2002, probablemente debido al momento del ciclo inversor en que se encuentra la actividad en el país andino, pero se sitúa en niveles similares a los del inicio del proceso de capitalización.

A pesar de ello, es necesario destacar que las inversiones en exploración y explotación han experimentado un descenso constante, desde el pico al que habían llegado, respectivamente, en 1998 y 2001. Aunque esta evolución se haya intensificado desde 2005¹⁹, en realidad el descenso se inició con anterioridad, influido por diversos factores. Algunos de ellos están relacionados con la dinámica del sector a escala mundial o con las estrategias de expansión internacional de las distintas compañías. Otros, sin embargo se vinculan con el propio proceso de capitalización y la orientación general de la política de atracción de IED que pretendía reducir al máximo las restricciones u obligaciones con que se pudieran encontrar las ETN en el ejercicio de su actividad²⁰.

En todo caso, el hecho de que, desde que en mayo de 2006 se proclamara el Decreto de nacionalización, la recuperación de la inversión extranjera se haya centrado en las actividades de explotación, más que en las de exploración (tabla 2), se debería convertir en un elemento de preocupación en el sector. En efecto, la ausencia de una reactivación de la perforación hidrocarburífera empeora las perspectivas de futuros incrementos de la producción y dificulta la reposición de las reservas actualmente explotadas. Una tendencia que se asocia a la forma en que se ha desarrollado el proceso de nacionalización.

Como señalamos más arriba, el citado Decreto garantiza una recuperación de la propiedad pero no necesariamente el control de las operaciones. En lo que a las inversiones se refiere éstas debían quedar garantizadas tanto por la propia *YPFB* como por los compromisos suscritos por las empresas privadas en los acuerdos sobre inversión que deberían haberse firmado inmediatamente después de los nuevos contratos. Sin embargo, en algunos casos, éstos se retrasaron hasta dos años. En otros, los compromisos asumidos por ciertas ETN en septiembre de 2007 para 2008 y 2009 no se han cumplido. Para muchos analistas esta situación es resultado del bloqueo que las ETN han ejercido sobre el gobierno boliviano para hacer prevalecer sus intereses ante los cambios reguladores que se estaban dando en el sector y que suponían una amenaza a sus márgenes de beneficios. Por su parte *YPFB* no ha tenido

¹⁹ Otros indicadores dan cuenta también de esta situación, como el ya mencionado descenso del número de pozos perforados, así como de la cantidad de equipos de perforación utilizados en todo el país, que ha pasado de 16 a 3 en el mismo periodo (López y Ferrufino, 2009: 16).

²⁰ Una parte importante de la caída de las inversiones en explotación a partir de 2001 se debe a la promulgación del DS 26366 de 24 de octubre de 2001 que supuso liberar a las empresas de la obligación de perforar un pozo productor o de inyección por parcela como se establecía en la Ley de Hidrocarburos N° 1689 aprobada en 1996. El número de pozos perforados experimentó su descenso más brusco de los últimos 10 años precisamente entre 2001 y 2002.

ni la capacidad de hacer cumplir esos compromisos, ni la de acometer ella misma las inversiones²¹.

Es más que probable que esa disminución de la inversión (especialmente la que se viene dando en las actividades de exploración) se esté transformando en una disminución de las reservas aunque no se ha desarrollado una auditoría de las mismas desde 2005 que permita certificar su evolución²².

En cualquier caso, y en segundo lugar, esta falta de inversiones públicas o privadas de los últimos años ha provocado que *los niveles de producción hayan crecido a un ritmo menor que el del primer lustro del milenio, en el caso del gas, y hayan llegado a disminuir, en el caso de la producción de petróleo* (tabla 4). Sin embargo, en este sentido, es necesario diferenciar entre los factores de oferta y los factores de demanda que afectan a la producción de hidrocarburos. En efecto, mientras la caída de la inversión limita la capacidad de aumentar la producción a medio plazo, a corto plazo, dada una capacidad productiva ya instalada, la producción se encuentra determinada en mayor medida por la evolución de la demanda internacional. En el caso de Bolivia, lo que la hace evolucionar a corto plazo es la demanda de abastecimiento de gas natural y petróleo por parte de los principales clientes de Bolivia (en este caso, Brasil y Argentina).

Si se toman los datos de producción mensuales publicados en los Informes Técnicos de YPF se puede constatar una evolución marcada por la cronología de la crisis económica mundial y por cómo ésta ha afectado a la demanda y, sobre todo, a los precios internacionales de los hidrocarburos. Así, según esos datos la producción mensual de gas que a mediados del año 2007 se encontraba ligeramente por encima de la de 2005 con un máximo de 1540 MMPCD en julio de 2007, frente al máximo de 1477 MMPCD en septiembre de 2005 empezó desde entonces a descender paulatinamente, haciéndolo más acusadamente sólo a partir del tercer trimestre de 2008, es decir, en pleno estallido de la crisis mundial. A pesar de esto la producción en diciembre de 2008 era todavía ligeramente superior a la de enero de 2007 lo que se explica porque el descenso experimentado entre agosto de 2007 y diciembre de 2008 fue inferior al incremento que tuvo lugar entre enero y julio de 2007. De ahí que en términos anuales tanto la producción de 2007 como la de 2008 todavía haya seguido creciendo, tendencia que previsiblemente se romperá definitivamente en 2009.

En este sentido, hay que insistir, en tercer lugar, en el hecho de que *la evolución de la producción ha mantenido su trayectoria paralela a la de las*

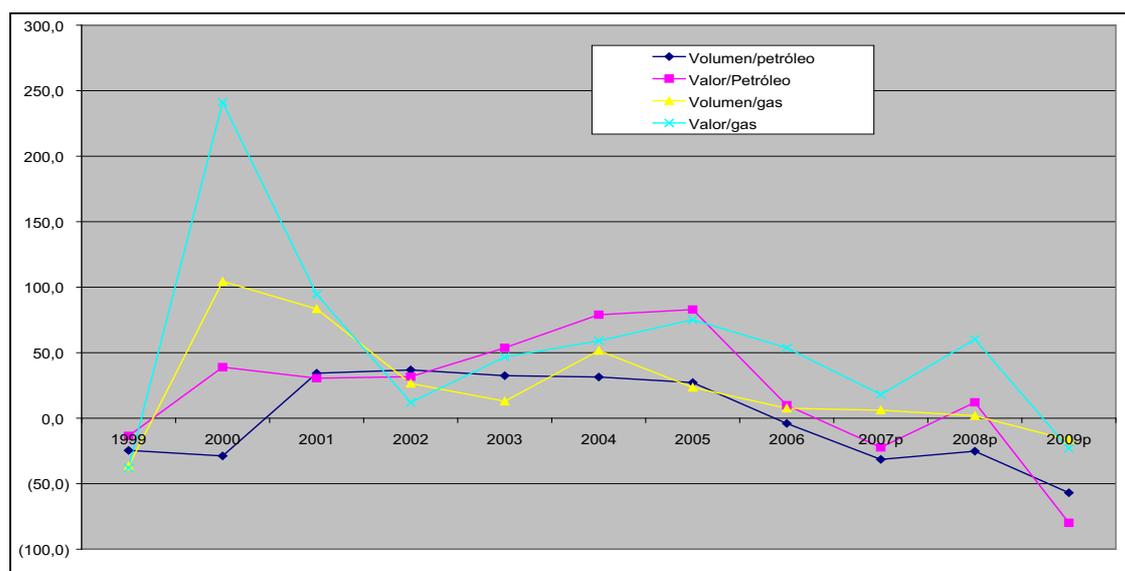
²¹ La sucesión de varios presidentes en cuatro años refleja las dificultades de gestión con las que se ha encontrado la compañía. Además, ha habido que esperar hasta finales de 2009 para que se elaborara un plan de inversiones para los próximos cinco años. En el marco de estas nuevas iniciativas y ante la más que previsible reelección de Evo Morales (que luego quedó ampliamente confirmada) también algunas compañías privadas anunciaron renovados compromisos de inversión.

²² A finales de 2009 y tras varios intentos fallidos el gobierno ha adjudicado a una empresa extranjera especializada en el tema la auditoría de las reservas hidrocarburíferas del país. Se prevé que los resultados estén disponibles en el verano de 2010.

exportaciones. No en vano, cerca del 80% de aquélla se sigue destinando al mercado externo (ver gráfico 1) para cumplir con los compromisos asumidos con Brasil, fundamentalmente, y, menor medida, con Argentina. De hecho, el primero absorbió en 2008 un 87,6% de las exportaciones de hidrocarburos lo cual refleja un alto grado de concentración en el destino geográfico de las mismas. Esa evolución creciente de las exportaciones, continuada desde 1999 podría estar cambiando a partir del repunte del mercado interno que puede apreciarse desde 2008, siendo no obstante prematuro hablar de un punto de inflexión que, en efecto, supusiera el inicio de un protagonismo creciente del mercado interno (doméstico e industrial).

En términos de valor, el aumento de las exportaciones ha sido mucho mayor, hasta un 51,8% de promedio anual para el periodo 2005-2008. En el gráfico 3 se puede apreciar claramente el diferencial, hasta el año 2009, entre las tasas de variación de las exportaciones en términos de volumen y de valor el cual se explica por el fuerte incremento de los precios internacionales del petróleo y el gas.

GRÁFICO 3: BOLIVIA, VOLUMEN Y VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE GAS Y PETRÓLEO (1999-2009)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCB, INE e YPFB. (p) Datos provisionales.

Todo ello, en cuarto lugar, se encuentra vinculado con los *escasos avances que se han dado en la industrialización del gas*. Ello se ha debido a la falta de inversiones, tanto en la ampliación de las actividades del resto de la cadena productiva del sector, como en el desarrollo del resto del aparato industrial del país. Aunque es poco el tiempo transcurrido desde el inicio del proceso de nacionalización para mostrar logros significativos en un proceso de este tipo, lo cierto es que hasta el momento el balance no es positivo. Además, el cambio parcial de tendencia en el porcentaje de ventas destinadas al mercado interno, más que señalar hacia un supuesto mayor uso de los hidrocarburos nacionales

como fuente energética básica para la industria interna, se debe, en gran medida, a la política de abastecer de gas natural a los hogares bolivianos.

Respecto a las posibilidades reales del sector hidrocarburiífero boliviano para avanzar en un mayor contenido tecnológico y valor agregado de la producción, la experiencia internacional muestra cómo muchas grandes empresas hidrocarburiíferas articulan sus actividades con “empresas gemelas” petroquímicas, una de ellas encargada explícitamente de la industrialización del gas. Siguiendo esa tendencia, en 2009 (Decreto Supremo 0368, 25 de noviembre) se constituyó la *Empresa Boliviana de Industrialización (EBIH)* con el objetivo de promover y ejecutar estudios y proyectos en las actividades de separación del gas, petroquímica en general y otras actividades de industrialización, comercialización y distribución de productos de valor agregado. No obstante, hasta el momento la actividad de *EBIH* apenas se ha puesto en marcha (de hecho, hasta julio de 2010 no se nombró gerente) y las dificultades a las que se enfrenta son muchas: Bolivia no tiene tradición petroquímica, por lo que desde el propio gobierno se asume que será necesario el establecimiento de una estrategia empresarial para atraer inversiones dentro del modelo de sociedad anónima mixta con participación de capitales extranjeros²³.

En contraste con estas perspectivas, en último lugar, debe destacarse el *aumento, aunque no sostenido, de los ingresos fiscales provenientes del sector de los hidrocarburos* que se ha producido (gráfico 4) gracias principalmente a la mayor presión fiscal establecida en el nuevo marco. Con ello se pretendía mejorar la participación del Tesoro General de la Nación (TGN), lo que ha permitido el desarrollo de ciertos instrumentos de política social²⁴. Además, los cambios, introducidos primero en la Ley 3058, luego en el Decreto de 2006 y posteriormente en los nuevos contratos, han ido acompañados de otros que afectan a la distribución de la renta petrolera captada por el Estado. El principal objetivo de estos últimos ha sido tratar de equilibrar los ingresos percibidos

²³ Se está actualmente intentando desarrollar un proyecto para la construcción de una planta de urea en Bulo Bulo, provincia de Carrasco (Cochabamba) para abastecer al mercado interno e incluso para exportar los excedentes. La urea es el fertilizante más utilizado en la industria agroalimentaria y se obtiene a partir del amoníaco (derivado del gas natural) y del nitrógeno. El inicio de las operaciones está previsto para 2014 y actualmente se está negociando con empresas extranjeras propietarias de la licencia y las técnicas de fabricación. (Véase, para más detalle, Ministerio de Hidrocarburos y Minas (2010): *Boletín estadístico*, septiembre, La Paz).

²⁴ En este sentido se pueden citar, como ejemplos, el “Bono Juancito Pinto” o la “Renta Dignidad” financiados directamente con la parte de los ingresos hidrocarburiíferos acaparada por el Estado boliviano. El primero, financiado directamente a partir de los ingresos de YPFB, consiste en un bono de 200 bolivianos mensuales, para todas las familias con niños en edad escolar que certifiquen su asistencia a la enseñanza primaria. La segunda, financiada con el 30% de los recursos recaudados con el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, consiste en una renta universal de vejez de 2400 bolivianos para los ciudadanos bolivianos mayores de 60 años que no reciban ninguna prestación del sistema de pensiones contributivo y de 1800 para aquellos que la reciban. Por el momento el único indicador del que se dispone sobre la dimensión de este tipo de programas es su número de beneficiarios que en conjunto para ese Bono y esa Renta, junto con el “Bono Juana Azurduy” (dirigido a madres que certifiquen su asistencia a controles médicos regulares durante el embarazo y hasta que el niño cumpla 2 años) habría llegado a los 2,8 millones de beneficiarios a diciembre de 2009 (datos del Ministerio de Economía y Finanzas de Bolivia: <http://www.economiayfinanzas.gob.bo/>)

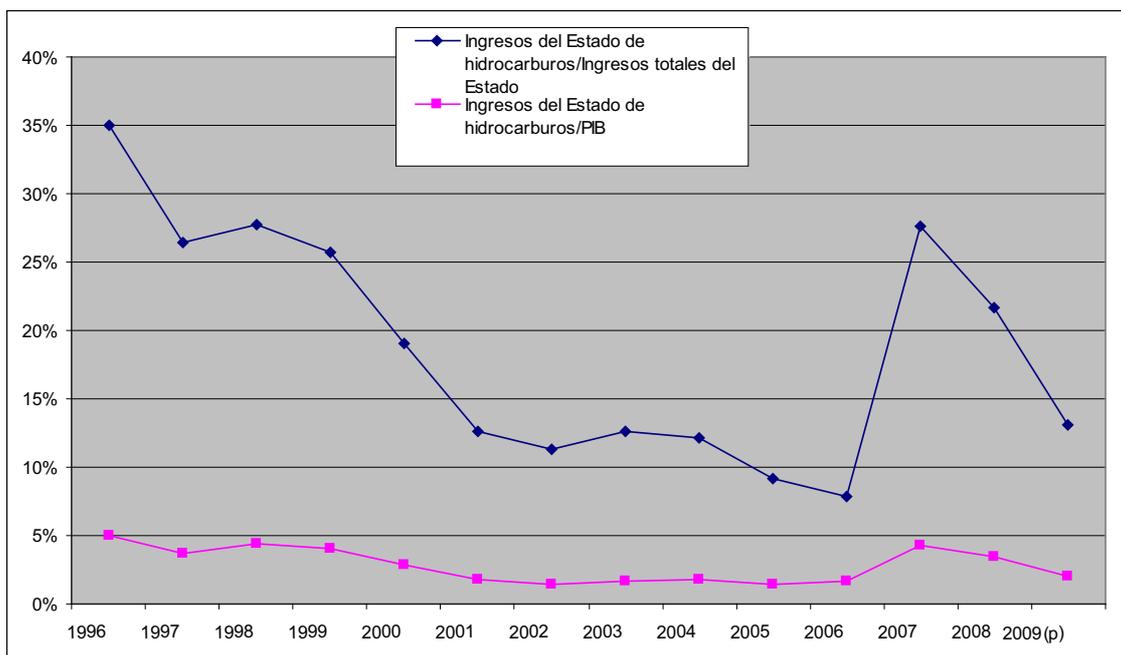
por los departamentos “productores” y los “no productores” que en el modelo anterior quedaban al margen del reparto de la renta²⁵. Esto, por su parte, ha contribuido a dinamizar otros sectores como el de la construcción que han coadyuvado al crecimiento del PIB y a la generación de empleo. Todo ello, no obstante, sin perjudicar el equilibrio presupuestario, lo que ha sido bien valorado por los organismos y mercados financieros internacionales (FMI, 2009).

A pesar de ello, la subida de los precios internacionales del petróleo ha contribuido al aumento de los ingresos fiscales provenientes de la actividad hidrocarburífera mostrando, sin embargo, lo arriesgado de una fiscalidad excesivamente dependiente de una renta petrolera muy afectada por los vaivenes de los precios. De hecho, la caída relativa experimentada en 2008 y 2009, unida a la disminución de la demanda brasileña, ha contraído la recaudación del erario público y podría llegar a poner en riesgo algunos de los programas sociales, además de convertirse en un nuevo factor de tensión entre los departamentos.

Sin embargo, el análisis de los datos anteriores cuestiona los argumentos convencionales que habían avalado el proceso de capitalización y las rebajas fiscales (en el marco de políticas de atracción claramente favorables a los intereses extranjeros). Estos argumentos sostienen, siguiendo la lógica de la curva de Laffer, que un aumento de la presión fiscal desincentivará la inversión, lo cual contraerá la producción y, en definitiva, la recaudación. El análisis realizado muestra que, al menos durante los cuatro años transcurridos desde el inicio del proceso de nacionalización, la renta petrolera ha aumentado como consecuencia fundamentalmente del aumento de la presión fiscal y a pesar del menor crecimiento de la producción.

²⁵ La Ley 3058 estableció un reparto de las regalías petroleras que implica que los departamentos se queden con el 67% de los ingresos mientras que el 33% restante se destina al TGN. De ese 67%, el 91,7% va directamente a los departamentos productores (Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija) mientras que el 8,3 % restante constituye una regalía compensatoria pagada a dos departamentos no productores (Beni y Pando). Con esta situación tres prefecturas (La Paz, Oruro y Potosí) quedaban al margen del reparto de la renta petrolera sin que existieran mecanismos que, en lo fundamental, permitieran reequilibrar los ingresos fiscales de unas prefecturas y otras. Esta situación favorecía los desequilibrios regionales entre los departamentos productores y no productores. Por ello, entre los objetivos fiscales del proceso de nacionalización estaba no sólo el aumento de la participación del Estado en la renta petrolera sino también un cambio en la distribución regional de la misma. La que afecta a las regalías no se modifica pero tratará de ser compensada por la participación de los distintos departamentos en el impuesto directo de hidrocarburos (IDH) recogida en el Decreto 28223, aprobado el 27 de junio de 2005, tan sólo dos meses después del Decreto de nacionalización. Según éste, el 43,75% de los ingresos obtenidos por el IDH se destinarán a las prefecturas (un 29% a las de los departamentos productores y un 71 % a las de los no productores), mientras que el 56,25 restante queda para el TGN. Sin embargo de este 56,25 un 6,9 queda reservado para un Fondo de Compensación que se asigna nuevamente a las prefecturas como mecanismo de nivelación de ingresos. Del resto, una parte importante debe ser transferida a pueblos indígenas, comunidades campesinas, Fuerzas Armadas y Policía, universidades, municipios, etc. Finalmente los recursos de libre disposición por parte del Estado terminan por representar una parte muy reducida de la renta petrolera que en términos generales muestra una distribución muy dispersa dificultando la creación de un Fondo Soberano de Inversión al estilo del de otros países con abundancia de recursos naturales (Espada, 2009).

GRÁFICO 4: BOLIVIA, INGRESOS DE HIDROCARBUROS DEL GOBIERNO GENERAL (1996-2009)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UDAPE.

Por otro lado, los resultados mediocres en términos de inversión y producción de los dos últimos años más que cuestionar la viabilidad de los cambios en el marco regulador, estarían mostrando las debilidades del proceso de nacionalización en cuanto al control efectivo de las operaciones por parte del Estado. Esto marcaría, de hecho, los retos a los que se va a enfrentar el proceso de nacionalización durante los próximos años. El estado de las cuentas públicas y una previsible recuperación de la demanda y de los precios de los hidrocarburos serían la base financiera con la que se cuenta para afrontar dicha tarea.

4. PERSPECTIVAS E INCERTIDUMBRES EN EL SECTOR HIDROCARBURÍFERO

A modo de conclusión, es necesario comenzar por hacer un balance comparativo de los resultados logrados por los dos marcos regulatorios aquí analizados. En términos de flujos de inversión extranjera y su efecto sobre las reservas y la producción, la capitalización del sector supuso un importante incremento tanto de los primeros como de las segundas. La nacionalización parcial del sector aunque logró compensar la inicial caída en la inversión extranjera, sin embargo, vio aminorado el ritmo de crecimiento de la producción. Ninguno de los dos regímenes logró alterar el patrón primario-exportador que sigue caracterizando al sector, tanto en lo que a la orientación externa de sus ventas se refiere, como al reducido valor añadido de sus producciones. Por último, durante el periodo de capitalización el incremento de la producción

no fue suficiente para compensar el recorte en la tributación de las empresas del sector. En cambio, durante los primeros años del de la nacionalización la ampliación de los porcentajes establecidos en concepto de regalías ha hecho posible que, a pesar de la menor producción, la recaudación fiscal se haya incrementado.

En efecto, el análisis comparativo de los efectos de la IED en el sector de los hidrocarburos se ha centrado en buena parte en el binomio fiscalidad-inversión al que ya nos hemos referido. La transferencia de las empresas públicas a manos privadas en el periodo de la capitalización fue acompañada de una rebaja fiscal que, sin embargo y como hemos visto, no generó un incremento de la recaudación pública. El Estado perdió recursos con respecto a los que obtenía en el período previo a la capitalización, cuando explotaba los hidrocarburos directamente a través de *YPFB*. En cambio, el mayor logro del nuevo marco regulador ha sido incrementar inicialmente la recaudación, a pesar de la caída de la inversión y la ralentización del ritmo de crecimiento de la producción.

Más allá de estas evidencias es necesario retomar el debate sobre los objetivos de las políticas de atracción y de los marcos reguladores que afectan a las actividades de las ETN: si éstos deben atender sólo a lo cuantitativo –cuanta más inversión (y producción) mejor– o, por el contrario, se debe renunciar a volúmenes elevados de inversión en aras de garantizar una contribución más positiva (en este caso medida en términos de la renta petrolera). Ante el endurecimiento del marco regulador resultaba hasta cierto punto previsible una disminución de la inversión por parte de las empresas petroleras. Sin embargo, esto puede ser asumido como parte de los costes que implican la recuperación de la propiedad de los recursos y el aumento en la participación de la renta petrolera (para el desarrollo de políticas sociales o del apoyo a la industrialización). No obstante es necesario no olvidar tampoco los condicionantes a los que se encuentra sujeta esta situación: unos de carácter más externo y coyuntural como es la evolución de los precios internacionales del petróleo; los otros, internos y estructurales, tiene que ver con la evolución de las inversiones y la producción de hidrocarburos. En el actual marco, esto último va a depender en gran medida de la capacidad que tenga el Estado de gestionar eficazmente las nuevas responsabilidades que en materia de inversión ha asumido y que deben garantizar el mantenimiento en el tiempo de los logros alcanzados.

En todo caso, hay que considerar que, al contrario de lo ocurrido con la mejora de la recaudación fiscal, otras de los objetivos de la nacionalización, como alterar la orientación exportadora de la producción y lograr la industrialización del gas, no han sido modificados con el nuevo marco, impidiendo un cambio de calado en la estructura productiva y sectorial boliviana. En efecto, el actual proceso de reforma del marco regulador de la inversión extranjera en el sector hidrocarburífero boliviano se justificaba por la necesidad de lograr esa transformación, dejando atrás la orientación externa de las actividades

hidrocarburíferas, permitiendo, al mismo tiempo, una mayor complejidad del proceso productivo y cierta diversificación sectorial. Es probable que no se disponga aún de suficiente perspectiva temporal para valorar suficientemente el alcance de la reforma emprendida en 2006. Aun así, los resultados en este trabajo no parecen alterar significativamente la trayectoria seguida durante el periodo de la capitalización por las variables de exportación e industrialización del sector.

El hecho de que en 2006 no se optase por una nacionalización confiscatoria o expropiatoria, como las de 1937 y 1969 se debió principalmente a que Bolivia necesitaba contar con mayores niveles de inversión para activar la industria petrolera nacionalizada. Esto no hace sino constatar la poderosa restricción existente a la hora de diseñar esquemas normativos de tratamiento al capital extranjero en el marco de estrategias de desarrollo por parte de economías periféricas con una inserción externa primario-exportadora. Este tipo de economías no disponen de la tecnología necesaria para la prospección y extracción (sobre todo para la primera extracción y transformación de los recursos) por lo que tienen que recurrir al capital extranjero que, a su vez, acude buscando rentabilidad. El desafío consiste en establecer unos mecanismos de pago para el capital extranjero que a su vez permita aumentar el margen de actuación para el Estado para impulsar al alza las aportaciones del capital extranjero.

En Bolivia la nueva normativa obligó a las empresas a “migrar” a contratos con nuevas condiciones cuya valoración difiere según los agentes implicados. En un principio fueron considerados confiscatorios por las empresas, las cuales, sin embargo, los suscribieron. Ahora los sectores que más impulsaron la nacionalización son los que los consideran demasiado condescendientes con las petroleras y timoratos en su alcance²⁶. Despierta especial recelo, por sus efectos potenciales en la profundización de la orientación predominantemente externa de la producción, el hecho de asociar la parte de los beneficios que les corresponde a las petroleras extranjeras al desempeño exportador de las explotaciones en las que participan. No en vano, este aspecto sin duda estaría distorsionando las pretensiones de construir un sector hidrocarburífero autocentrado, es decir, enfocado principalmente al mercado interno (particular e industrial).

En todo caso, los resultados desde la perspectiva del dinamismo y modernización sectorial de la economía boliviana sólo se podrán valorar en función de si se consigue o no una efectiva industrialización de los hidrocarburos y de que se supere la secular inserción externa primario-exportadora de la economía boliviana. Esto es algo que, hasta el momento, no está resultando posible para el Estado boliviano.

²⁶ Son, en este sentido, muy ilustrativas las críticas del anterior ministro de Hidrocarburos, Solís Rada, o los análisis del Centro de Documentación e Información Bolivia (www.cedib.org).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agosín, M. (2010): "Is Foreign Investment always Good for Development?", en Gallagher, K and Chudnovsky, D. (ed.), *Rethinking Foreign Investment for Sustainable Development: Lessons form Latin America*, Anthem Pr., EEUU, 21-31.
- Agosín, M. y Machado, R. (2005): "Foreign Investment in Developing Countries: Does it Crowd in Domestic Investment?", *Oxford Development Studies*, 33(2), 149-162.
- Astarita, R. (2009): *Monopolio, imperialismo e intercambio desigual*, Maia ediciones, Sevilla 88-106.
- Barja, G. (1999): *Las reformas estructurales bolivianas y su impacto sobre las inversiones*, Serie de Reformas Económicas, n° 42, Cepal, Santiago de Chile.
- Behrman, J. (1975): *Criterios de decisiones para inversiones en América Latina*, Buenos Aires, Prolam.
- Buckley, P. J. (1990): "Problems and Developments in the Core Theory of International Business", *Journal of International Business*, fourth quarter, 657-665.
- CEPAL (2004): *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2003*, Santiago de Chile.
- CEPAL (2006): *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe 2005*, Santiago de Chile.
- Crotty, J; Epstein, G.; Kelly, P. (1998): "Multinacional Corporation in the Neo-liberal Regime", en Baker et ál., *Globalization and Progressive Economic Policy*, Cambridge University Press, UK, 1-25.
- Chang, H-J.; Green, D. (2003): *The Northern WTO Agenda on Investment: Do as we say, not as we did*, South Centre/CAFOD.
- Delgado, M.F. y Pardo, R. (2005): "Ingresos del sector hidrocarburos: una aproximación a la incidencia fiscal del sistema tributario en el sector hidrocarburos en los períodos pre y post capitalización", Documento de trabajo 1/2005, Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas, La Paz.
- Dunning, J.H. (1992): *Multinational Enterprises and the Global Economy*, Addison-Wesley, Gran Bretaña.
- Dunning, J.H. (1994): "Re-evaluating the Benefits of Foreign Direct Investment", *Transnational Corporations*, 3(1), 23-51.
- Espada, J. L. (2009): *La renta de hidrocarburos en las finanzas prefecturales. Tendencias de los ingresos y gastos (1997-2007)*, Cedla, La Paz. Instituto Nacional de Estadísticas de Bolivia: www.ine.gov.bo

- Fondo Monetario Internacional (2009): "Bolivia Country Report 09/27", enero de 2009.
- Gandarillas, M., Tahbub, M. y Rodríguez, G. (2008): *Nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia*, Icaria, Barcelona.
- Görg, H; Greenaway, D. (2001): *Foreign Direct Investment and intra-industry spillovers: a review of the literature*, Research Paper 2001/37, Globalization and Labour Markets Programme, University of Nottingham.
- Kumar, N.; Gallagher, K. (2007): *Relevance of "Policy Space" for Development. Implications for Multilateral trade Negotiations*, RIS-Discussion Paper, 120, Nueva Delhi.
- Lipsev, R.; Sjöholm, F. (2005): "The Impact of Inward FDI on Host Countries: Why such Different Answers?" en Moran, et. al. TH; Graham, E.; Blomström, M. (ed.): *Does Foreign Direct Investment Promote Development?*, Center for Global Development, Washington, DC. 23-44.
- López, C.A. y Ferrufino, R. (2009): "Estado de Situación de dos sectores fundamentales: hidrocarburos y minería", *Análisis de coyuntura*, n° 9, Fundación Milenio, La Paz.
- McGuigan, C. (2007): *Los beneficios de la inversión extranjera ¿cuáles fueron sus resultados en el sector de petróleo y gas en Bolivia?*, Cedla, La Paz.
- Michalet, C. A. (1988): *Le capitalismo mundial*, 3ª edición, París, Quadrige/PUF, París.
- Moran, Th.; Graham, E.; Blomström, M. (2005): "Conclusions and Implications for FDI Policy in Developing Countries, New Methods of Research and a Future Research Agenda", en Moran, et. al. TH; Graham, E.; Blomström, M. (ed.): *Does Foreign Direct Investment Promote Development?*, Center for Global Development, Washington, DC. 375-396.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2008a): *Estrategia Boliviana de Hidrocarburos*, La Paz.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2008b): *Balance Energético Nacional*, La Paz.
- Molero Simarro, R. (2006): "Análisis económico del impacto de la privatización de los hidrocarburos bolivianos por las empresas transnacionales de 1996 a 2003. Razones para la nacionalización", mimeo, UCM, Madrid.
- Observatorio de las Multinacionales de América Latina: www.omal.info.
- Paz Antolín, M.J. (2002): "Los enfoques microeconómicos sobre la expansión de las empresas transnacionales", en *Información Comercial Española. Boletín Económico*, n° 2732, 37-44.
- Narula, R. (2004): *Understanding Absorptive Capacities in an Innovation Systems Context: Consequences for Economic and Employment Growth*, MERIT Research Memorandum 2004-003, Maastricht.

- Paz Antolín, M.J. y Ramírez Cendrero, J.M. (2009): "Foreign Direct Investment and Its Contribution to Economic Development: Determinants and Restrictions", ponencia presentada en la 6ª Conferencia Internacional *Developments in Economic Theory and Policy*, Universidad del País Vasco, julio, Bilbao.
- Ramírez Cendrero, J.M. (2006): "Los impactos de la internacionalización productiva. Aproximaciones teóricas y dimensiones de análisis", *Boletín de Información Comercial Española*, nº 2874, abril, 33-54.
- Ríos-Morales, R. y O'donovan, D. (2006): "¿Pueden los países de América Latina y el Caribe emular el modelo irlandés para atraer inversión extranjera directa?", *Revista de la CEPAL*, nº 88, abril, 51-70.
- Rugman, A. (1999): "Forty Years of the Theory of the Transnational Corporation", *Transnational Corporations*, UNCTAD, 8(2), 51-70.
- Shaikh, A. (2009): *Teorías del comercio internacional*, Maia ediciones, Madrid, 84-96.
- Torrecilla, F. (2005): *La reestructuración del sector hidrocarburífero en Bolivia*, Argenpress, Buenos Aires.
- UNCTAD (1999): *FDI and the Challenge of Development*, World Investment Report, Ginebra.
- UNCTAD (2003): *FDI Policies for Development. National and International Perspectives*. World Investment Report, Ginebra.
- UNCTAD (varios años): *World Investment Report*, Ginebra.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB): *Informes Técnicos*, La Paz (http://www.ypfb.gov.bo/informes_tecnicos.php).