

Reformas de última década en el sector de hidrocarburos en Bolivia: esquemas de apropiación y reproducción de la renta

Leila Mokrani*

Resumen

El repaso de las reformas en materia de política hidrocarburífera en Bolivia, durante la última década, evidencian una permanente situación de cambio en la reglas de gestión sectorial, que con la reciente promulgación de la nueva Constitución Política del Estado –en enero de 2009– quedan aún en proceso de clarificación y configuración.

Este esquema de reformas, se sustenta en sistemas de gestión opuestos: el primero, en 1996, de claras bases liberales, que fue seguido a partir del año 2005 por un proceso de cambios en la orientación política que derivó, finalmente, en un modelo de gestión estatal.

En este contexto, este trabajo destacará los elementos que han caracterizado este proceso, a objeto de lograr una comprensión de las bases que lo sustentan, así como de los impactos en la estructura de funcionamiento sectorial y las políticas de inversión necesarias para el desarrollo de esta actividad productiva. Particularmente, se abordará la temática relacionada con la generación de Renta y los mecanismos definidos a nivel de políticas para su reproducción.

* Economista, graduada en la Universidad Autónoma Metropolitana de México. Cursó una maestría en Gestión Pública y programas de postgrado internacional en gestión económica en el sector de hidrocarburos. Docente-investigadora del CIDES-UMSA. Este trabajo fue producido en el marco del Proyecto “Sociedades Inflamables: el caso boliviano”, llevado a cabo por el CIDES-UMSA, en convenio con la Universidad de Bergen, Noruega.

Abstract

The overview of the reforms concerning hydrocarbon policies in Bolivia during the last decade reveals a permanent situation of change, in reference to the rules in management sectors. These still remain in the process of clarification and configuration within the new Constitution which was promulgated in January 2009.

This scheme of reforms is based on opposite administration systems: the first one in 1996 had clear liberal foundations, and it was followed by a reform process in 2005, that finally lead to a model of state administration.

Within this framework, this paper will underline the elements which have characterized this process, with the aim of comprehending the bases that support it. The impact results in the functioning structure of sectors and the necessary investment policies for the development of productive activities, will also be considered. There will be a particular emphasis to issues concerning rent generation, as well as the defined policy mechanisms.

Introducción

Si algo caracteriza la entrada al Siglo XXI es la crisis de paradigmas y la profundización de un debate centrado en la puesta en cuestión de los modelos de desarrollo que inspiraron las políticas públicas en el siglo pasado. En definitiva, el discurso actual en sus diferentes esferas, no deja de destacar la gran limitación de la aplicación histórica de fórmulas basadas en las teorías tradicionales del desarrollo, como respuesta unívoca hacia la solución de los problemas estructurales de la región.

Las teorías tradicionales se han manifestado en Latinoamérica en un proceso de definición de políticas, reformas y contrarreformas sustentadas en posiciones antagónicas respecto al rol del Estado y el mercado. Serán, en este contexto, el estatismo, Estado de bienestar, liberalismo o neoliberalismo, según el momento histórico y la tendencia de la política internacional, las que determinen las recetas para trazar el camino al desarrollo y como fin último al “bien común”.

En este contexto, los modelos de industrialización de los años 50's y de Estado empresario en auge en los 70's, se agotaron por su insostenibilidad económica, acompañados de una crisis marcada por altos niveles de inflación, déficit en las finanzas públicas, bancarrota de las empresas estatales y altos

niveles de deuda. Por otro lado, el modelo de corte liberal basado en la apertura de mercado y la privatización del sector productivo, que fuera aplicado en la región a partir de los 80's, como respuesta a esta crisis económica—si bien logró resolver el comportamiento de las variables macroeconómicas— no se tradujo en la superación de los problemas de pobreza, empleo e ingreso personal y dejó en evidencia la poca legitimidad social de las políticas de privatización de sectores estratégicos, en los países donde éstas fueron ejecutadas.

Nos encontramos hoy por hoy ante un escenario en proceso de configuración sin modelos preconcebidos, que si bien no necesariamente invalida los postulados de las teorías antes referidas, las reconoce como incompletas o parciales. Este nuevo escenario exige una redefinición de políticas acorde con las realidades concretas y, con las nuevas características y dinámica de la economía y relaciones internacionales.

La lección que nos deja este proceso histórico parece ser clara: toda definición de políticas públicas—para ser sostenible— deberá demostrar factibilidad social, política y económica y, además, ofrecer condiciones objetivas de convivencia, fruto de un debate discernido, que incluya a la colectividad, y de una amplia amalgama de consensos públicos.

Ahora bien, el presente documento pretende referirse al caso boliviano, específicamente a las reformas estructurales implantadas en la última década en el sector hidrocarburífero, donde el preámbulo de acontecimientos antes anotado adquiere gran significancia y resulta ilustrativo.

El sector de los hidrocarburos en Bolivia, en la última década, ha sido objeto de dos grandes reformas estructurales sustentadas en lineamientos extremos de política: en 1996, el denominado proceso de reforma estructural del sector, sienta sus bases en una agresiva política de atracción de inversiones de corte liberal que—10 años después— será reformulada a partir de principios centrados en una gestión estatal de toda la cadena sectorial. Esta última reforma, que inicia en el año 2005 con la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos, a la fecha no ha acabado de configurarse habiendo sido sometida, en corto tiempo, a dos procesos de “profundización” o ajuste, el primero con el D.S. de Nacionalización en mayo de 2006 y, el segundo con la aprobación de la nueva Constitución Política del Estado, mediante referéndum, en enero de 2009.

En este ámbito, este trabajo destacará los elementos que han caracterizado este proceso, a objeto de lograr una comprensión de las bases que lo sustentan, así como de los impactos de estas reformas tanto en la estructura de funcionamiento sectorial, como en las políticas de inversión necesarias para el desarrollo de esta actividad productiva. Particularmente, se abordará la temática referida a los aspectos económicos de dicho proceso, y relacionada con la generación de Renta y los mecanismos definidos a nivel de políticas para su reproducción.

Se busca, ilustrar cuáles han sido los logros y debilidades de los modelos aplicados y, las bases del debate que ha precedido la última reforma en Bolivia. No se pretende un examen de los posibles resultados de esta reforma, que aún parece estar en proceso de gestación, sino más bien brindar datos que permitan al lector extraer conclusiones propias sobre su verdadero alcance, y responderse si con ésta se ha logrado una vía o un modelo boliviano hecho a la medida de sus necesidades y de la realidad sectorial, tanto interna como internacional.¹

1. Consideraciones Iniciales: Caracterización de la Industria del gas en Bolivia y la Configuración de un Nuevo Escenario Energético

Bolivia, en lo que hace a la actividad hidrocarburífera, es un país eminentemente gasífero, con una participación de este energético en su matriz productiva de alrededor del 84%, estando el resto de la oferta compuesta básicamente de condensado y licuables asociados a su producción.

En la década de los años setenta, la industria del Gas Natural comenzó a perfilarse en Bolivia como una actividad económica dinámica, con grandes

2 Se aclara que el alcance de este trabajo no incluye la dimensión ambiental, elemento central que debe ser incorporado de manera transversal en toda política pública, y con especial énfasis en el ámbito de actividades extractivas, a objeto de procurar un desarrollo sostenible de actividad. En consecuencia la evaluación se restringe a las condiciones objetivas requeridas para el desarrollo de la actividad productiva, y a una aproximación a los elementos de legitimación social que, conforme al debate que precedió la última reforma sectorial, se hacía imperante resolver.

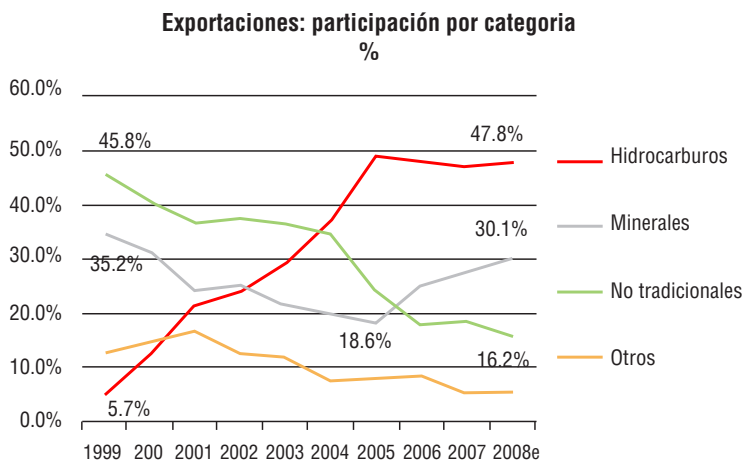
perspectivas de constituirse en importante generadora de ingresos fiscales y, en consecuencia, de atenuar el debilitamiento de las finanzas públicas resultantes de la caída de la producción de minerales y el proceso de declinación de los principales reservorios petroleros del país. Con el inicio de las exportaciones de gas natural por parte de YPFB a la República Argentina en mayo de 1972 –que habrían de mantenerse durante 27 años a un nivel promedio de 6MMm³/d– inició también un nuevo ciclo económico marcado por un mayor peso relativo de los ingresos por comercialización del gas natural y de los líquidos asociados a su producción, en la estructura económica del país.

Considerando la escasa posibilidad de ampliación de este acuerdo de compra-venta, dado que la República Argentina logró consolidarse en ese período como país productor y exportador de gas natural, y siguiendo una política de fomento de este sector, el Estado boliviano realizó largas gestiones diplomáticas y comerciales con la República Federativa de Brasil. Estas negociaciones dieron como resultado el segundo y más importante ciclo de exportación de gas natural del país, que se traduciría en un incremento en 5 veces de su oferta exportable.

De esta manera, a pesar que existir voces opositoras a este proyecto –como es natural en todo emprendimiento que involucre recursos estratégicos– y de no contar aún con las reservas requeridas para garantizar la cantidad total comprometida, en 1999 casi de manera simultánea al cierre de la ventas de la primera fase, inició el flujo de gas natural en el marco del Contrato de Compra–Venta suscrito entre YPFB y Petrobras.

La escala e importancia estratégica de este acuerdo de compra-venta junto a la reforma en la política sectorial inaugurada en 1996, a la que nos referiremos en adelante, se constituyeron en incentivo central para materializar un flujo importante de inversiones foráneas en la actividad exploratoria y de explotación hidrocarburífera. El resultado más destacado de este esquema es el haber logrado el posicionamiento de Bolivia, según certificación de reservas al 2005,³ como el país como mayores reservas de gas libre en Centro y Sud América, y el segundo después de Venezuela en gas natural. Así, Bolivia logra en ese año la certificación de reservas probadas y probables de 48,7 TCF's, mayores en más del 700% a las registradas en 1997.

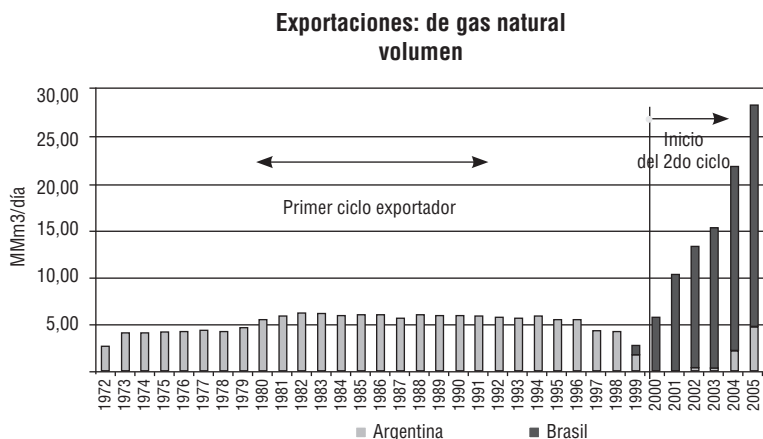
Los acontecimientos referidos dieron paso a un nuevo hito en la historia sectorial, inaugurando la denominada “era de gas en Bolivia”, y en paralelo, una fase caracterizada por una mayor dependencia de la economía nacional en la actividad extractiva y la comercialización de este recurso no renovable. El notable crecimiento de la participación de este combustible en la estructura de exportaciones, puede reflejarse en el siguiente gráfico:⁴



A efecto de establecer órdenes de magnitud respecto al creciente dinamismo que adquiere esta industria, es importante referirse a los niveles históricos de volúmenes de exportación de gas natural. Estos datos se ilustran –para el período comprendido entre 1972 al 2005– en el siguiente gráfico:

3 Últimas estimaciones oficiales, efectuadas por una empresa certificadora internacional, DeGolyer & Mac Naughton.

4 Fuente CBH, con base a información del INE y el BCB.



Nota: El mercado a la Argentina posterior a 1999, se da bajo contratos temporarios. El mercado a Brasil incluye desde 2002, volúmenes de venta a Cuiabá y BG Comgas, de alrededor de 2 MMm³d

Elaboración propia, con base a datos de YPFB

Siguiendo la cronología de eventos en el ámbito comercial, debe destacarse que Bolivia representada por YPFB, suscribió a finales de 2006 un importante contrato para el suministro de gas a la República Argentina, con volúmenes incrementales que parten de 7.7 MMm³/d a partir del 2007 llegando 27.7 MMm³/d del 2011 al 2026. Este contrato entre YPFB y ENARSA –empresa petrolera estatal de la Argentina– que prometía inaugurar un tercer ciclo exportador en la historia nacional, enfrenta en nuestros días problemas de implementación que han impedido el cumplimiento del suministro y recepción de las cantidades comprometidas. Si bien la viabilidad de este contrato depende por una parte de la canalización de flujos de inversión en la República Argentina, para la construcción de un gasoducto (GNEA) –desde la frontera con Bolivia hacia las regiones Noreste y Litoral– está, por otra parte, también condicionada a la reactivación de la capacidad productiva de Bolivia.

En este entendido, actualmente, la capacidad de producción de gas natural en Bolivia se sitúa alrededor de 43 MM mc/d, nivel alcanzado en 2005, colocando en los últimos años a nuestro país en posición deficitaria con relación a su demanda total contratada, como puede apreciarse en los siguientes indicadores.

Demanda de Gas de exportación atendida y oferta exportable al 2008



Elaboración propia, datos fuente YPF

Lo que resulta importante de destacar es que este desfavorable escenario en términos productivos coincide con el proceso de reformas sectoriales iniciadas en 2005, las mismas que en contrapartida y como resultado del cambio en la política tributaria –a la que nos referiremos en adelante– resultan en niveles sin precedentes de recaudación por gravámenes directos a la producción. Así, las recaudaciones por regalías y participaciones durante la vigencia de la Ley 1689 (1996 a mayo de 2005) llegaron a su punto más alto en 2004 situándose en alrededor de 290 MM \$us; mientras que en la gestión 2007 estos conceptos sumados a la nueva carga directa del IDH, permitieron una captación fiscal de alrededor de 1,180 MM\$us.⁵

El desequilibrio antes referido, se convierte en un objeto de estudio fundamental toda vez que podría ser indicador de que a nivel de política pública no se ha logrado una fórmula que equilibre una óptima captación de la renta económica por parte del Estado y niveles de incentivos razonables a la inversión, que de acuerdo a las especificidades de la industria hidrocarbúfera se caracteriza por ser cuantiosa en sus requerimientos financieros y de alto riesgo.

5 Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía, y Servicios de Impuestos Nacionales.

En esta línea, a través de los ejes temáticos que se abordarán en los siguientes puntos de este trabajo, se pretende justamente una aproximación a las fallas de política que se encuentran al origen de este problema. La esquematización de los puntos críticos de los modelos que fueron aplicados en el país durante la última década –que se ponen a consideración del lector– buscan por otra parte destacar cuales son los desafíos que enfrenta el país en aras de permitir la generación sostenida del excedente, en la que se apoyan la políticas redistributivas en actual aplicación.

2. La Reforma Estructural de 1996

El proyecto de exportación de gas natural a la República Federativa del Brasil, que como antes se anotó requería de importantes inversiones al momento de su implementación, fue auspiciado mediante la estructuración de una reforma sectorial plasmada en la promulgación de la Ley de Hidrocarburos 1689 de abril de 1996, que se caracterizaba por importantes incentivos fiscales a la inversión extranjera directa y por una orientación liberal en lo que a política de comercialización se refiere.

En este entendido, la reforma de 1996 logró su principal cometido: la consolidación de importantes flujos de inversión privada internacional, tanto a nivel de las actividades exploratorias y de explotación como para la construcción del gasoducto “Gasbol”, que interconecta con el ducto de transporte del lado brasileño hacia el mercado de Sao Paulo. Así, la inversión sectorial alcanzó una cifra de alrededor de \$us. 4,100 MM desde la implementación de la Ley citada al 2005, habiéndose logrado un cifra record de aporte de capital en 1999, con \$us. 1,060 MM en los rubros referidos.⁶

En términos de resultados de indicadores de gestión sectorial, esta reforma tuvo como uno de sus mayores aciertos el haber permitido un incremento espectacular y sin precedentes históricos de las reservas probadas de gas natural y –como ya fuera antes anotado– el posicionamiento de Bolivia como el país con

6 Fuente: CBH

mayores reservas de este energético* en Centro y Sud América. Este hallazgo impactó en la visión sectorial y dio nuevos elementos de aliento sobre posibilidades efectivas del país en materia energética: no sólo era un indicador de que el país contaba con los volúmenes del gas natural necesarios para atender el compromiso asumido con Brasil, sino que paralelamente abría la posibilidad y el desafío para Bolivia de consolidarse como centro energético del cono sur.

Ahora bien, al tiempo que crecían las expectativas respecto al aporte del sector en la estructura productiva y la generación de ingresos, aumentaba también el sentimiento colectivo de que este espectacular crecimiento fue posibilitado a costa de un alto costo fiscal para el país, repitiendo nuevamente la tendencia histórica del no aprovechamiento de recursos estratégicos en beneficio de la sociedad.

Este tema será abordado en el acápite siguiente, por el momento centrémonos en las características de esta reforma, a efecto de comprender cuáles son los elementos que le han restado legitimidad.

Bases principistas del modelo

La Reforma de 1996 estructuró las reglas de funcionamiento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, a partir de un modelo contractual típicamente concesionario.⁷ Este modelo tenía bases conceptuales en los principios de liberalismo económico, que dan responsabilidad plena de la actividad a la iniciativa privada; a cambio, el Estado percibiría una “contraprestación” por el derecho de explotar un recurso no renovable –Regalía– y el pago de impuestos generales de Ley.

* Reservas de gas no asociado

7 Las modalidades contractuales, de acuerdo a la teoría y práctica internacional de la industria, responden –en lo que a su naturaleza se refiere– a tres posibles categorías: tipo 1) Contratos tipo R/T (Royalty/Taxes o Concesionarios), 2) Contratos de Producción Compartida (PSC, por sus siglas en inglés) o 3) Contratos de Servicios. Cabe destacar, sin embargo, que los resultados económicos de una estructuración fiscal determinada, no están a priori asociados a un tipo de modelo de contrato; estos modelos se diferencian entre sí, fundamentalmente, por el régimen de propiedad y las formas de participación que puedan establecerse para los actores privados. Para mayores detalles, referirse a Johnston Daniel, en “Internacional Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis”

Si se siguen lineamientos analíticos de aplicación internacional para la evaluación de políticas de estructuración sectorial,⁸ puede establecerse que, en términos de estratégicos, el modelo plasmado en la Ley 1689 de 1996, tiene las siguientes características:

a) Con relación al Régimen de Propiedad.-

Si bien, por una parte y atendiendo un precepto constitucional, el artículo 1ero de la Ley determinaba que

*“... los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado” y que “...ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de Hidrocarburos...”, por otra parte se aclaraba que :“...El Derecho de explorar y explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado a través de YPF B . Esta empresa pública, para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, **celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según disposiciones de la presente Ley**”.*

Esta disposición legal fue refrendada en Contratos de Riesgo Compartido, que dan a la iniciativa privada la plena responsabilidad en la operativa del campo y en el riesgo inherente a la exploración y explotación de los yacimientos, al tiempo que le otorga como “Titular” del contrato “...**el derecho**

8 Para evaluar toda política en materia de explotación hidrocarburífera, es necesario centrarse cuando menos en tres dimensiones: 1) Régimen de Propiedad: determina cuál es la participación del Estado en la gestión y toma de decisiones en la operativa del emprendimiento y la comercialización del recurso hidrocarburífero; este tópico es de gran sensibilidad ya que tiende a asociarse a nivel político con principios de soberanía 2) Régimen Económico y Fiscal: determina el nivel efectivo de distribución de la Renta Económica entre el propietario del recurso, el Estado, y el inversor del capital; este elemento es central ya que debe permitir un equilibrio sostenido que garantice equidad a ambos participantes. 3) Régimen de Regulación, Fiscalización e Institucional: determina las características de estructuración sectorial, tales como niveles de integración, mecanismos de control y regulación, así como otras disposiciones relativas a reglas referidas a determinaciones de precios internos y políticas de abastecimiento prioritario.

de propiedad de la producción de hidrocarburos que obtenga y la disposición de la misma conforme a las previsiones de la Ley de Hidrocarburos”.

El ejercicio de la propiedad y la disposición de la producción obtenida por parte de la empresa privada sujeta a la concesión del campo hidrocarbúfero, al que se refiere el contrato, quedó expresamente establecida en los artículos 24 y 5 de la Ley que resumen, a nivel conceptual, el espíritu liberal del modelo:

“..Es libre la importación, exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados, sujetas a las disposiciones de la presente Ley” (Art. 5) y “Quienes celebren Contratos de Riesgo Compartido...adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida...” (art. 24).

Estas reglas de libre mercado tenían como única salvaguarda de abastecimiento la disposición contenida en la parte final del artículo 24 que a la letra establecía que “... *Se exceptúa de la libre comercialización de los mismos los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPFb con anterioridad a la vigencia de la presente Ley. Estos volúmenes serán establecidos periódicamente por la Superintendencia de Hidrocarburos...*”.

b) Con relación al Régimen Fiscal.-

Con anterioridad a la reforma, la Ley 1194 determinaba para los contratos de operación o asociación, un sistema regalarario o de participación sobre la producción del 32% – de los cuales 11% era destinado como regalía en favor del departamento productor, 1% en beneficio de los departamentos de Beni y Pando (en calidad de Regalía Compensatoria) y 19 % al erario nacional (impuesto directo) –además de una participación contractual sobre la producción, variable, para YPFb.⁹

⁹ Esta participación contractual era en promedio de 19%. Formalmente aplicaba también un impuesto sobre utilidades del 40%, sin embargo al ser las regalías y la participación nacional del 19% acreditables contra este impuesto, éste se constituía en una ficción tributaria (no paga). Referirse a mayores detalles de este régimen tributario, en Medinaceli (2007), pág. 27.

El paquete de reformas para la atracción de inversiones, contenida en la ley 1689 instauró un nuevo régimen regalitario y tributario, diferenciado para la producción de yacimientos descubiertos con anterioridad a esta Ley (Hidrocarburos Existentes)¹⁰ y la obtenida de nuevos hallazgos a partir de su promulgación (Hidrocarburos Nuevos), siendo estos últimos sujetos a un incentivo traducido en una menor carga tributaria “ciega”.¹¹

El valor de la producción sujeta a pago de regalías y participaciones, era determinado aplicando, a la producción fiscalizada, una canasta de cotizaciones internacionales para el petróleo con destino al mercado doméstico, el precio real de venta de la empresa para el Mercado Externo de petróleo y los precios promedio ponderados de venta de gas natural al mercado interno y externo, respectivamente, para este energético y para el GLP; precios que eran determinados en punto de fiscalización, a través de la deducción de las tarifas de transporte incurridas desde el campo hasta los puntos de venta, y que podían ser rechazados en caso de no reflejar condiciones vigentes y razonables de mercado.

El esquema de cargas “ciegas” y de impuestos generales de ley vigentes con esta Ley y al que estaban obligadas las empresas operadoras de campos hidrocarburíferos, se muestra en el siguiente cuadro:

10 Definición legal de los Hidrocarburos Existentes: “los hidrocarburos correspondientes a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de la vigencia de la presente Ley y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas en base a normas generalmente aceptadas en la industria petrolera”.

11 El término carga o impuesto “ciego”, es utilizado en la teoría de regímenes petroleros para referirse a toda participación tributaria fija que no está en función de la utilidad o económica del campo, y que generalmente tiene como hecho imponible la producción.

Beneficiario	
Departamento Productor	Cochabamba Santa Cruz Chuquisaca Tarija
Departamento de Beni y Pando	Beni (2/3 de Pando (2/3 de 1%)
YPFB - Tesoro General de la Nación (TGN)	YPFB Hasta presupuesto TGN - Excedente
Tesoro General de la Nación (TGN)	
Tesoro General de la Nación (TGN)	
Aplica para financiación Tesoro General de la Nación (TGN) Coparticipación tributaria 20% Municipios 5% Universidad II. Fondo de Compens. Dptal.	

I. Sistema de recargas directas o "ciegas"			
Regalías y participaciones	Objeto de pago	Tipo de hidrocarburo	
		Nuevo	Existente
Regalía departamental	Producción fiscalizada departamental	11%	11%
Regalía Nal. compensatoria	Producción fiscalizada nacional	1%	1%
Repartición YPFB-TGN	Producción fiscalizada nacional	6% ***	6%
Regalía Nal. Complementaria	Producción fiscalizada de reservorios clasificados como existentes	NA	13%
Participación nacional al TGN	Producción fiscalizada de reservorios clasificados como existentes	NA	19% (Capitalizadas Y X% (Convertidas)****)
Total		18%	-50%
III Sistema Impositivo			
IUE	Utilidades	NA (Sistema de acreditación)	
IUE-BE (Trans. Al. Ext.)	Utilidades remesadas	25%	12.5%
IVA*	Ventas internas	13%	13%
IT	Transac. Internas 3%	3%	
Surtax	Utilidades Extraord.	25%	25%

* IVA 13% Nominal (14,9 Tasa Efectiva)

Quedaba establecido a través de un sistema de acreditaciones, que la tributación de los Hidrocarburos Existentes no excedería el 50%. Para el caso de los Hidrocarburos Nuevos, el régimen regalitario del 18% fue complementado por un sistema de impuestos generales que, como puede apreciarse en el cuadro anterior, no sólo incluía una participación sobre utilidades, sino también un impuesto adicional a las utilidades extraordinarias. Esta ingeniería fiscal, como veremos más adelante, fue criticada por su complejidad, poco comprendida desde su dimensión teórica y cuestionada bajo un supuesto de poca equidad, dejando en el imaginario social la premisa de que la participación estatal estaba mermada a un 18% de la utilidades del negocio hidrocarburífero.

c) Con relación a la Estructural Sectorial y el Régimen de Regulación y Fiscalización.

La reforma de 1996 introdujo una agresiva reestructuración sectorial cuyo objetivo fue eliminar la integración vertical que caracterizaba a la industria, separando las unidades de negocio de Exploración y Producción, Transporte por Ductos, Refinación y Distribución, y permitiendo la participación privada para su operación.

Con la separación de las fases de negocio se buscaba establecer reglas de actuación y de negocio transparentes y dar muestra de una voluntad política de ordenamiento sectorial eficiente. Esta medida, a la vez, pretendía desincentivar prácticas de distorsión de mercados por subsidios indirectos, en las diferentes fases de la cadena, o el establecimiento de “precios” y “transferencias” políticos; prácticas que habían marcado el accionar nacional cuando YPF tenía el monopolio de la actividad.

Este principio rector quedó reflejado en los siguientes artículos de Ley:

“Las actividades petroleras se clasifican en: a) Exploración, b) Explotación, c) Comercialización, d) Transporte, e) Refinación e industrialización y, f) Distribución de gas por redes” (art. 9)..... “Cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera puede realizar una o más de las actividades petroleras...con sujeción a

las normas establecidas en la presente Ley, el código de comercio y otras disposiciones vigentes” (art. 10).

“Los concesionarios para el transporte de hidrocarburos por ductos no podrán bajo pena de caducidad de su concesión: 1) Ser concesionarios ni participar en concesiones para la distribución de gas por redes, 2) Ser compradores o vendedores de gas natural, y 3) Ser concesionarios ni participar en las actividades de generación de electricidad...” (art. 40).

Desde una perspectiva institucional, este modelo fue estructurado fijando competencias reguladoras y de fiscalización, a una entidad autónoma quien además actuaría como árbitro para la solución de recursos emitidos ante posibles actos de vulneración normativa. Quedaba también establecida la posibilidad de resolución de conflictos mediante arbitraje internacional, bajo sujeción de la legislación boliviana.

El accionar sectorial, su regulación y fiscalización, quedaron enmarcadas en las siguientes funciones y entidades competentes:

- Ministerio de Desarrollo Económico (Viceministerio de Energía e Hidrocarburos).– cabeza de sector, director y supervisor de los planes y políticas sectoriales.
- Superintendencia de Hidrocarburos.– (Ley Sirese No 1600) entidad reguladora con autonomía de gestión, encargada entre otras funciones de: a) otorgar concesiones y vigilar el cumplimiento de obligaciones y derechos de los concesionarios, b) proteger los derechos de los consumidores; c) asegurar que las actividades cumplan con la disposiciones antimonopólicas y de defensa a la competencia, definidas en la Ley 1600, y d) siendo la actividad de transporte por ductos un “monopolio natural”, regular esta actividad y las tarifas aplicables en territorio nacional, tanto para el mercado interno como de exportación.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).– Administrador de los Contratos de Riesgo Compartido, del Contrato de Exportación a la República Federativa del Brasil suscrito entre esta empresa y Petrobras, “agregador” de los volúmenes requeridos para cumplir éste contrato, fiscalizador de la actividades de exploración y explotación y responsable de la certificación de volúmenes producidos para efectos de pago de las Regalías y Participaciones.

Como puede apreciarse, uno de los cambios fundamentales de la estructura institucional, fue la limitación del rol de YPFB, que de haber ejercido –en representación del Estado– el control total de la cadena y la operación directa de varias unidades de negocio, pasó a cumplir funciones netamente referidas al control y administración de Contratos.

Así conforme al nuevo marco normativo, se determinaba que finalizado el proceso de capitalización, YPFB tendría *como objetivo la suscripción de contratos de riesgo compartido y la administración de los mismos ... así como la administración de los contratos de exportación de gas natural suscritos con la República Argentina* (que se encontraba en etapa final) y *con la República Federativa del Brasil*.

Esta medida tuvo gran impacto en la opinión pública, que la consideraba como una limitación a la participación estatal en una actividad estratégica y en la toma de decisiones, que deberían ser acordes a principios de geopolítica y soberanía. Debe notarse, que a pesar de que la apertura a la inversión extranjera directa fue, en este período, una constante a nivel internacional y particularmente regional, países como Colombia y Brasil –aún cuando con diferente énfasis– permitieron el fortalecimiento y la participación operativa de sus empresas estatales en la industria, bajo principios de competencia.

3. Crisis del Modelo de 1996 y Características del Debate

3.1 Política Pública: Limitantes de diseño y desaciertos en la concepción

Si bien la reactivación productiva y la garantía de abastecimiento interno de carburantes¹² plasmadas como el objetivo central del plan sectorial de ese

12 Aquí se hace referencia a los carburantes que por las características de los recursos hidrocarbúricos en el país pueden ser producidos internamente (gasolina natural y GLP, fundamentalmente). Siendo que el país produce crudo liviano, no cuenta con las posibilidades técnicas que atender la totalidad de la demanda nacional de diesel, por lo tanto es estructuralmente deficitario en este rubro.

período fue alcanzada, la propia aplicación del modelo mostró limitantes para hacer frente a otros aspectos de política. Estos aspectos están referidos a la política interna de precios y al diseño de los flujos de ingresos del Estado. Recordemos que este modelo, fue promocionado generando altas expectativas no sólo en lo que a contribución de sector en la economía significaba, sino también como fuente generadora de empleos y de mejora en la calidad de vida.

Refirámonos de forma breve a algunos aspectos centrales de política no evaluados o contemplados en el diseño de esta reforma:

a) Política de precios.-

El principio de libre comercialización, establecido en Ley, suponía que el propio mercado doméstico debía regirse por las cotizaciones internacionales de los commodities. El sistema de fijación de precios incorporó, además, mecanismos para la transferencia de impuestos que gravan las diferentes fases de cadena hasta el mercado, al consumidor final.

Si bien en el caso del gas natural, insumo para la generación térmica, se estableció un sistema de regulación por un período transitorio de 5 años, la fijación de precios máximos al mercado interno estaba referenciada al precio de exportación al Brasil, que a su vez incorpora cotizaciones internacionales de óleo combustibles.

El caso de la comercialización del petróleo resultaba aún más delicado: este hidrocarburo insumo para la obtención de gasolinas y GLP a través de la refinación, estaba regido por precios de mercado que son establecidos mediante métodos de paridad exportación. Esto implicaba, concretamente, que el petróleo debía comprarse en el mercado interno a precios internacionales.

Aún cuando este principio de reglas de mercado transparente son aplicados para dar seguridad a las inversiones, no se pactaron reglas razonables más acordes a la realidad socioeconómica del país o de forma complementaria instrumentos, tales como fondos de estabilización, que permitirían un menor riesgo de exposición de la población a la fluctuación de precios, muy característica del mercado hidrocarburífero.

Este aspecto resultó ser uno de los mayores problemas de política que tuvieron que enfrentar los gobiernos de turno durante el período de aplicación de la Ley 1689 y, sin duda, el que les restaba popularidad. Por una parte, culturalmente la sociedad boliviana no estaba preparada para adaptarse a constantes fluctuaciones del mercado de carburantes, y por otra parte –desde la opinión pública– surgía como cuestionamiento el por qué, un país productor y exportador de hidrocarburos debía someterse a los vaivenes de precios internacionales.

El resultado fue la no sostenibilidad de este esquema, cuando menos, si no va acompañado de una ingeniería de instrumentos complementarios. Así, en 2004, mediante decretos supremos se modificó la política de comercialización basada en principios de libre mercado, según Ley vigente. Estas disposiciones determinaron un sistema de fijación de precios internos en un techo de alrededor de 27 \$us/Bbl para el petróleo, precios congelados para el gas natural del orden de 0,98 \$us/MPC, 1,30 \$us/MPC y 1,70 \$us / MPC, para los sectores de distribución, termoeléctrico e industrial, respectivamente, y un precio de 16, 91 \$us/Bbl para el GLP.

Esta medida que fue adoptada como transitoria, a la fecha permanece vigente, en un entorno de mercado que mostró fluctuaciones del precio del petróleo de casi 150 \$us/Bbl y que permitió precios de exportación del gas boliviano del orden de 10 \$us/MPC, en la gestión 2008.

Así, si bien por un principio de soberanía estatal es legítimo fijar sistemas de subsidios o de mecanismos de estabilización, la política antes referida implica hasta nuestros días un subsidio a los carburantes de consumo nacional, no directamente financiado desde las arcas del Tesoro General de la Nación, sino de la actividad de producción y a través de una merma de los propios ingresos regalitarios regionales. Cabe destacar, adicionalmente, que se trata de un sistema de subsidios perverso, no diseñado a partir de un análisis segmentado de mercado, que termina beneficiando incluso a capas sociales con capacidad de pago.

Sin ahondar más sobre este tema, con esta experiencia queda ilustrado el principio básico de que el diseño de políticas públicas sostenibles no puede establecerse sin una evaluación de condiciones objetivas y la estructuración de mecanismos necesarios para atenuar los posibles impactos sociales y

económicos de su aplicación. En el caso boliviano, resulta evidente que si bien las políticas de precios de libre mercado son factibles para el sector exportador, el mercado doméstico requiere de políticas más creativas, por supuesto no de fácil estructuración.

El resultado de no adoptar políticas bien estructuradas conforme a una realidad concreta, se reflejará tarde o temprano en su inviabilidad práctica, generando distorsiones que pasarán la factura al propio sistema.

b) Política fiscal.-

Uno de los pilares fundamentales en los que se centró la política de atracción de inversiones, fue la del incentivo fiscal. Como se detalló en el apartado anterior, este esquema partió del principio de aminorar las cargas “ciegas” –a un nivel del 18% sobre la producción de hidrocarburos “nuevos”– apostando que el sistema impositivo de participación sobre los beneficios permitiría cubrir el costo que inicialmente esta medida significaría para el Tesoro General de la Nación.

Adicionalmente, como ya fue expresado, a efecto de aminorar este impacto de partida en las arcas del Estado, la nueva ingeniería fiscal estableció un pago del 50% sobre la producción de los yacimientos descubiertos y en producción, antes de la fecha de promulgación de la Ley.

El esquema de tributación diferenciada de hidrocarburos existentes y nuevos, acompañado de un sistema de impuestos generales, por su complejidad conceptual no permitió comprender a la población y a algunos actores del sistema político, el nivel de la tasa efectiva de contribución al Estado. Así, quedó en el imaginario colectivo que la participación total de la nación sobre beneficios había caído del 50% al 18%. Como veremos más adelante, el esquema efectivo de apropiación estatal de la Renta no fue ni del 50% en la etapa anterior de la reforma, ni del 18% con la ley 1689.

Por otra parte, en lo que hace al sistema de impuestos, quedaba claro que dado el entorno de precios bajos vigente al momento de implementación de la medida, y considerando que los flujos de inversión estaban en etapa inicial, la participación sobre beneficios debía esperar la maduración de la actividad y el repago al capital. Esta realidad no fue explicada de manera

clara a la población a quien, en etapa electoral, se le había prometido que la política sectorial daría resultados inmediatos en términos de mejora económica.

Desde otro ángulo, la capacidad técnica y especializada de las instituciones tributarias para realizar los controles de costos de capital y operación, necesarios para la óptima y eficiente administración del Impuesto a la Utilidades y de la Utilidad Extraordinaria “Surtax”, era un tema en duda.

Más allá de las posiciones analíticas que surgían en el debate público, para la población había un hecho concreto: la realidad mostraba que los flujos de ingresos nacionales no permitían cubrir el déficit en las cuentas públicas, y que los rendimientos de las empresas capitalizadas no eran suficientes para el pago del “Bonosol”.¹²

Lo anteriormente expuesto permite resaltar, aún cuando resulta evidente, que el éxito de las políticas públicas no reside exclusivamente en su diseño técnico y su coherencia conceptual. Las políticas no concertadas, no comprendidas, sentidas y asimiladas por la sociedad en general, y el sistema político en particular, tienen grandes posibilidades de no ser sostenibles.

El caso de la estructuración fiscal antes referida, es un ejemplo de este hecho. Los acontecimientos históricos permiten ver que el tema tributario para un país como el nuestro, altamente dependiente de las rentas extractivas, no es un problema menor, ni indiferente. Surgen aquí las siguientes preguntas: ¿Si el diseño de captación de la Renta se hubiese apoyado más en un sistema de recaudación de ingresos progresiva a través de un régimen regalarario escalonado, por ejemplo, la lectura social de la política fiscal habría sido la misma?, ¿una política fiscal de incentivo menos agresiva pero legitimada, hubiese garantizado estabilidad en las reglas del juego o se trata más de un problema de modelos de gestión?; aún cuando fuese en ritmos

12 El citado bono constituía una de las políticas sociales centrales del plan de gobierno, junto a la política de descentralización enmarcada en la Ley de “Participación Popular”. Para mayores detalles, referirse a Medinaceli y Mokrani en este mismo volumen.

más pausados, este esquema alterno hubiese logrado mejores resultados en el largo plazo?

3.2 Crisis del modelo de gestión hidrocarburífera de 1996

Si bien el propio modelo había mostrado limitantes, éstas en definitiva podían ser sujetas a reajustes o redefiniciones específicas, a partir de la experiencia práctica de su aplicación, como es natural en todo proceso de formulación y consolidación de políticas públicas.

Los acontecimientos históricos, sin embargo, mostraron que la crisis de este esquema no fue precisamente de diseño técnico, sino de bases políticas en su concepción. Se puede establecer que ésta es fundamentalmente una crisis de legitimidad.

Las críticas al modelo, tanto desde el lado de la organizaciones sociales como del sistema político formal, si bien iniciaron con el cuestionamiento al sistema fiscal, fueron adoptando con el tiempo mayor intensidad y creando un nuevo debate nacional. En esta escena, empiezan a configurarse diferentes voces –aún cuando fuera con diferente énfasis– que planteaban posiciones que iban desde la necesidad de modificar el régimen de propiedad de la producción, hasta aquellas referidas a un proceso de nacionalización, e incluso de la no exportación de hidrocarburos en calidad de materia prima.

A efecto de enmarcar los antecedentes de lo que será una nueva reforma sectorial, conviene apuntar, de forma sucinta, los acontecimientos que fueron creando de manera progresiva las condiciones del cambio y aquellos que lograron finalmente engendrarlo.

El primer acontecimiento a destacar es, sin duda, el cambio de gobierno que siguió al primer mandato de Gonzalo Sánchez de Lozada. En agosto de 1997, Hugo Banzer Suárez asumió la presidencia de Bolivia, con una frágil presencia política y apoyado en una débil coalición de partidos tradicionales.

Como ya se adelantó en el anterior acápite, el gobierno de Banzer tiene que enfrentarse a condiciones adversas de los precios internacionales de los commodities y a un entorno financiero marcado por un importante déficit fiscal. Fue en este contexto que se inicia la introducción formal y

visibilización de la problemática hidrocarburíferas en el discurso público nacional.

Este gobierno, que tenía como parte de sus responsabilidades consolidar y/o optimizar las reformas que se encontraban en proceso de institucionalización, se centró en atender los problemas de coyuntura política y las críticas de la oposición. En el discurso de gobierno, la constante fue la denuncia del proceso de Capitalización, la reforma fiscal y la pérdida de control estatal que este proceso generó, como justificativo no solamente del problema de finanzas públicas que atravesaba el país, sino también de la política interna de precios de carburantes.

En este ámbito, la oposición parlamentaria –con fuerte apoyo de organizaciones sociales– empezaba a ganar terreno en el escenario político nacional. Un dato importante de anotar, es la creación de la Coordinadora Nacional para la Defensa y Recuperación del Gas (CNDRG), en el año 2002, encabezada por Evo Morales y Filemón Escóbar, y que agrupaba en su seno organizaciones que incluían desde militares, activistas de movimientos contra la globalización, juntas vecinales, jubilados, organizaciones sindicales, campesinos del altiplano y los coccaleros (Kohl, 2007).

El discurso de las organizaciones sociales iba en su planteamiento más allá de las propias denuncias del gobierno. Los resultados de la reforma de 1996, en términos de incremento de la capacidad productiva del país, tuvieron un impacto significativo, generando altas expectativas sobre la contribución del sector como motor de desarrollo económico y social y colocando en cuestión la orientación misma de la política sectorial. De esta forma, la demanda de dichas organizaciones se centró en el postulado de “recuperar del gas para los bolivianos”, a través de la reversión del proceso de privatización.

Esta postura llegó incluso a introducir la demanda de no exportación del gas natural en calidad de materia prima, en oposición a un gran proyecto de exportación de LNG a los Estados Unidos –a través del puerto chileno de Patillos– diseñado por las empresas Repsol YPF, British Gas y British Petroleum, operadoras de campo Margarita en Tarija. Proyecto que, adicionalmente, en lo que hace al tema de soberanía, tocaba fibras sensibles de la población boliviana dados los antecedentes históricos y la conflictiva relación diplomática entre Chile y Bolivia.

Este proyecto, que empezó a estructurarse y gestionarse durante el Gobierno de Banzer y Quiroga y en medio de la escalada de voces opositoras de movimientos sociales, fue formalizado y puesto a la mesa de negociación durante gobierno de Sánchez de Lozada, que asume su segunda presidencia en agosto de 2002.

La oposición a este emprendimiento y la necesidad de recuperar los hidrocarburos, serían los ejes temáticos de movimientos sociales en la denominada “guerra del gas”. Esta movilización se tradujo en enfrentamientos con el gobierno y bloqueos campesinos, logrando el derrocamiento de Sánchez de Lozada en octubre de 2003 y dejando un saldo de más de 70 muertos.

En este contexto, no resulta extraño que Carlos Mesa, quien asume la presidencia ante la renuncia de Gonzalo de Sánchez de Lozada, adopte como una de sus primeras medidas la solicitud al Congreso de una reforma a la Constitución que permita introducir la figura de “Referéndum”, así como la convocatoria a un Referéndum Vinculante sobre los Hidrocarburos. Los resultados de esta consulta, que muestran un apoyo mayoritario en favor de cada una de las cinco preguntas formuladas –mismas que serán analizadas en el siguiente punto– se constituirían en los antecedentes para encarar un proceso de modificación de la Ley de Hidrocarburos. Los elementos para la Contra Reforma estaban dados.

3.3 El nuevo escenario: Bases del debate político nacional

La entrada a la presidencia de Carlos D. Mesa, representó un momento histórico fundamental para el país. Los acontecimientos puntualizados anteriormente dejaban claro que el país necesitaba resolver cuando menos dos problemas, el de soberanía, asociado al tema de propiedad de la producción de hidrocarburos, y el de la estructura de participación estatal en la renta hidrocarburífera.

Ahora bien, las posibilidades para alcanzar estos objetivos eran amplias. Lo que quedaba por desentrañar era el alcance de la reforma que se avizoraba. Refirámonos a algunas preguntas relativas a líneas conceptuales que requerían ser puestas en la mesa de discusión para encarar una propuesta

nacional coherente: ¿Se trataba de modificar las características de relacionamiento con los inversores, bajo un modelo propio, asumiendo que el flujo de capital extranjero era necesario para la sostenibilidad de la actividad? o, ¿era más bien deseable instaurar un proceso más agresivo de estatización? De ser esta última la opción, ¿cuáles serían sus características objetivas: sería un esquema donde la inversión privada era posible o deseable?, ¿bajo qué términos?, ¿cuáles serían las fases y tiempos para la consecución de este nuevo modelo?, ¿era sostenible la actividad hidrocarburífera o los demandados proyectos de industrialización con una política de prohibición de la exportación del gas natural?

Bolivia se encontraba, en este contexto, ante el reto de propiciar un amplio debate que sentase las bases para un nuevo acuerdo nacional respecto al rumbo de la política hidrocarburífera. Este debate tendría que partir de un planteamiento adecuado de este problema, de interés colectivo, a través de un proyecto estructurado con contribuciones que incorporasen tanto la resolución de demandas sociales nacionales como la realidad objetiva y el propio aprendizaje histórico.

El ex presidente Mesa, reconoce este fundamental desafío al plantear, que:

“Un Referéndum sobre hidrocarburos era indispensable porque la exportación del gas y la Ley se habían convertido en el gran problema que estuvo a punto de incendiar el país...No sólo estaba en juego el tema de la exportación, sino la propuesta ideológica central sobre nuestros recursos naturales. Volvían a enfrentarse dos visiones” (Mesa G., 2008). Por estas visiones se refiere a la liberal y la estatista.

El calor de los acontecimientos hizo que una de las medidas priorizadas del nuevo gobierno sea la convocatoria a este Referéndum; sin embargo éste se propicio sin un previo debate público, que le permita al ciudadano una evaluación y toma de decisiones no solamente apoyadas en principios conceptuales claros, sino también con bases técnicas y económicas. Este último aspecto era central, toda vez que las preguntas de dicha consulta tenían una carga técnica y conceptual de difícil comprensión para quien no está involucrado en esta actividad extractiva.

Si bien la consulta recogía temas de interés nacional, dejaba abierta una amplia gama de posibilidades para su solución, que indicaban la ausencia de un proyecto de discusión director.

Llegados a este punto, conviene detenerse en las preguntas planteadas en el citado Referéndum a efecto de referirnos posteriormente a los elementos de política que están asociados a cada uno de sus planteamientos, y que por su amplitud quedaban para su resolución en el sistema parlamentario.

Preguntas del Referéndum:

1. ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 promulgada por el Presidente Gonzalo Sánchez de Lozada?
2. ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano?
3. ¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de los y las bolivianas en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar el Estado en toda la cadena productiva de los hidrocarburos?
4. ¿Está usted de acuerdo con la política del Presidente Carlos Mesa para utilizar el gas como un recurso estratégico para recuperar una salida útil y soberana al océano Pacífico?
5. ¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que:
 - a) Cubra el consumo de gas para los bolivianos y las bolivianas
 - b) Fomente la industrialización del gas en el territorio nacional
 - c) Cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras, llegando al 50% del valor del gas, principalmente para la educación, salud, caminos y empleos

Una breve evaluación del contenido de algunas de preguntas del Referéndum, permitirá comprender cuál es el trasfondo de los elementos de política sectorial asociados a éstas y que necesitaban ser discutidos a profundidad.

a) Elementos relacionados con el Modelo de Gestión.-

Tanto la primera como la segunda pregunta parecían estar relacionadas a un tema en común: la abrogación del modelo concesionario de contratos de exploración y producción, buscando una mayor participación del Estado en la actividad.

El régimen de propiedad sobre la producción está íntimamente relacionado a la modalidad de contrato petrolero. Es decir, que al definir los términos de relacionamiento contractual, se establece al mismo tiempo el régimen de propiedad sobre la producción y con ésta los niveles de riesgo que serán asumidos por el Estado y el inversionista, público o privado, en la exploración y operación del campo.

Sin embargo, considerando los acontecimientos sociales que marcaron ese período, el problema que era necesario resolver era más profundo que el de la propiedad en boca de pozo. Lo que era necesario aclarar es cuál sería el nuevo modelo de gestión, es decir, si más allá de boca de pozo la producción podía ser únicamente comercializada por el Estado, o era factible un contrato de producción compartida, por ejemplo, donde la retribución al inversionista pueda efectuarse en especie (Sistema de Participación en la Producción).

La respuesta afirmativa a la segunda pregunta, en consecuencia, daba pocas luces sobre el modelo de gestión sectorial que se proponía con la abrogación de la Ley.

Al no existir en ese momento un proyecto alternativo, liderado por el gobierno –sobre el cual la población pueda pronunciarse– no se tomaba posición no sólo sobre el tema de propiedad, sino también sobre el rol de la inversión y las posibilidades objetivas de exposición al riesgo financiero por parte del Estado. En definitiva, se consultaba sobre la eliminación de un modelo de gestión, sin sentar las bases filosóficas o conceptuales de la nueva propuesta.

La tercera pregunta busca resolver un tema de alta sensibilidad para la población. Como se mencionó en la evaluación de la Ley 1689, uno de los aspectos más criticados de este régimen fue el de haber restringido el rol de YPFB a funciones de administrador y fiscalizador de contratos. El

apoyo al principio formulado en esta pregunta significó la visualización de un deseo manifiesto, a nivel nacional, de fortalecer a la empresa bandera y propiciar su participación activa en la cadena hidrocarburíferas en general y, concretamente, en las empresas capitalizadas, en calidad de socio: Andina, Chaco (Upstream) y Transredes (Transporte por ductos).

Nos encontramos, no obstante, nuevamente ante un problema que requería ser discutido con mayor profundidad: ¿Cuáles serían los términos la participación efectiva de YPFB? ¿en calidad de empresa, tendría que demostrar capacidad y entrar en el juego de competencia, como en el modelo colombiano por ejemplo?; ¿se le daría la responsabilidad de dirigir actividades seleccionadas estratégicamente?, ¿actuaría siempre en participación accionara, mayoritaria o definida de acuerdo a la realidad del emprendimiento? ¿Sería responsable de toda la operativa de la cadena, directamente, asociada, o según decisiones económicas empresariales?, etc.

La participación efectiva de YPFB estaba en consecuencia asociada al tema de propiedad y de contratos y, por tanto, al modelo de gestión. Hasta la fecha en que se realizó esta consulta, dicho modelo no fue objeto de un proceso de discusión nacional que permitiera sentar las bases de un proyecto concertado.

b) Elementos asociados al Sistema Fiscal.-

Como se anotó anteriormente, en el imaginario colectivo quedó la idea de que el régimen de la Ley 1689 permitía una participación de sólo 18% sobre los beneficios.

Sin embargo, más allá de las consideraciones políticas del tema, es necesario aclarar que el 18% gravaba a la producción y por tanto ingresos brutos, que aplicaban además otros impuestos de Ley, y que para poder determinarse las tasas efectivas de contribución era necesario un sistema de flujo de caja del campo, que muestre cuál era la apropiación Estatal total de los ingresos netos, es decir de luego deducir costos de capital y operación.¹³

13 Este método es aplicado para el modelo comparado de regímenes fiscales a nivel internacional, y es denominado en la industria como “Government Take”.

Sólo para ilustrar esta situación y establecer rangos de magnitud, citamos los resultados del modelo de simulación presentado por Medinaceli (2007), según el cuál bajo el régimen de la Ley 1689, la participación estatal efectiva sobre los beneficios del campo y considerando un escenario de precios altos (4 \$us/MMBTU para el Gas y 60 \$us/Bbl para el Petróleo) era del orden 50%, 61% y 64% para campos chicos, medianos y grandes, respectivamente. Si los resultados del modelo son referenciados a los Ingresos Brutos o Valor de la Producción en Boca de Pozo, estos indicadores quedan en el orden de 42%, 53% y 56%, respectivamente.

Ahora bien, con lo anteriormente expuesto no se pretende efectuar un juicio de valor sobre el grado de razonabilidad del esquema, sino dejar establecido que detrás del régimen fiscal existe una ingeniería compleja que debe ser comprendida, por lo menos, en concepto a nivel de la opinión pública y de forma muy rigurosa por los hacedores de política sectorial. El régimen fiscal debe buscar la fórmula más óptima posible, dada la complejidad de las variables en juego (niveles de riesgo y alta volatilidad de mercado), para lograr a la vez una participación adecuada para el Estado y las condiciones de economía del campo, éste operado por una empresa pública o privada.

En este entendido, desde una perspectiva netamente técnica, la respuesta a la pregunta planteada en el último inciso de la quinta pregunta del referéndum, relativa al acuerdo del “...cobro impuestos y/o regalías a las empresas petroleras, llegando al 50% del valor del gas”, resulta difícil.

La complejidad de esta respuesta reside, fundamentalmente, en el hecho de que una estructura entre regalías e impuestos, que llegue a gravar hasta en un 50% el valor de la producción, puede ser baja, razonable o alta dependiendo del tamaño del emprendimiento (capacidad de producción del campo), la coyuntura de precios, magnitudes del mercado, la fase de inversión, los niveles de riesgo y economías a escala, entre otros aspectos.

Desde una perspectiva política sin embargo, el apoyo a esta pregunta parecía desentrañar un elemento de carácter más simbólico: la necesidad de modificar el régimen de la Ley 1689, logrando mayor participación del Estado y apoyada en una estructura de captación más directa (regalitaria); que es mejor comprendida por la población y concebida como un elemento de mayor garantía en la recaudación.

4. El Proceso de Reforma Sectorial

Después de los eventos de octubre de 2003, resultaba inminente la necesidad de encarar un proceso nacional de redefinición del modelo de gestión hidrocarburífera. Con relación a las líneas directoras y bases conceptuales que debía adquirir este nuevo proyecto nacional, quedaban aún después del Referéndum de 2004, dudas y posiciones divergentes.

El amplio apoyo a cada una de las preguntas de la consulta de 2004, dejaba en claro por lo menos los siguientes aspectos:

- Era necesario eliminar el régimen concesional de contratos instaurado con la Ley 1689, contemplando nuevos términos donde el Estado tenga mayor control y participación en las decisiones de la actividad (propiedad).
- Era necesario incrementar el régimen de contribuciones directas al Estado.

Sin embargo, al no haber sido sometida a consulta una propuesta conceptual concreta, esta definición quedaría para su resolución en el sistema parlamentario. Así, correspondía al sistema político no sólo recoger, sino “interpretar” la voluntad nacional y “procesar” esta voluntad en un cuerpo legal.

El sistema de representación política formal se encontraba así frente un reto histórico y de alto interés nacional: lograr un proyecto que incorpore a la vez la voluntad del pueblo boliviano, y contribuciones fundadas técnica, económicamente y con base en el propio aprendizaje histórico sobre la mejor forma de lograr sostenibilidad en la actividad y el necesario equilibrio entre los intereses nacionales y los incentivos a la inversión (pública o privada).

A continuación se hará un breve repaso¹⁴ de la discusión que sobre este particular se dio en el seno del Congreso, para luego referirnos a las principales características de las reformas acontecidas desde el año 2005.

14 Apoyado en publicaciones de medios de prensa escrita del período estudiado.

4.1 Proyectos en discusión

Considerando que todas las preguntas del Referéndum alcanzaron un apoyo popular mayoritario y tomando en cuenta su naturaleza vinculante, correspondía su traducción inmediata en nueva Ley de Hidrocarburos.

En este contexto, el gobierno de Calos D. Mesa respaldado en los resultados de esta consulta, remitió a consideración del Congreso de la República, un proyecto de Ley.

Con relación al sistema fiscal, el proyecto de gobierno proponía la creación del un nuevo impuesto, el ICH (Impuesto Complementario a los Hidrocarburos), que completaba el régimen regalaritario y de participación, y gravaba la comercialización, en primera etapa, de los hidrocarburos producidos.

Quedaban exentos de este impuesto los hidrocarburos existentes que como ya destacamos tenían una carga directa del 50% y la comercialización de gas natural al mercado interno. Adicionalmente, este impuesto no era deducible pero sí acreditable contra el Impuesto a las Utilidades de la Empresa (IUE). El Surtax, quedaba eliminado.

Las tasas que adicionalmente al 18% debían tributar los hidrocarburos nuevos, por concepto de ICH, quedaban reflejadas en niveles que se muestran en el Anexo 1 de este documento.

Si para propósitos ilustrativos aplicamos este impuesto a la producción mensual promedio de gas natural del último trimestre de 2008, proveniente del campo Sábalo y destinada a la exportación, la tasa efectiva del ICH estaría en el orden del 28,7%. Si incluimos las regalías, tendríamos una tasa global de contribución directa cercana al 47%. La diferencia con el esquema actual es poca para campos grandes de gas; sin embargo, en casos de caída de la producción, este diferencial podía ser mayor ya que el ICH tenía carácter progresivo.

Ahora bien, sin emitir juicio de valor sobre la razonabilidad de la tasas, análisis que requeriría un estudio diferente, lo que interesa destacar son las bases conceptuales y principios inherentes al diseño de esta contribución directa y complementaria a las regalías. Este esquema incorpora las siguientes características:

- Progresividad.– este aspecto es fundamental ya que otorga una carga diferenciada según la escala del campo y los niveles efectivos de producción. Considerando que en Bolivia existen campos pequeños y marginales que tienen, sin embargo, un aporte importante de licuables para el abastecimiento nacional, este principio resulta fundamental, ya que mantendría un incentivo para su producción.
- Introduce la variable riesgo de precios, para el caso de Petróleo y GLP, al establecer tasas escalonadas no sólo dependientes del nivel de producción sino también de cotizaciones referenciales de mercado de estos carburantes.
- Incluye una política de incentivo al consumo de gas en el mercado interno, al excluir este ítem del alcance del impuesto.

En términos generales, puede establecerse que a nivel conceptual esta propuesta sigue principios aplicados en la industria internacional, que al caracterizarse por altos niveles de riesgo y volatilidad, buscaba (a objeto de incentivar la inversión) dar reglas que se adecuen a la economía de los campos hidrocarbúricos. Los niveles de gravamen, dependerán por supuesto de las características técnicas específicas de los emprendimientos y de las condiciones de mercado.

Este proyecto de impuesto fue tratado y analizado por las comisiones encargadas del área económica, en el Congreso, habiendo sido objeto de críticas referidas principalmente a la complejidad en su aplicación y administración y a su acreditación contra el Impuesto a las Utilidades.

Sin embargo, no se buscó perfeccionar esta propuesta, ya que en el seno del congreso, las diferentes representaciones partidarias, parecían estar más inclinadas hacia una tributación fija del 50% sobre la producción en boca de pozo o punto de fiscalización. En este sentido, primó el principio del 50% versus el 18%, centrándose el debate interno en el problema de si el 32% adicional debía ser conceptualizado como impuesto o como regalías. Esta última opción fue la que tenía apoyo del Movimiento al Socialismo (MAS).

Las fracciones que apoyaban la creación del impuesto, fundaban su postura en el hecho de que con este mecanismo se favorecería la inversión al constituirse en una carga que podía ser acreditada por la empresas extranjeras en sus países de origen, no siendo el caso de la regalías.

En lo que hace al tema contractual, existían posiciones que pugnaban por un contrato de servicio, en el que el operador asume el riesgo y la actividad productiva a cambio exclusivamente de una retribución monetaria, y otra voces que consideraban importante abrir la posibilidad de que YPFB suscriba contratos de Producción Compartida y Asociación, que consideraban más atractivos a la iniciativa empresarial y que no vulneraban el principio de propiedad estatal de los hidrocarburos.

En este marco, la reforma a la Ley se daría en un contexto donde primaban diferentes visiones que no habían logrado construir un proyecto discernido, debatido y asumido como legítimo por todas las partes, incluyendo la posición oficial de gobierno que en ese momento contaba con alto apoyo de la población. El resultado, como veremos en el siguiente punto, es una nueva Ley que como cuerpo parece incluir diferentes posturas no siempre compatibles o poco claras.

4.2 Inicio de un Nuevo Proceso de Reformas: La Ley N° 3058

En mayo de 2005, el Congreso promulgó la nueva Ley de Hidrocarburos No 3058, cuyos postulados en relación al eje temático seguido en el presente trabajo, son:

a) Régimen de Propiedad.-

En su artículo 16, la Ley determina que *“los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos, ni de los hidrocarburos en Boca de Pozo, ni hasta el punto de fiscalización.....”*.

Sin embargo, en lo que hace a las políticas referidas a la gestión de la cadena y la comercialización, se establece que:

- *La exploración, explotación, comercialización, transporte, almacenaje, refinación e industrialización de los hidrocarburos y sus derivados corresponden al*

Estado, derecho que será ejercido por sí, mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas o a personas privadas, conforme a Ley.. (art. 17-I)

- *Se refunda YPFB , recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que (ésta) pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del BONOSOL.* (art. 6).
- *YPFB , a nombre del Estado Boliviano, ejercerá el derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos y representará al Estado en la suscripción de Contratos Petroleros y ejecución de las actividades de toda la cadena productiva. La estructura, funciones y la conformación del Directorio, con participación de los Departamentos Productores, se establecerá en sus Estatutos, los mismos que serán aprobados conforme a las normas vigentes* (art. 22).
- *La estructura de YPFB , comprende dos Vicepresidencias.*
La Vicepresidencia de Administración y Fiscalización, que tiene las funciones de: A) negociar la suscripción de Contratos Petroleros (...), B) Administrar Contratos Petroleros, C) Fiscalizar la actividades de exploración y Explotación, D) Fiscalizar la producción de hidrocarburos en calidad y volumen para efectos impositivos, regalías y participaciones, E) Asumir el rol de Agregador, vendedor y administrador en Contratos de Exportación de Gas Natural, donde YPFB suscriba los mismos y el Estado sea Gestor, F) Asumir la administración del Centro de Información Hidrocarburífera (...).
- La Vicepresidencia de Operaciones, que tiene las funciones de : A) Operar y/o participar en toda (...) la cadena (...) por sí o mediante la conformación de Sociedades de acuerdo a Código de Comercio, B) Negociar la conformación de sociedades de economía mixta para participar en las actividades de exploración y explotación y en cualquier otra actividad de la cadena (art. 22).
- Las actividades de comercialización para la exportación de hidrocarburos será realizada por el Estado a través de YPFB (como agregador y cargador en el caso del gas natural), por personas individuales, colectivas públicas o privadas o asociado a ellas conforme a Ley. (art 17 III y IV).

- YPFB será el agregador y/o vendedor para la exportación de Gas Natural que se haga desde territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productoras, de acuerdo a lo siguiente : 1) la asignación de volúmenes para contratos existentes se hará conforme a normas de la presente Ley (?); 2) las Empresas Productoras que obtengan mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con YPFB la asignación de volúmenes correspondientes para agregación.; 3) Cuando la exportación de GN sea consecuencia directa de Convenios del Estado, otros Estados o Empresas; YPFB previa invitación a los Titulares (...) asignará los volúmenes requeridos (...) sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Petrolera (art 86).

Como puede extraerse de la lectura integral de los anteriores artículos de Ley, el modelo de gestión resulta poco claro. El artículo 22 parece sugerir que YPFB detenta no solamente la propiedad en boca de pozo, sino también se constituye en el exclusivo comercializador de la producción (vendedor). Esto implicaría que es el Estado quien negocia las condiciones de comercialización y administra los contratos de compra-venta.

El artículo 86, a su vez, parece referirse a un sistema mixto donde tanto YPFB , en representación del Estado, como las empresas, pueden negociar contratos de comercialización. Podría interpretarse que esta última posibilidad está referida exclusivamente a los casos de pago de retribución en especie a la empresa, bajo un modelo contractual de Producción Compartida, o en aquellos en que YPFB conforme sociedades de economía mixta.

En lo que se refiere a las modalidades contractuales, a través de la cuáles se establecen los términos de propiedad y relacionamiento con los inversores privados, *no* se incluyen aquellas de tipo concesionario ni la de riesgo “puro”, que respectivamente se caracterizan por: 1) otorgar libre disponibilidad de la producción privada, misma que no sería compatible con un esquema de propiedad de la producción y 2) Control total de la empresa estatal, quien asume el riesgo y contrata servicios de operación a cambio de un pago por ellos (ej. el modelo mexicano).

Conforme a esta Ley, YPFB puede suscribir contratos de Producción Compartida (PSC), Asociación y Operación, modalidades a las que que-

dan obligadas las empresas que, bajo e régimen anterior, habían suscrito Contratos de Riesgo Compartido.

Estos términos contractuales, por su naturaleza tienen como característica común que el inversor asume por cuenta y riesgo las operaciones de exploración y explotación, pudiendo YPFB en el segundo caso –una vez declarada la comercialidad del campo– optar por la opción de asociarse con el privado. Lo que diferencia estos tipos de contrato, es la forma de retribución al inversor: luego de reconocerse los costos, la retribución (conforme un esquema de participación pactado entre las partes), en el caso de los PSC, se efectúa en especie (producción), mientras que en los otros casos es de base monetaria.

b) Régimen de precios.-

La política de precios contenida en la Ley, mantiene los principios de mercado vigentes en el régimen anterior, aunque introduce una serie de subsidios a segmentos específicos de la población (ej. sector domiciliario) que presentan lineamientos de difícil estructuración práctica. La política general queda expresada en los siguientes postulados:

- Para el caso del petróleo crudo y el GLP, los precios máximos de mercado interno serán fijados con base en la Paridad Exportación, de acuerdo a Reglamento (art. 89-a)

En el artículo 138, se define la de paridad exportación, bajo un concepto que puede resumirse como sigue:

$$PE = PR - CT - Sg$$

Donde,

PE: precio paridad exportación.

PR: precio de mercado de exportación en Punto de Entrega.

CT: Costos de Transporte asociados a la exportación hasta Punto de Entrega.

Sg: Seguros asociados a la exportación hasta Punto de Entrega.

- Para el Gas Natural:
 - a) Exportación (art. 87):

El precio de Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas-líquidos donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de Gas Natural.

El precio del Gas natural Rico podrá estar compuesto por Gas Natural despojado y su contenido de licuables. El método aplicable fija una referencia de 1000 BTU/PC y rendimientos separación de licuables, de una Planta de Turbo expansión.
 - b) Mercado Interno (art. 87 y 89-d):

Precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado y

El precio del Gas Natural no podrá ser > al 50% de mínimo precio de exportación.

Con relación a este tema, debe hacerse notar que las políticas de comercialización de la Ley 3058 no fueron reglamentadas, estando hasta la fecha en aplicación –para el mercado interno– las disposiciones transitorias en materia de precios emitidas en 2004. Estas disposiciones mantienen un esquema de precios congelados.

La aplicación de dichas políticas sería, sin duda, una de las tareas más complejas. Esta dificultad reside en que para el mercado interno debe procurarse conjugar ecuaciones que respondan tanto a la realidad económica del país como a señales de mercado, que hagan factibles los emprendimientos necesarios para atender, de forma sostenida, una demanda con importantes tasas de crecimiento.

Asimismo, la Ley determina como criterio para la fijación del precio de Gas Natural en nuevos contratos de compra-venta, el “costo de oportunidad”. Si se considera la oferta productiva y la demanda contratada, la adopción de este criterio, implicaría precios a niveles de los de exportación –paridad exportación–.

Por otro lado, aún cuando la Ley fija un precio techo equivalente al 50% del menor precio de exportación, éste podría resultar excesivo dadas las características actuales del mercado doméstico. Si consideramos los

niveles de precio de exportación de la gestión 2008, la aplicación de la Ley hubiese fijado un techo de alrededor de 4 \$us/MPC, siendo que el precio vigente máximo es de 1,70 \$us/MPC.

Es importante hacer notar, adicionalmente, que al ser el gas natural un “semi-commodity”, tiene la característica de que su precio responde a condiciones de mercado regionales o asociadas a la realidad de cada proyecto. En este entendido, los niveles de precios pactados en el mercado interno no necesariamente deben incorporar, en sus métodos de formación, variables de mercados de exportación.

c) Régimen fiscal.-

Como ya se adelantó en el punto anterior de este apartado, siguiendo una posición mayoritaria en el Congreso, el régimen fiscal de la Ley 3058 crea, complementariamente al sistema de regalías y participaciones, el Impuesto Directo a la Hidrocarburos que grava la producción fiscalizada de hidrocarburos con una tasa fija del 32%. A la vez la ley determina un sistema de coparticipaciones de este impuesto a favor de los departamentos, municipios, universidades, Fondo Indígena y Fuerzas Armadas, entre otros, quedando el saldo a favor del TGN.

La Ley 3058 determina, por otra parte, la eliminación del Régimen de Hidrocarburos Existentes y el Impuesto a Utilidades Extraordinarias (Surtax).

Con este nuevo régimen, el Estado participa de los ingresos brutos en punto de fiscalización, con una carga fija total del 50%, además de los impuestos generales de Ley, como se muestra en el esquema gráfico siguiente:¹⁵

15 Elaboración propia con base a disposiciones legales publicadas en la gaceta oficial.

I. Sistema de cargas directas o "ciegas"				
Regalías y participaciones	Objeto de pago	Tasa	Beneficiario	
Regalía departamental	Producción fiscalizada departamental	11%	Departamento productor	Cochabamba Santa Cruz Chuquisaca Tarija
Regalía Nal. Compensatoria	Producción fiscalizada nacional	1%	Departamentos de Beni y Pando	Beni (2/3 de 1%) y Pando (1/3 de 1%)
Participación YPFB-TGN	Producción fiscalizada nacional	6%	Tesoro General de la Nación (TGN)	
Total Sistema Regalitario		18%		
Impuestos directos				
Impuesto directo a los hidrocarburos	Hidrocarburos medidos en punto de fiscalización, en su primera etapa de comercialización. (se mide y paga como las regalías) [Art. 55 ley 3058]		Departamentos productores	(4%) de su correspondiente producción fiscalizada (equivalente al 12,5% de valor de liquidación o monto recaudado)
			Departamentos no productores	(2%) de la producción fiscalizada (equivalente al 6,25% para cada Departamento, de valor de liquidación o monto recaudado)
		32%	Dptos. Productores-Nivelación	Si existe un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el TGN nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el Departamento no productor que recibe el mayor ingreso por coparticipación en el IDH
			Otros beneficiarios	
Total Cargas directas		50%	Del Saldo, según asignación del Poder Ejecutivo	
II. Sistema Impositivo				
IUE	Utilidades	25%		
IUE-BE (trans. al ext.)	Utilidades remesadas	12,5%		
IVA*	Ventas internas	13%		
IT	Transac. Internas	3%		
			Aplica para financiación de Fondos de Coparticipación Tributaria. (ver cuadro anterior)	

La aplicación de este nuevo esquema se dio en un entorno en que los precios internacionales de los commodities seguían una tendencia espectacular de crecimiento, contrariamente a la coyuntura de precios deprimidos que caracterizó la década de los 90's. Con la conjugación del impacto de la reforma más el efecto precio, se logran niveles de recaudación sin precedentes en Bolivia. Así, a manera de ejemplo y en lo que hace sólo al sistema de cargas ciegas, tenemos que en 2006 la recaudación entre regalías, participaciones e IDH registró un nivel aproximado de 1,077 Millones de \$us.

A efecto de establecer un marco que pueda dar referencias comparativas de la Ley 3058 con el escenario citado para la Ley 1689, tenemos que según las simulaciones efectuadas por Medinaceli (2007), este nuevo régimen, más la aplicación de los Contratos de Operación que fueron suscritos en 2006 –para el gas natural y en un contexto de precios altos– se traduce en una participación del Estado en los beneficios de 80%, 74% y 88% para campos pequeños, medianos y grandes, respectivamente. Estos parámetros, para el caso de la participación sobre los ingresos brutos o valor de la producción en boca de pozo, estarían en el orden de 67%, 64% y 77%.

Lo que queda por resolver es, si ante un escenario de precios deprimidos el esquema vigente muestra sostenibilidad. Según el estudio citado, para niveles de precios bajos o incluso medios (inferiores a 4\$us/MMBTU) la participación estatal sobre beneficios podría ser cercana o incluso superar el 110%. De darse este escenario, no sólo se pondría en riesgo la generación del excedente y su esquema de distribución interna, sino también quedaría comprometida la propia viabilidad de YPFB que debe actuar en calidad de empresa y que, con este nuevo esquema, se constituye en sujeto de pago de estos tributos.

4.3 Apuntes sobre los Ajustes Post reforma –Decreto de Nacionalización 28701– y la Nueva Constitución Política del Estado

La promulgación de la Ley 3058, no significó el cierre de un ciclo histórico: a exactamente un año de su puesta en vigencia, y estando esta Ley aún en proceso de reglamentación, el gobierno del presidente Evo Morales emitió el Decreto de Nacionalización “Héroes del Chaco” No 28701, en mayo de

2006. Este aspecto, indica que los resultados políticos de la Ley no habían colmado las expectativas de un importante sector de la población, representada por este nuevo gobierno.

En octubre de ese año se suscribieron, con todas las empresas que operan campos hidrocarburíferos en el país, contratos de operación que siguen por su naturaleza los preceptos teóricos que corresponden a una categoría de contrato de servicios de riesgo, en la que el inversionista asume el riesgo de la actividad y la operativa del campo a cambio de una retribución monetaria en pago y donde el Estado, además de detentar la propiedad de los hidrocarburos, tiene responsabilidad plena en la gestión comercial de la producción.

De esta forma, los postulados de la Ley 3058 fueron profundizados en su alcance por el citado Decreto y los Contratos de Operación que centran su filosofía en una gestión estatal de los recursos hidrocarburíferos y que en el ámbito comercial se traduce en un nuevo mandato legal a YPFB : actuar en nombre y representación del Estado como único y exclusivo comercializador de los hidrocarburos producidos en el país.

Queda así acotado el modelo de gestión hidrocarburífera en un esquema centralmente estatista, que se refleja en los siguientes principios del Decreto de Nacionalización:

- Se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El Estado recupera la propiedad, posesión y control total y absoluto de estos recursos (art 1).
- A partir del 1 de mayo del 2006, las empresas petroleras que realizaban actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, quedan obligadas a entregar en propiedad a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) toda la producción de hidrocarburos. (...) YPFB , a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad, debe asumir la comercialización de hidrocarburos, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización (art. 2).
- El Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización

de hidrocarburos en el país. (...) El Estado recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos (...) (arts. 5 y 7).

El reciente y último acontecimiento por destacar es la promulgación de la Nueva Constitución Política del Estado, el 7 de enero de 2009, que refrenda los postulados del citado decreto. Sin embargo, en lo que hace a los contratos de exploración y producción, determina una modalidad de servicio, a cambio de una retribución o pago, y que la suscripción de los contratos no podrá significar en ningún caso pérdida para YPFB y el Estado.

No está explícitamente definido si se trata de Contratos de Servicios de Riesgo o Puros. De aplicar el segundo caso, estaríamos ante una nueva reforma en los términos de relacionamiento contractual, ya no con empresas operadoras sino con prestadoras de servicios petroleros, y donde el Estado, a través de YPFB, toma el control absoluto de la operativa en campo, incluyendo el riesgo y la inyección de capital.

En todo caso, el análisis de disposiciones generales de la CPE podría resultar prematuro o especulativo, por lo que se tendrá que esperar la emisión de una nueva Ley, que establezca el alcance de éste y otros temas de impacto sectorial, que incluyen el propio régimen económico del Estado Plurinacional.

5. Consideraciones finales y conclusiones

El repaso de las reformas en materia de política hidrocarburífera en Bolivia, durante la última década, evidencian una permanente situación de cambio en la reglas de gestión sectorial, que con la reciente promulgación de la nueva Constitución Política del Estado –en enero de 2009– quedan aún en proceso de clarificación y configuración.

Este esquema de Reformas, sistematizado en el siguiente cuadro, muestra el paso de sistemas de gestión opuestos: el primero, en 1996, de claras bases liberales, que fue seguido a partir del año 2005 por un proceso

Año de promulgación		1996 Ley 1689	2005 Ley 3058	2006 D.S. Nac.	2009 Nueva CPE
Regimen fiscal	Cargas directas (sobre producción)	Ley 1194			
		32%	18% H. Nuevos 50% H. Existentes (Reg e IDH)	50% (Reg e IDH)	50%
	Otros Impuestos		Sutax - 25% a utilidades extraordinarias		
			IUE - 25% sobre utilidades IUE-BE - 12,5% Remesas al exterior IVA - 13% al Valor Agregado IT - 3% a las Transacciones		Requiere Nueva Ley Reconoce 11% de regalías un sistema Participaciones
Participaciones contractuales		%Variable	No	% Variable	% Variable
Regimen contractual y de propiedad	Modalidad Contractual	Contratos de operación	Contratos concesionarios (CRC)	1) Prod. compartida 2) Operación 3) Asociación	Contratos de operación de servicios
		Estatal	Privada	Estatal	Estatal
	Propiedad de la producción			* Permite Participación privada en producción bajo contrato 1	
Vigencia		Abril-1996		Mayo-2005	Mayo-2006 Enero-2009

de continuas reformas que derivó, finalmente, en un modelo de gestión estatal.

Los indicadores en términos de resultados de estos modelos son también opuestos. La restructuración liberal de 1996, dio como resultado un flujo importante de inversiones que aumentó la capacidad productiva y las reservas, consolidando al sector energético como el más dinámico de la economía nacional. Sin embargo, la aplicación de este modelo no dio similares niveles de éxito en lo que a recaudación tributaria se refiere.

Con las reformas iniciadas en el año 2005, se logran recaudaciones tributarias sin precedentes históricos en el país, pero inicia al mismo tiempo una fase de estancamiento en las inversiones, que impidieron incluso el cumplimiento de compromisos de exportación pactados con la Argentina. Esta situación alerta sobre un posible riesgo para la reproducción misma de excedente y con ella la políticas redistributivas y de autosuficiencia energética.

Sin embargo, atribuir exclusivamente las limitaciones de estas reformas a los modelos que los sustentan sería sesgado. Por un lado, si bien queda claro que la carga tributaria de la Ley de 1996 resulta menor a la vigente, los bajos niveles de recaudación quedan explicados en buena parte por el escenario de precios deprimidos que caracterizó a la década de los 90's y el ingreso al siglo XXI, y una fase de depreciación de inversiones que impactaban en las utilidades a ser gravadas.

En cuanto a las reformas que inician en 2005, queda por resolver si es el ambiente de inseguridad jurídica –generado por lo continuos cambios normativos– la capacidad de gestión de YPF que se encuentra en una fase embrionaria de su refundación, la no consolidación de nuevos mercados, la inflexibilidad del régimen fiscal o la conjugación de estos elementos, los que han impedido los flujos de inversión requeridos.

Ahora bien, más allá de evaluar los resultados objetivos en la aplicación de estos esquemas, tema aún prematuro en el caso de las últimas reformas, lo que resulta importante de someter a reflexión es la tendencia histórica a repetir ciclos que se habían agotado por sus propias limitaciones. Si nos detenemos en el cuadro anterior, puede apreciarse que el modelo conceptual instaurado con el D.S 28701 tiene similares características al régimen de

la Ley 1194, que precedió la reforma liberal. La diferencia estriba no en el concepto sino en el esquema efectivo de apropiación estatal de la renta, que resulta ser mucho más agresivo con la normativa vigente.

La reflexión que se ha tratado de reforzar a través de este trabajo es si el sistema político ha desaprovechado la oportunidad histórica que se le otorgó en 2004, de construir un proyecto nacional sectorial que recoja la voluntad ciudadana y a la vez de muestras de sostenibilidad jurídica, técnica y económica,

Sobre este punto, se considera que el reto pendiente es el de consolidar un modelo de gestión propio, basado en nuestra rica experiencia sectorial, las condiciones objetivas técnicas y económicas de la industria en nuestro país, y la lectura adecuada del mandato social. En este proceso, es deseable también recoger aquellas experiencias exitosas del sector hidrocarburífero internacional, en las que se han gestado y aplicado instrumentos innovadores para aminorar riesgos de relacionamiento entre Estados e inversores y procurar fórmulas de equilibrio de intereses.

Si Bolivia no logra avanzar de manera drástica en un proceso institucional serio y de largo alcance, y estructurar bases sólidas para la consolidación del proceso iniciado con la Ley 3058 y la suscripción de nuevos Contratos de Operación, seguramente tendremos, tarde o temprano, que plantearnos la construcción de un modelo alterno.

Lo que se espera, sin embargo, es que el proceso logre encauzarse. Para ello, deberemos estar conscientes de que la estructuración sectorial no termina en la elaboración normativa, sino que requiere modelos de gestión, bases y actores que garanticen una adecuada administración técnica y económica. Asimismo, la factibilidad económica del nuevo régimen fiscal debe ser garantizada, lo contrario significaría poner en riesgo el propio sistema de reproducción del excedente.

Como en todo proceso de aplicación de políticas públicas, será necesario efectuar un balance de los logros y debilidades del actual modelo y de las experiencias pasadas, a objeto de terminar de diseñar un modelo de gestión que parece encontrarse aún en fase de construcción.

Anexo I

Tasas del ICH para el gas natural y petróleo propuesta de ley del gobierno de Carlos D. Mesa

Gas Natural destinado a la exportación				
Volúmenes o energía comercializados por campo (por mes)		Base Imponible		
Desde (MMBTU)	Hasta (MMBTU)	MMBTU (por mes)	Porcentaje	Sobre excedente a (MMBTU por mes)
–	1,500,000	– +	5%	–
1,500,000	4,111,631	75,000 +	16%	1,500,000
4,111,631	6,723,263	492,861 +	24%	4,111,631
6,723,263	9,334,894	1,119,653 +	31%	6,723,263
9,334,894	11,946,525	1,1929,258 +	37%	9,334,894
11,946,525	14,558,156	2,895,562 +	42%	11,946,525
14,558,156	17,169,788	3,992,447 +	47%	14,558,156
17,169,788	19,781,419	5,219,914 +	52%	17,169,788
19,781,419	22,393,050	6,577,962 +	56%	19,781,419
22,393,040	Adelante	8,040,475 +	60%	22,393,040

Petróleo													
Volumenes o Energía Comercializados por campo (por mes)		Base Imponible - Precio de Referencia menor o igual a \$us/Barril 15			Base Imponible - Precio de Referencia mayor a \$us/Barril 15 y menor o igual a 19 \$us/Barril			Base Imponible - Precio de Referencia mayor a \$us./Barril 19 y menor o igual a 23 \$us/Barril			Base Imponible - Precio de Referencia mayor a \$us/Barril 23 y menor o igual a 27 \$us/Barril		
Desde (Barriles)	Hasta (Barriles)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente (Barriles por mes)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente (barriles por mes)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente (Barriles por mes)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente a (Barriles por mes)
-	15.000	-	+ 1%	-	-	+ 2%	-	-	+ 3%	-	-	+ 4%	-
15.000	180.000	150	+ 3%	15.000	300	+ 7%	15.000	450	+ 11%	15.000	600	+ 14%	15.000
180.000	345.000	5.100	+ 5%	180.000	11.850	+ 12%	180.000	18.600	+ 18%	180.000	23.700	+ 24%	180.000
345.000	510.000	13.350	+ 6%	345.000	31.650	+ 15%	345.000	48.300	+ 23%	345.000	63.300	+ 30%	345.000
510.000	675.000	23.250	+ 7%	510.000	56.400	+ 18%	510.000	86.250	+ 27%	510.000	112.800	+ 36%	510.000
675.000	840.000	34.800	+ 8%	675.000	86.100	+ 20%	675.000	130.800	+ 30%	675.000	172.200	+ 40%	675.000
840.000	1.005.000	48.000	+ 9%	840.000	119.100	+ 22%	840.000	180.300	+ 33%	840.000	238.200	+ 44%	840.000
1.005.000	1.170.000	62.850	+ 10%	1.005.000	155.400	+ 24%	1.005.000	234.750	+ 36%	1.005.000	310.800	+ 48%	1.005.000
1.170.000	1.335.000	79.350	+ 10%	1.170.000	195.000	+ 26%	1.170.000	294.150	+ 39%	1.170.000	390.000	+ 52%	1.170.000
1.335.000	Adelante	95.850	+ 11%	1.335.000	237.900	+ 28%	1.335.000	358.500	+ 41%	1.335.000	475.800	+ 55%	1.335.000
Petróleo													
Volumenes o Energía Comercializados por campo (por mes)		Base Imponible - Precio de Referencia menor o igual a \$us/Barril 15			Base Imponible - Precio de Referencia mayor a \$us/Barril 15 y menor o igual a 19 \$us/Barril			Base Imponible - Precio de Referencia mayor a \$us./Barril 19 y menor o igual a 23 \$us/Barril			Base Imponible - Precio de Referencia mayor a \$us/Barril 23 y menor o igual a 27 \$us/Barril		
Desde (Barriles)	Hasta (Barriles)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente (Barriles por mes)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente (barriles por mes)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente (Barriles por mes)	Barriles (por mes)	%	Sobre excedente a (Barriles por mes)
-	15.000	-	+ 5%	-	-	+ 6%	-	-	+ 7%	-	-	+ 8%	-
15.000	180.000	750	+ 19%	15.000	900	+ 23%	15.000	1.050	+ 27%	15.000	1.200	+ 30%	15.000
180.000	345.000	32.100	+ 31%	180.000	38.850	+ 38%	180.000	45.600	+ 44%	180.000	50.700	+ 50%	180.000
345.000	510.000	83.250	+ 39%	345.000	101.550	+ 48%	345.000	118.200	+ 56%	345.000	133.200	+ 64%	345.000
510.000	675.000	147.600	+ 46%	510.000	180.750	+ 57%	510.000	210.600	+ 66%	510.000	238.800	+ 70%	510.000
675.000	840.000	223.500	+ 52%	675.000	274.800	+ 64%	675.000	319.500	+ 70%	675.000	354.300	+ 70%	675.000
840.000	1.005.000	309.300	+ 58%	840.000	380.400	+ 70%	840.000	435.000	+ 70%	840.000	469.800	+ 70%	840.000
1.005.000	1.170.000	405.000	+ 63%	1.005.000	495.900	+ 70%	1.005.000	550.500	+ 70%	1.005.000	585.300	+ 70%	1.005.000
1.170.000	1.335.000	508.950	+ 67%	1.170.000	611.400	+ 70%	1.170.000	666.000	+ 70%	1.170.000	700.800	+ 70%	1.170.000
1.335.000	Adelante	619.500	+ 70%	1.335.000	726.900	+ 70%	1.335.000	781.500	+ 70%	1.335.000	816.300	+ 70%	1.335.000

Bibliografía

CIDES

2008 Bases de Datos Estadísticos, Normativos y Hemerográficos. Construidas a partir de información oficial (SIN, YPFB, MHE y Gaceta Oficial), y publicaciones en medios de prensa escrita de circulación nacional.

JOHNSTON, Daniel

2003 *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*. Oklahoma, Penn Well Corporation.

KOHL, Benjamin; FARHING, Linda

2007 *El Bumerán Boliviano: hegemonía neoliberal y resistencia social*. La Paz, Plural Editores.

MEDINACELI, Mauricio

2007 *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*. La Paz, Fundemos.

MESA GISBERT, Carlos

2008 *Presidencia Sitiada*. La Paz, Plural Editores y Fundación Comunidad.