

Carreón, Milton José

**Working Paper**

## Hidrocarburos, problemas y perspectivas de la regulación económica

Documento de Trabajo, No. 09/10

**Provided in Cooperation with:**

Instituto de Investigaciones Socio-Económicas (IISEC), Universidad Católica Boliviana

*Suggested Citation:* Carreón, Milton José (2010) : Hidrocarburos, problemas y perspectivas de la regulación económica, Documento de Trabajo, No. 09/10, Universidad Católica Boliviana, Instituto de Investigaciones Socio-Económicas (IISEC), La Paz

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/72755>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*



*Instituto de Investigaciones Socio Económicas*

Documento de Trabajo No. 09/10

Agosto 2010

**Hidrocarburos, Problemas y  
Perspectivas de la Regulación Económica**

*por*

*Milton José Carreón*

# **Hidrocarburos. Problemas y Perspectivas de la Regulación Económica**

Milton José Carreón<sup>1</sup>

## **Resumen**

Durante los últimos 10 años la economía boliviana y el sector hidrocarburífero en particular han sufrido modificaciones importantes, en una primera instancia por las políticas de libre mercado que privatizaron y capitalizaron las empresas y actividades del Estado; y en una segunda instancia por el retorno del Estado a la Economía y en particular al sector hidrocarburífero. Ello ha originado que el sistema regulatorio vaya sufriendo modificaciones que no fueron realizadas de forma deliberada o planificada si no que muchas actividades del ente regulador envejecieron. El presente trabajo está dividido en tres partes: la primera, referida a los aspectos de regulatorios bajo la Ley N° 1689; la segunda parte, referida a aspectos regulatorios bajo la Ley N° 3058; tercero, el impacto del D.S. N° 28701 sobre la regulación. Finalmente esta el resumen y las conclusiones.

---

<sup>1</sup> Versiones preliminares se han beneficiado de los comentarios de Gustavo Zarate, Mónica Sanabria, Leonor Calderón y Mauricio Medinaceli. Sin embargo, todas las posibles imprecisiones o errores son de responsabilidad del autor, quien recibe comentarios a: mcarreon14@hotmail.com

## Introducción

Conceptos como Defensa del Consumidor, Defensa de la Competencia, Libre Acceso y otros, fueron estructurados con la conformación de la Superintendencia de Hidrocarburos (SH), ente regulador que nació paralelamente al proceso de capitalización y privatización de la actividad hidrocarburífera en Bolivia. La puesta en funcionamiento del ente regulador marcaría una diferencia institucional. Por un lado, era una institución independiente y sujeta a la Ley de Procedimiento Administrativo y sus Reglamentos, norma que también era novel en la sociedad boliviana; por otro lado, la SH se constituía en una institución que regulaba técnicamente la actividad de hidrocarburos en todo el downstream y económicamente cuando correspondía, constituyéndose en un referente fiable no sólo para el sector sino para la sociedad boliviana.

Una de las primeras repercusiones que tuvo sobre la sociedad boliviana la liberalización de los mercados relacionados con hidrocarburos, fueron los precios de los carburantes. La nueva institución era la encargada de fijar el precio de los hidrocarburos de los productos regulados, sin duda algo nuevo, ya que anteriormente no era de conocimiento público la determinación de los precios.

La capitalización de la unidad de transporte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), dio origen a la operación de una empresa monopólica privada, por tanto se hacía necesario la regulación económica de la actividad de transporte por ductos. Por primera vez se introducen instrumentos económicos en la actividad, temas como tarifas estampilla, tarifas compartidas, tarifas binominales, contratos en firme y otra jerga serían parte de la actividad de transporte por ductos.

No solamente en la determinación de precios y tarifas la SH fueron adquiriendo experiencia, sino en muchas otras actividades, de orden técnico y legal. Muchas de las funciones y la manera de implementar sus tareas fueron modificándose a medida que se fueron modificando las normas principales del sector, normas que reflejan maneras diferentes de conducir y desarrollar el sector hidrocarburífero. La Ley N° 1689 tenía una visión totalmente libertaria de la actividades hidrocarburíferas, al igual que La Ley N° 3058, pero ésta última permitía que participe el Estado a través de YPFB, como un actor más del mercado.

El verdadero cambio se daría con el D.S. 28701, donde el Estado a través de YPFB es dueño de toda la producción y es el único que participa en las actividades hidrocarburíferas, este proceso es denominado “Nacionalización”. Si bien se han dado grandes pasos en el proceso de nacionalización quedan algunas tareas pendientes, cómo cuál será el rol de la SH conforme a lo señalado en la nueva Constitución Política del Estado que crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). La experiencia asimilada en los últimos años debería servir de base para mejorar la regulación, el control, la supervisión y la fiscalización de las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos conforme con la ley.

En la primera parte se realiza una exposición de los principales ámbitos de la regulación bajo la Ley N° 1689. Se continúa en la segunda parte, también con una descripción de los hechos y los problemas de la regulación bajo la Ley N° 3058. A pesar que la política de nacionalización expresada en el D.S. 28701, no tiene mucho tiempo, ha tenido una implicación bastante importante sobre la regulación. Finalmente, se realiza un ensayo de cómo debería ser la regulación en los próximos años bajo el marco de la nacionalización.

## **1. La estructura del Mercado y Regulación bajo la Ley N° 1689**

### **1.1 Sobre la Superintendencia de Hidrocarburos**

La década de los noventa ha sido testigo de los procesos de reforma del Estado en la mayor parte de los países latinoamericanos, donde estrategias como la liberalización de los mercados y el paso a manos privadas de empresas monopólicas Estatales ha sido una de las principales características, en algunos casos como medida para ayudar a reducir los déficit fiscales y en otras, como parte de las políticas de las reformas estructurales. En medio de dicho proceso, la regulación de servicios públicos ha estado entre las principales actividades a desarrollar, principalmente debido a los procesos de privatización de los servicios públicos domiciliarios.

Tal vez se podría señalar que el sistema regulatorio boliviano es propio, porque sus características difieren de los que existen a nivel internacional, pero a nivel internacional también existe una diversidad amplia; por un lado, las que están conformadas como comisiones y por otro lado, las que están conformadas por un superintendente o autoridad similar.

Los sistemas de regulación, independientemente de su organización, tienen similares funciones en una economía de mercado, aunque responden a necesidades y características institucionales de cada país. En Bolivia, la discusión sobre cómo debería construirse la regulación estuvo ausente y la implementación del actual sistema de regulación salió como una necesidad ante la urgencia y proximidad de la capitalización de las empresas públicas estatales, antes que de una definición de una política pública

La Superintendencia de Hidrocarburos (SH), nació precisamente con dos funciones importantes que hacen a una economía de mercado moderna, una como agencia de regulación y otra como agencia de defensa de la competencia. La SH junto a otras superintendencias sectoriales conformaban lo que se denomina el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE).

Los actos administrativos de la SH podían ser apelados a la Superintendencia General del SIRESE, órgano que tenía como actividad principal resolver los recursos jerárquicos así como la fiscalización y la evaluación de la eficiencia y eficacia. Probablemente uno de los sectores donde mejor desempeño y aplicabilidad tuvo el proceso recursivo establecido en la Ley del Procedimiento Administrativo y sus reglamentos, fueron precisamente los procesos administrativos tramitados ante los órganos reguladores.

Son atribuciones principales de las superintendencias sectoriales, entre ellas la SH, como agencia reguladora: Otorgar, modificar y renovar las concesiones, licencias, autorizaciones y registros, y disponer la caducidad o revocatoria de los mismos; vigilar la correcta prestación de los servicios por parte de las empresas y entidades bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, incluyendo la ejecución del plan de inversiones comprometido y el mantenimiento de sus instalaciones; aprobar y publicar precios y tarifas de acuerdo a las normas legales sectoriales, vigilando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible para conocimiento de personas interesadas; conocer y procesar, las denuncias y reclamos presentados por los usuarios, las empresas y entidades reguladas y los órganos competentes del Estado.

Como agencias de defensa de la competencia, las atribuciones de las superintendencias son: promover la competencia y la eficiencia; investigar posibles

conductas monopólicas, anticompetitivas y discriminatorias en las empresas y entidades que operan en dichos sectores, cuando considere que pueden ir en contra del interés público.

La Ley N° 1689 señalaba como actividades petroleras a: Exploración, explotación, comercialización, transporte, refinación e industrialización así como la distribución de gas natural por redes. De las cuales, sólo dos actividades tenían regulación económica, las otras tenían otro tipo de regulaciones. Pues precisamente, él que sólo existan dos actividades económicas reguladas económicamente y más bien existan otro tipo de regulaciones técnicas, de continuidad de servicio, seguridad entre otros e inclusive la defensa del consumidor, diseño una institución con un perfil técnico operativo, antes que económico, como sería lo convencional.

**Cuadro N° 1**  
**Actividades petroleras bajo la Ley N° 1689**

Actividad	Regulación económica	Otras regulaciones
Exploración		x
Explotación		x
Comercialización		x
Transporte (1)	x	x
Refinación e industrialización		x
Distribución de gas natural por redes	x	x

Fuente: Ley No. 1600  
Por ductos

A modo de ilustración, la SH tenía las siguientes direcciones: de refinación y unidades de proceso; de transporte por ductos; de análisis económico financiero; de comercialización y de distribución de redes de gas; oficina de defensa del consumidor; y otras de apoyo a la gestión administrativa. Más tarde se crearían las direcciones de planificación estratégica y de defensa de la competencia, ésta última fue disuelta antes de que pueda ser implementada y reducida a una sección del departamento legal. Esta distribución organizativa, muestra que el perfil de la institución tenía un fuerte sesgo técnico operativo antes que regulatorio y de defensa de la competencia como se había señalado. Claro está, no todas las superintendencias sectoriales tenían la misma organización, sino que fueron estructuradas cada una de forma muy particular.

Es importante resaltar, que las actividades del “downstream”<sup>2</sup> relacionadas con hidrocarburos quedaban sujetas a la jurisdicción de la SH; las actividades del “upstream”, quedaron en manos de YPF residual. Pero toda la actividad hidrocarburífera quedaba sujeta a las normas de defensa de la competencia, más específicamente al título quinto de la Ley N° 1600 ó Ley SIRESE.

La capitalización y la privatización de YPF<sup>3</sup> se dieron en momentos diferentes y claro está, los objetivos de cada plan eran diferentes; sin embargo, no se pudo concluir con todo el proceso porque surgieron barreras económicas y legales. Entre las principales

<sup>2</sup> Aguas arriba o upstream incluye las actividades de exploración y explotación en la industria hidrocarburífera.

<sup>3</sup> Pero lo que resalta, es que YPF residual, empresa sin capacidad de invertir y sin visión empresarial, debería cumplir aún con muchas tareas operativas, que perduraron en tanto estuvieron vigentes las políticas del libre mercado en la economía, como el de operar plantas de engarrafado de GLP en varios puntos del país, del almacenaje en fronteras, distribución minorista de carburantes y otras actividades.

atribuciones que tenía el YPF residual, esta por un lado, el de licitar, adjudicar, suscribir, supervisar y administrar los contratos de riesgo compartido; por otro lado, administrar y ser agregador del contrato de venta de gas natural al Brasil y la Argentina, entre otras actividades.

## **1.2 Sobre Precios**

Un aspecto medular de las políticas de libre mercado, era la libertad de precios y tarifas en los mercados, esto en razón a que los precios son las señales para la asignación eficiente de los recursos y claro está, el sector hidrocarburífero no estaba exento, aunque en la práctica la aplicación pasaría por una serie de problemas. Era un principio general que la libertad de precios y tarifas rijan en toda la cadena hidrocarburífera, pero existían ciertas características en los diferentes mercados, es decir barreras legales, institucionales y técnicas que hicieron que la libertad de precios y tarifas no se implementara, más al contrario persistían los controles por parte del Estado.

Veamos por partes, los aspectos contractuales entre el Estado y los operadores privados estaban regulados en lo que se refiere a la prospección y producción, pero la comercialización era libre en líquidos, es decir que se podía vender la producción al mercado interno como al externo; la del gas natural tenía una restricción, ya que YPF como agregador de los volúmenes para la exportación de gas natural al Brasil debía dar su conformidad, porque el compromiso del Gas Sell Agreement (GSA), de venta de gas natural al Brasil era más importante que otro proyecto, más tarde ésta situación cambiaría porque las reservas se incrementarían de tal forma de cumplir los requerimientos de 30.08 MMm3d holgadamente. Por otro lado, también existía una restricción a la libre comercialización, ya que el mercado interno previamente debía estar abastecido antes de exportarse los excedentes, aunque éste término es relativo, en la medida que el gas natural es un bien semitransable y necesita un sistema de transporte, ya sea por caños en tierra o buques metaneros por mar, junto a instalaciones conexas.

Recordemos que existía mucho interés por el gas natural boliviano en la región y los proyectos de exportación hacia el Brasil como a la Argentina. La exportación de gas natural hacia la Argentina utilizaba instalaciones ya existentes. La exportación de gas natural a Cuiabá, preveía transportar gas natural en tránsito desde la Argentina, lo que no se pudo realizar porque Argentina no tenía gas para su consumo interno ni para enviar a Chile y mucho menos para vender al Brasil. Por lo que más tarde, Bolivia se convirtió en su proveedor temporal.

La demanda interna de gas natural no es muy grande, donde las principales consumidoras son las generadoras eléctricas, algunas industrias, la distribución de gas natural por redes y el gas natural vehicular (GNV). Pero en todos estos mercados no regía la libertad de precios plenamente, por diferentes razones, desde presencia de monopolios naturales en la distribución hasta barreras técnicas y legales. Con respecto a la redes de distribución de gas natural, en una primera instancia el precio era pactado entre las partes, años más tarde éste precio sería reglado.

El precio del GNV al consumidor estaba reglado al igual que todos los carburantes que se vendían en el mercado interno. Así también, el precio del gas natural para la generación eléctrica, también en una primera instancia era libre entre las partes, pero más

tarde este precio también sería regulado para evitar que el precio del gas natural se volviera el precio de ajuste del costo de la generación eléctrica.

Entre un precio de paridad de importación y paridad de exportación, la diferencia principal está en los costos del transporte, siempre que el bien sea transable se puede tomar un precio de referencia internacional, como el WTI (West Texas Intermediate) en el caso del petróleo crudo; pero en el caso del gas natural, no es fácil la determinación de los precios porque se constituye en un bien semitransable. Se han intentado diferentes modalidades de fijación de precios del gas natural, desde aquellos en función al poder calorífico como aquellos asociados a la generación eléctrica. En el caso de los contratos de exportación al Brasil y a la Argentina, tienen fórmulas asociadas a derivados de petróleo y sustitutos del metano, como el fuel.

En el país no se había desarrollado una industria hidrocarburífera de forma separada, más al contrario, el desarrollo de la industria petrolera en los años previos a su capitalización y privatización, fue conforme a lo YPFB fue planificando, por tanto, la infraestructura complementaria para el transporte, almacenamiento y distribución de petróleo crudo, era en función a sus necesidades, es decir toda la actividad estaba integrada. Esto repercutiría necesariamente más adelante, cuando se transfirieron los activos y la actividad al sector privado.

El país produce principalmente petróleo liviano y bajo en azufre y se envía a las refinerías una mezcla de las mismas denominada Bolivian Blend, es así que las principales refinerías del país están diseñadas para este tipo de crudo, ya que no poseen procesos como cracking catalítico o hidrocracking u otros procesos mayores como el eliminar grandes cantidades de azufre. La calidad del petróleo permitió la instalación de pequeñas refinerías, que sólo extraen diesel oil, cuando se abrió el mercado de la refinación.

Al separarse de YPFB la unidad de refinación de la unidad de producción, la refinería privatizada podía proveerse crudo del mercado interno o externo y lo propio los productores podían vender su producción dentro o fuera del país. Si bien, desde un punto de vista teórico parece factible tal libre concurrencia en los mercados, en la práctica existían restricciones serias. La oferta estaba constituía por unas pocas empresas, la demanda por una empresa.

La refinerías en el corto plazo, no podía importar crudo, porque no existen condiciones de transporte continuo, en el mercado mundial es difícil encontrar crudos con la características del Bolivian Blend, si los hay, tienen premios sobre su cotización, ya que lo que existe en el mercado internacional es crudo pesado. Por ello, el petróleo producido en el país, era un facilidad esencial para la refinería; por otra parte, los productores podían vender este petróleo a mercados internacionales, ya que el oleoducto hacia Arica estaba instalado y operando.

Por las características del crudo boliviano se utilizó como precio de referencia el WTI. En una primera etapa, los precios de comercialización lo pactaba las partes, pero pronto esto sería reglado. Para el mercado externo el precio era libre. Con la finalidad de establecer un precio diferenciado del petróleo crudo comercializado dentro y fuera del país, se estableció que el precio en el mercado interno fluctuaría en una banda de 27.11 dólares americanos el barril como tope máximo puesto en refinería y un precio mínimo de 24.53 dólares americanos por barril. Esta política se adopto ante el incremento del precio continuo en el mercado internacional y la necesidad de mantener los precios de los derivados en el mercado interno estabilizados.

Los precios de los carburantes para el mercado interno estaban regulados, pero se esperaba que este mercado sea libre, sin embargo ello no sucedió, aún después de casi concluida la capitalización y privatización de YPF. Durante el corto proceso de indexación de los precios internos a los precios externos, el público no estaba acostumbrado a que los carburantes suban y bajen continuamente, pero aún más, cuando los precios descendían a nivel internacional en el país no ocurría lo mismo; esto ocurría por un lado, porque en la metodología de cálculo existe un rezago a través de una banda, es decir que los precios se modificaban, siempre y cuando superaban cierta variación porcentual, por ejemplo 5%. Por otro lado, como el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD) se constituía en un importante ingreso para el Estado, no sólo para el Tesoro General de la Nación (TGN), sino también para las regiones porque era coparticipable, era importante que un nivel de recaudación se mantenga, por ello, cuando el precio internacional se reducía no tenía efectos en el descenso de los precios dentro del país, porque ese efecto favorable se iba al IEHD.

La determinación del precio final al consumidor de los carburantes contenía una serie de retribuciones a los diferentes integrantes de cada hidrocarburífera, por ello la SH calculaba cuatros precios, de interés a cada actividad, estos eran el precio ex - refinería, el precio pre - terminal, el precio al mayorista y el precio al minorista. De éstos dos últimos precios que están referidas a la comercialización, la más importante eran los precios finales al consumidor. Es importante no olvidar que la cadena de precios era teórica y en la realidad se operaba de otra manera, en el tema de la comercialización, las comisiones eran un porcentaje del precio final, tanto para el mayorista como para el minorista.

Con la finalidad de garantizar el abastecimiento en el mercado interno de carburantes, se dividió el mercado entre distribuidores mayoristas y minoristas. Se habían establecido en el mercado bloques mayoristas para la distribución y así abastecer los diferentes mercados. En principio, la SH nominaba la producción de gasolina y diesel semestralmente de las refinerías, en función a la demanda histórica, aunque luego la nominación sería trimestralmente y para finalmente desaparecer. Los mayoristas se encargaban de vender los derivados a las estaciones de servicio y éstos últimos son los que venden al consumidor los carburantes al detalle.

Existían precios regulados para los siguientes productos: gasolina especial, gasolina premium, gasolina de aviación, diesel oil, jet fuel, kerosene, gas licuado de petróleo (GLP) y fuel oil. La fijación de los precios en el mercado interno tenían como referencia el mercado internacional, en particular en derivados comercializados en el golfo de México, para las gasolinas se utilizaba como referencia el UNL 87 para las gasolinas, el Jet Kero 54 para el jet fuel y el kerosene, el LS No 2 para el diesel oil y el promedio de las cotizaciones entre el propano y el butano para el GLP y el Fuel No 6 - 0,7% S para el fuel oil.

El precio de referencia era el valor promedio de los precios diarios de un producto de referencia, conforme al procedimiento establecido mediante reglamento. El precio ex - refinería es el precio de referencia de los productos regulados a la salida de una refinería. En una primera instancia la metodología establecía que el precio ex - refinería era la suma del precio de referencia, del margen de refinación y el margen fijo, pero ello cambio, se estableció sólo un margen de refinación, aunque más tarde aparecería bajo la forma de margen de compensación. En todo caso, el incremento de un margen adicional al margen de refinación de la cadena precios va en beneficio de ésta última.

Es importante anotar que los márgenes de refinación en el país siempre han superado los niveles internacionales. En la producción en serie, a mayor volumen el costo por unidad va descendiendo, ello también es aplicable para la actividad petrolera, pero las refinerías nacionales son pequeñas en comparación al mercado internacional y se construyeron así porque la producción de crudo en el país es pequeña, Bolivia es un país gasífero antes que petrolero.

El precio pre – terminal es el precio de los productos regulados establecido a la entrada de una terminal de almacenamiento. En la práctica el precio pre - terminal se lo obtenía, sumando al precio ex – refinería, el margen de transporte por ductos, el margen de otros transportes o transportes diferentes y el IEHD. El único impuesto en Bolivia, donde la alícuota se establece por volumen, en este caso bolivianos por litro es el IEHD, los demás impuestos sólo son una relación porcentual de la base imponible; precisamente ésta característica del IEHD, lo hizo un instrumento de política de estabilización de los precios finales de los hidrocarburos.

Sólo para fines de cálculo se establecieron márgenes para la distribución mayorista y la minorista, ya que en la práctica las comisiones por ventas al por mayor menor eran un porcentaje del precio final, éstas comisiones no eran iguales, sino que variaban y eran pactadas entre distribuidores mayoristas y minoristas.

La cadena de precios de productos regulados de hidrocarburos, se las puede resumir en las siguientes cuatro ecuaciones, que con algunas pequeñas modificaciones, han permanecido por mucho tiempo.

$$P_{ex - Ref} = PR + MR + IVA \quad (1)$$

$$PPT = P_{ex - Ref} + MT + MOT + IEHD + IVA \quad (2)$$

$$PM_y = PPT + M_y + Mal + IVA \quad (3)$$

$$PMin = PM_y + M_{min} + IVA \quad (4)$$

$P_{ex - Ref}$  = precio ex refinería; PR = precio de referencia; MR= margen de refinación; PPT= precio pre - terminal; MT = margen de transportes por ductos; MOT = margen de transportes diferentes; PM<sub>y</sub> = Precio Mayorista; M<sub>y</sub> = margen mayorista; Mal = margen almacenaje; PMin = precio minorista; M<sub>min</sub> = margen minorista; IVA = impuesto al valor agregado.

Se utilizaba el precio promedio aritmético de las cotizaciones de los treinta (30) días anteriores para el Precio de Referencia del diesel oil y los precios promedio aritméticos de las cotizaciones de los noventa (90) días anteriores para los Precios de Referencia de los demás productos. Cuando el Precio de Referencia diario variaba en 5% respecto al Precio de referencia base, positivamente o negativamente, se cambiaba el Precio de Referencia, utilizando el tipo de cambio del día anterior.

Cuando se implementó el mecanismo de fijación de precios, claramente estaba ligado a las variaciones del Golfo de México, entonces cada vez que allí surgían cambios, necesariamente en el país se registraban cambios, claro está que estos cambios podían ser

positivos o negativos. Los problemas en su aplicación llegaron cuando los precios internacionales empezaron a subir de manera sostenida y las variaciones del tipo de cambio, que repercutían en la variación del precio al consumidor.

En una primera instancia, se estableció una cuenta entre el Estado y las refinerías, cuando el precio de referencia subía le generaba una deuda al Estado, cuando el precio de referencia descendía le generaba un beneficio al Estado, de tal forma de mantener el precio final al consumidor estabilizado. De ahí en adelante, el mantener el precio de los productos de los hidrocarburos regulados, en particular el diesel oil, la gasolina especial y el GLP, se volvió una política de Estado; a pesar de haber cambiado varios gobiernos desde la implementación del reglamento de precios de los productos regulados de hidrocarburos, los precios de los carburantes siempre han estado estabilizados salvo pequeñas variaciones que generaron conflictos sociales muy severos en el país. El tema de la creación de una cuenta con las refinerías trajo consigo problemas de administración, ya que ésta generaba intereses y al final eran más las alzas que las reducciones de precio, de tal forma que el Estado quedaba deudor.

También por aquel tiempo, se presentó la posibilidad de utilizar opciones a futuro, para garantizar un precio estable para el diesel oil y la gasolina especial, este mecanismo moderno y ampliamente utilizado en otros países, no se implementó, porque las normas y sistemas de control en Bolivia no están adecuadas para éstas operaciones.

Otro mecanismo que se utilizó para amortiguar el impacto del incremento de los precios internacionales del petróleo y sus derivados, fue el de modificar la variación porcentual. El cambio de precio de referencia base no se produciría ante la variación positiva o negativa del 5%, sino de un porcentaje mayor, es decir 7% o 10%. Claramente estas medidas eran transitorias, siempre se suponía que el precio del petróleo volvería a sus cotizaciones normales y no tuviera ese comportamiento explosivo de los últimos años. Pero ello no ocurrió, el precio siguió subiendo y entonces se modificaron los promedios de las cotizaciones, ya no se utilizó 30 o 90 días, sino 365 días. El utilizar un promedio mayor obviamente hacía descender el precio que se utilizara como precio de referencia, ya que las cotizaciones altas con las bajas se promedian, es decir la curva se hace más plana.

Dentro del contrato de privatización de las empresas y refinerías que fueron vendidas a la Empresa Boliviana de Refinación, más tarde Petrobrás Refinación, figuraban una serie de normas en el que se incluía el Reglamento de Precios de Productos Regulados de Hidrocarburos. Para evitar que las refinerías sostengan que se estaba violando la seguridad jurídica, no se movía cualquier aspecto de fondo del reglamento. Luego de haber ensayado varias formas de estabilización de los precios finales de los hidrocarburos, en particular el diesel oil y la gasolina especial, nació la idea de estabilizar los precios moviendo el IEHD; si se ve la ecuación 2, la proporción en que varía el precio de referencia puede ser absorbida por el IEHD. Este mecanismo se mantuvo hasta después de la era de privatización y capitalización de los hidrocarburos.

Pero el precio del petróleo y sus derivados a nivel internacional continuaron subiendo y llegó un momento en que el manejo del IEHD llegó a su tope, como instrumento de estabilización de precios. Ello obligaría a repensar la metodología de cálculo de los precios de productos derivados de los hidrocarburos, para finalmente acabar desvinculado al mercado internacional y la fijación de un precio base de referencia en el tope de la banda del petróleo crudo comercializado en el país de 27.11 \$us/Bbl.

Mas tarde se decidió que la determinación de los precios internos de los carburantes ya no estarían vinculados al mercado internacional, el país se fijaría un propio precio de referencia. Esta medida además eliminaba el margen de refinación internacional y quedando la actividad de refinación sólo con el margen nacional.

$$P_{ex - Ref} = PR + MR + DP + MC + IVA \quad (5)$$

$$PPT = P_{ex - Ref} + MT + MOT + IEHD + IVA \quad (6)$$

$$PM_y = PPT + M_y + Mal + IVA \quad (7)$$

$$PMin = PM_y + M_{min} + IVA \quad (8)$$

$P_{ex - Ref}$  = precio ex refinería; PR = precio de referencia; MR= margen de refinación; DP = diferencial de precios; MC = margen de compensación; PPT= precio pre - terminal; MT = margen de transportes por ductos; MOT = margen de transportes diferentes; PM<sub>y</sub> = Precio Mayorista; M<sub>y</sub> = margen mayorista; Mal = margen almacenaje; PMin = precio minorista; Mmin = margen minorista, IVA = impuesto al valor agregado.

Otro aspecto importante de la desvinculación al mercado internacional, es que el precio de referencia no estaba sujeto a una variación del 5 +/- por ciento u otro, como lo estaba en la anterior metodología. En ésta nueva metodología, se establecen además del margen de refinación, el margen de compensación y el diferencial de ingresos. Entonces, nuevamente la actividad de refinación recibe mayores márgenes de operación que superan ampliamente los parámetros internacionales.

### 1.3 El Subsidio al GLP

Luego del proceso de capitalización y privatización de los activos y la actividad hidrocarburífera, surgieron varios emprendimientos privados en el downstream, como son las engarradoras de GLP. Si bien existía en el país un parque industrial de engarradoras bastante extendido, éstas no se pudieron privatizar porque el GLP era subsidiado y las instalaciones eran obsoletas y renovarlas requerían de inversiones, más al contrario permitió que el sector privado nacional realice emprendimientos en varias localidades del país, claro está, los mercados de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz han sido los requeridos.

Como es conocido, el GLP se produce en refinerías y también se extrae de la corriente del gas natural a través de las plantas de separación. La refinería produce más butano que propano y de la corriente del gas natural, se extrae más propano que butano. En términos comerciales, el butano tiene más cotización que el propano, porque el butano tiene más poder calorífico.

En Bolivia, como precio de referencia para el GLP se utilizan las cotizaciones del propano y butano del Mont Belvieu (MBV). Pues bien, paralelamente al incremento del precio internacional del petróleo, también se incremento el precio del GLP, como se quería mantener el precio final al consumidor estabilizado, se tuvo que subsidiar.

Dentro de la cadena de precio está el IEHD y como lo señalamos anteriormente, éste se convirtió en instrumento de estabilización del precio final de los productos regulados de hidrocarburos, en particular del diesel oil y la gasolina. Pero en el caso del GLP, el IEHD era cero, entonces se empezó a subsidiar el GLP otorgando notas de crédito fiscal a las refinerías y a las engarradoras en el caso del GLP que provenía de plantas. Este subsidio en la cadena de precios teórica (ver ecuaciones 1 al 4), se calculaba haciendo negativo el margen de refinación, porque las refinerías no percibían este ingreso.

En el caso del GLP de plantas, la situación era diferente. Los engarradores debían comprar el GLP de los productores a precios de mercado y vender la producción a precios establecidos por la SH. Recordemos que la SH fijaba precios máximos y no así precios fijos, aunque en la práctica, la mayoría comercializaba los productos en el nivel superior.

A medida que el precio del MVB subía, con la finalidad de mantener el precio final estabilizado, los engarradores debían vender el GLP a precio regulado, la diferencia debería ser cubierta con el subsidio Estatal a través de notas de crédito fiscal; como siempre existe un rezago para la emisión de las notas fiscales, a medida que el precio internacional de MBV se incrementaba, las engarradoras necesitaban de más capital de operaciones para cubrir sus operaciones. Más tarde, el gobierno fijaría para la determinación del precio en la cadena el precio de referencia del GLP en 16.91 \$us /Bbl. Esto permitió estabilizar las operaciones las operaciones de los engarradores, ya que su principal costos, el costo de la materia prima, ya no variaba conforme se movía la cotización internacional del MVB.

Precisamente, donde era limitada la metodología de precios de productos derivados de hidrocarburos, era para el GLP de plantas, porque tenía una cadena de precios diferentes y no necesariamente la señalada para el GLP provenientes de refinerías. Los engarradores compraban el GLP a los productores en términos comerciales diferentes al precio pre – terminal. Más tarde se fijaría que el precio de compra venta sea a precio ex – planta, aunque en la determinación del precio final se consideraba los demás márgenes, porque comercialmente los costos de transporte en algunos casos los cubría el productor y en otros no y los engarradores no incurrían en gastos de almacenaje.

$$P_{ex-Pl} = PR + IVA \quad (9)$$

$$PPTE = P_{ex-Pl} + D + S + MT + MOT + IVA \quad (10)$$

$$PMy = PPTE + Mal + My + IVA \quad (11)$$

$$P_{min} = Pmy + M_{min} + IVA \quad (12)$$

$P_{ex-Pl}$  = precio ex – planta;  $PPTE$  = precio pre terminal equivalente;  $D$  = descuento;  $S$  = subsidio;  $MT$  = margen de transportes;  $MOT$  = margen de otros transportes;  $Pmy$  = precio mayorista;  $Mal$  = margen de almacenaje;  $My$  = margen mayorista;  $P_{min}$  = precio minorista;  $M_{min}$  = margen minorista,  $IVA$  = impuesto al valor agregado.

Analizando las ecuaciones de la 9 a la 11, se puede concluir que no existieron mayores cambios y que la nueva metodología, lo que hace es que el subsidio y el descuento estén estabilizados y esto se debe a que el precio de referencia se fijo en un valor. Recordemos que en la anterior metodología el subsidio se lo calculaba a partir del margen de

refinería con signo negativo y el descuento se consideraba a momento de calcular el subsidio. En este sentido la esencia de la formación de los precios al consumidor final no ha cambiado.

#### 1.4 Sobre el Margen de Refinación y Otros

La actividad de refinación en sí no tenía regulación económica pero si varias regulaciones técnicas. Por las mismas características de la actividad, no era un mercado donde existían muchos operadores, inicialmente sólo existían las refinerías pertenecientes a YPF y que fueron privatizadas a un consorcio argentino - brasileño. Como el margen de refinación de diesel oil era bastante alto (ver cuadro 2), ello indujo a que aparezcan empresas pequeñas de refinación de petróleo, pequeñas porque sólo refinan diesel oil.

**Cuadro N° 2**  
**Márgenes establecidos en la cadena de precios \$us/Bbl**

Producto	Margen de refinación (1)	Transporte por ductos	Transportes diferentes	Margen de almacenamiento o engarrafado	Margen Mayorista	Margen Minorista
Gasolina especial	3,34	1,00	0,72	0,74	1,50	3,65
Gasolina premium	24,5	1,00	0,48	2,3	1,50	3,65
Gasolina de aviación	15,56	1,00	0,48	2,3	1,50	3,64
Jet Fuel nacional	6,55	1,00	0,67	0,74	1,50	
Jet Fuel internacional	9,02	1,00	0,67	0,74	1,50	
Kerosene	3,3	1,00	0,48	2,3	1,50	0,71
Diesel Oil	29,17	1,00	1,53	0,74	1,50	3,04
Fuel Oil	18,27	1,00	0,48	2,3	1,50	
GLP	-7,82	1,00	0,48	0,3818	3,17	0,5265

Fuente: Decreto Supremo 24914

(1) Incluye el margen fijo

Si vemos el cuadro N° 2, que eran los márgenes vigentes en reglamento de precios, cuando las principales refinerías pertenecían aún al Estado. El margen de refinación de diesel oil era de 29.17 \$us/Bbl mientras que sus cortes sustitutos como son el jet fuel o el kerosene eran bastante bajos. Una primera idea, sería considerar que con el margen de refinación tal alto para el diesel oil, la producción de la refinería debería estar sesgada hacia la producción de diesel oil, sin embargo ello tiene sus limitaciones técnicas, la producción depende de la calidad del crudo y del diseño de las refinerías. Como se mencionó anteriormente, las refinerías estaban diseñadas para el tipo de petróleo que se producía en el país, un petróleo liviano apto para producir gasolinas más que diesel oil. La idea que existe una flexibilidad para decidir producir más gasolina en lugar de diesel o viceversa hay que descartarla.

Aún más, si nos detenemos a analizar con mayor detalle la fila del margen de refinación, vemos que el GLP tiene un margen negativo, por más que la producción de GLP dentro una refinería sea un proceso residual, no quiere decir que no tenga valor. No nos olvidemos que los valores señalados en el cuadro N° 2, para el GLP, eran valores anteriores al momento en que se empezó a subsidiar el GLP para el mercado interno. Tampoco está claro, porque el margen de refinación del jet fuel destinado al mercado interno es diferente al jet fuel destinado a vuelos internacionales, ya que la producción es la misma. Estos aspectos nos muestran que la cadena de precios, que se obtiene a partir del reglamento de precios de

productos derivados de hidrocarburos, es teórica y no necesariamente respondían a la realidad.

**Cuadro No. 3**  
**Márgenes Establecidos en la Cadena de Precios \$us/Bbl**

Producto	Margen de refinación (1)	Transporte por ductos	Transportes diferentes	Margen de almacenamiento o engarrafado	Margen Mayorista	Margen Minorista
Gasolina especial	2,94	1,05	0,75	0,77	1,58	3,78
Gasolina premium	7,81	0,04	0,51	2,38	1,64	3,78
Gasolina de aviación	28,94		0,49	2,38	1,64	3,78
Jet Fuel nacional	3,63	1,05	0,7	0,77	1,58	
Jet Fuel internacional	4,84	1,05	0,7	0,77	1,58	
Kerosene	4,46	1,04	0,51	2,38	1,64	0,74
Diesel Oil	10,13	1,07	1,57	0,77	1,58	3,15
Fuel Oil	13,42	1,04	0,51	2,38	1,64	
GLP	4,43	1,04	0,51	0,3955	3,64	0,5453

Fuente: Decreto Supremo 25530

(1) Mediante Ley No. 1981 se fusiona el margen fijo con el IDHD

Poco antes de transferirse las refinerías al sector privado se modificaron los márgenes, conforme al cuadro N° 3. En la información se puede observar que los márgenes de refinación descienden, pero los otros márgenes crecieron. En estos nuevos valores, si bien desaparecen algunas contradicciones en los valores, pero no se eliminan.

La reglamentación que acompañó la liberalización de los mercados de hidrocarburos, preveían una corrección a los márgenes de refinación, del margen del transporte por ductos y del margen de transportes diferentes, en la cadena de precios. Mediante la ecuación 13, se debería ajustar el margen de refinación dentro de la cadena de precios, una vez que la actividad y los activos estén en manos del sector privado.

$$MR_1 = MR_0 * \left[ 1 - \left[ \frac{PPQC - PPAC}{PPQC * 3} \right] \right] \quad (13)$$

MR<sub>1</sub> = Nuevo margen de refinería; MR<sub>0</sub> = Margen de refinería en vigencia; PPAC = Promedio aritmético del máximo y del mínimo del día del precio de referencia del petróleo WTI de los 365 días calendario inmediatamente anteriores; PPQC = promedio aritmético del precio promedio mensual del WTI, de los 5 años inmediatamente anteriores.

El margen de transporte por poliductos dentro de la cadena de precios, debería ser actualizado conforme a la ecuación 14.

$$MTP = \frac{[VTP_0 * (1 + PVTP)] * TTP}{TVC_0 * (1 + PTVC)} \quad (14)$$

MTP = Nuevo margen de transporte por poliductos; VTP<sub>0</sub> = Volumen total de productos regulados transportado en el periodo anterior; PVTP = Promedio aritmético del crecimiento porcentual anual de los volúmenes de productos regulados transportados por poliductos en los 2 años inmediatamente anteriores; TTP = Tarifa de transporte por

poliductos vigente sin IVA;  $TVC_0$  = Volumen total de productos regulados comercializado en el año anterior;  $PTVC$  = Promedio aritmético del crecimiento porcentual anual del total de los volúmenes de productos regulados comercializados en los 2 años inmediatamente anteriores.

Finalmente, para el ajuste del margen de transportes diferentes dentro de la cadena de precios, se estableció la ecuación 15.

$$MTD = \frac{CTTD * (1 + IP)}{TVC_0 * (1 + PTVC)} \quad (15)$$

$MTD$  = Margen de transporte diferentes;  $CTTD$  = Costo total anual de transportes diferentes sin IVA;  $IP$  = Inflación promedio anual del boliviano registrada en los 2 años anteriores;  $TVC_0$  = volumen total de productos regulados comercializados en el año anterior;  $PTVC$  = Promedio aritmético del crecimiento porcentual anual del total de los volúmenes de productos regulados comercializados en los 2 años inmediatamente anteriores.

Volviendo al tema del margen de refinación, si analizamos la ecuación 9, el nuevo margen de refinación dependía básicamente del comportamiento del WTI.

$$MR_0 - MR_0 \left[ \frac{PPQC - PPAC}{PPQC * 3} \right] \quad (16)$$

$$MR_0 - MR_0 [F] \quad (17)$$

Si  $F > 0$  entonces  $MR_1 < MR_0$ ,

Si  $F < 0$  entonces  $MR_1 > MR_0$ ,

Si  $F = 0$  entonces  $MR_1 = MR_0$

Por la evolución de los precios de los últimos años, era de esperar que el margen de refinación de cada año, sea siempre mayor, porque  $PPAC > PPQC$ . El margen de refinación estaba ajustado a variaciones del WTI, porque es el principal costo que tienen las refinerías. Aunque nuevamente se volvió a cuestionar el valor de los márgenes de refinación, el cómo se había obtenido éstos valores y si reflejaban efectivamente las condiciones técnicas de las refinerías bolivianas.

La metodología de actualización de los márgenes de refinería y de otros márgenes eran parte de las tareas anuales de la SH, pero los cálculos previstos elevaban los márgenes por razones asociadas a las variables, ello necesariamente conducía a una elevación de los precios finales. Claro está, siempre ha prevalecido la idea que los precios finales de los hidrocarburos deberían permanecer estabilizados, entonces nuevamente se presentaba un problema, el incremento constante del precio de referencia, el tipo de cambio y ahora la corrección de los márgenes hacían incrementar los precios finales, entonces había que utilizar el IEHD como amortiguador de precios, absorbiendo el incremento de los márgenes. En muchos casos el margen del IEHD no alcanzaba, en esos casos se tuvo que suspender la aplicación de la actualización de los márgenes y claro, salieron los cuestionamientos a la fortaleza de la metodología de los precios regulados de hidrocarburos.

Uno de los primeros cuestionamientos al cálculo de los precios de los hidrocarburos regulados en el mercado interno es que no reflejaba las condiciones del mercado. En la formación de los precios internos, no se utilizaba el petróleo crudo como referencia, sino productos terminados, que obviamente incluían un margen de refinación, es decir que la cadena de precios tenía un margen internacional y un margen nacional de refinación.

Los precios finales al consumidor podían financiar los márgenes de comercialización, transporte y almacenaje, pero además, dos márgenes de refinación, entonces surgió la interrogante, a qué precio compraba la refinería el petróleo crudo. Los contratos de abastecimiento eran libres y no existía una restricción como en el gas natural que previamente se debería atender el mercado interno.

Los primeros contratos de abastecimiento de petróleo crudo eran a WTI, más tarde algunos tenían alguna corrección de WTI-1. Luego que el ente regulador realizara una investigación a las empresas productoras y refinadoras por posibles prácticas anticompetitivas, ya que las empresas comercializaban en el mercado interno el petróleo crudo a precio internacional y el petróleo crudo enviado al mercado internacional también tenía como referencia el precio internacional pero era ajustado por un factor de calidad, en desventaja para el mercado interno, por el cual, el ente regulador fijo un precio mientras se investigaba la posibles prácticas anticompetitivas (Mesa, 2008). Entonces, durante los primeros años de la capitalización y privatización de las empresas refinadoras en el país, los consumidores bolivianos pagaron el petróleo a un precio del Golfo de México, pero el petróleo crudo destinado a mercados externos tenía menor cotización.

Si los productores sólo se quedaban con una parte del valor de la producción, entonces los que se quedaban con los otros ingresos eran las refinerías a través de los márgenes de refinación nacional e internacional. Más aún, si los productos derivados a nivel internacional son los precios de referencia para la determinación de los precios en el mercado interno, en Bolivia se determinaban los precios de los derivados en el mercado interno como si se los importara.

Considerando la reglamentación y las características de la actividad de refinación en el país, se puede obtener el margen de refinación. Es conocido el precio a que comercializan las refinerías su producción, que es a precio pre – terminal; sin embargo a este precio se incluyen los costos de otros transportes y el IEHD, por ello éstas variables las aislamos, por el momento. En segundo lugar, se conoce el volumen de producción de los diferentes cortes, tanto de la producción que está regulada como la que no está regulada.

$$IT = \sum_{i=1}^n PR_i * Vol_i + \sum_{j=1}^m PC_j * Vol_j \quad (18)$$

Donde: i = es el producto regulado; j = es el producto no regulado; Vol<sub>i</sub> = volumen de la producción regulada; Vol<sub>j</sub> = volumen de la producción no regulada; PR<sub>i</sub> = precio de referencia de cada producto regulado; PC<sub>j</sub> = precio de comercialización de la producción no regulada; IT = ingresos brutos totales.

A igual que toda empresa, las refinerías tienen costos. Según sea la clasificación, por costos directos e indirectos, fijos o variables, el resultado siempre va a ser el mismo. Para la actividad de refinación, es indudable al igual que toda actividad industrial se necesita tener una contabilidad de costos, para saber los costos de cada uno de los procesos dentro de la

refinería, pero para efectos de cálculo del margen de refinación, sólo se necesita conocer los costos de manera agregada.

$$CT = \sum_{i=1}^n CF_i + (WTI - x) * Vol_p + \sum_{j=1}^m CV_j \quad (19)$$

Donde CT = costos totales; CF<sub>i</sub> = costos fijo i; WTI - x = el precio del petróleo crudo corregido por un factor de descuento; Vol<sub>p</sub> = volumen de petróleo; CV<sub>i</sub> = costo variable i.

Asumiendo que el costo fijo es constante (A) y que no existen otros costos variables relevantes, la ecuación 20 muestra que el principal costo que tiene la refinería es la materia prima, el costo del petróleo crudo.

$$CT = A + (WTI - x) * Vol_p \quad (20)$$

Para obtener el margen de refinación lo que se hace es restar a los ingresos los costos y dividirlos entre el valor de los barriles refinados, de tal forma de obtener el margen de refinación bruto en dólares por barril.

$$MR = \frac{IT - CT}{(WTI - x) * Vol_p} \quad (21)$$

Una de las primera ideas para corregir la metodología de precios, fue el reducir el margen de refinación interno a cero y el precio del petróleo en el mercado interno se fijaría en WTI - 4.5 \$us /Bbl. Entonces, si bien las refinerías percibirían menos ingresos por el descenso del margen de refinación interno, tenían el margen de refinación internacional y el precio de la materia prima sería mucho más barato.

Al poco tiempo, la metodología descrita arriba, sería modificada, no sólo se devolvería el valor del margen a la refinación, sino que ahora compraba el petróleo más barato y además tenía ingresos adicionales por la producción de diesel oil, ya que se habían creado incentivos a la producción de diesel oil, tanto para las refinerías pequeñas como para las grandes.

En una primera instancia, el incentivo retribuía según la carga y el tamaño de la refinería de 3.36 \$us /Bbl para las refinerías que procesaban más de 20.000 Bbld y de 4.95 \$us /Bbl para aquellas refinerías que producían menos de 20.000 Bbld. Esta medida creaba un incentivo a la atomización de la actividad de refinación, ya que cuanto más pequeña más utilidad y castiga a las refinerías grandes, porque cuando más volumen es refinado se recibe menos incentivos.

Finalmente, se decidió que el margen de refinación se calcularía a través de un modelo de optimización, en otras palabras se aplicaría una regulación a través de un modelo de empresa eficiente. Este estilo de regulación, que tiene fuerte fundamento matemático y de procesos industriales, si bien puede emular un proceso de una refinería dada ciertas condiciones técnicas, no lo puede hacer completamente.

La regulación vía un modelo de empresa eficiente u modelo de optimización, tiene otras dificultades paralelas, como la capacitación de los técnicos en el manejo del modelo,

que en lugar de sustentarse en información y conocimiento de la industria, es más relevante el conocimiento matemático e informático. La primera aplicación del modelo de optimización, produjo que el margen de refinación sea de 4.81 \$us /Bbl que se aplicaría para todos los productos regulados a excepción del GLP de plantas que sería de -3.10 \$us/Bbl.

Como el precio internacional del petróleo seguía creciendo y el precio en el mercado nacional estaba estabilizado, apareció una nueva distorsión que hacía más atractiva la venta del crudo reconstituido (RECON) a mercados foráneos que el margen de refinación interno. Esta distorsión entre los ingresos y gastos de la actividad de refinación duraría inclusive durante los primeros meses de la nacionalización.

## 1.5 Sobre la Tarifa de Transporte por Ductos

Una de las tareas más importantes encomendadas a la SH, fue la regulación económica a la actividad de transporte por ductos, aunque no se debe minimizar el papel de las regulaciones técnicas que superaban con creces a las actividades económicas. Era un reto para la nueva institución, porque en el país no había tradición de regulación económica en la actividad de transporte por ductos, algo muy diferente, por ejemplo en electricidad, donde si existían normas de regulación económica para el sector, claro está, eran normas incompletas y respondían a otra etapa histórica del país.

La actividad de transporte por ductos no tiene un sustituto perfecto para el gas natural, es más, se constituye en una facilidad esencial para la comercialización de gas natural. En el caso de los líquidos, no existe otro sistema de transporte que maneje grandes volúmenes a bajo costo y menor tiempo. Además, la actividad de transporte por ductos es un monopolio natural y es una actividad donde existen costos hundidos muy importantes.

La unidad capitalizada de transporte de YPF fue a constituir Transredes, ésta empresa tenía 4 concesiones extraordinarias. Las concesiones eran para el mercado interno y para el mercado de exportación, tanto de gas y de líquidos. Más tarde la SH otorgaría otras concesiones y licencias, éstas últimas no estaban sujetas a regulación económica, es decir no tenían tarifas ni estaban sujetas al libre acceso. Es importante resaltar que el gasoducto Bolivia - Brasil, producto de los acuerdos binacionales entre los gobiernos de Bolivia y Brasil, no estaba sujeto a regulación económica y la normativa permitía que la SH otorgue una concesión extraordinaria.

Las primeras regulaciones establecieron un periodo transitorio de 4 años para el sistema de transporte por ductos para que pase plenamente al sector privado, para ello se determinaron 2 medidas importantes, por un lado, la fijación de tarifas transitorias y por otro lado, la fijación de una cuenta diferida. Con la finalidad de incentivar a que se realicen inversiones en expansión en el sistema de transporte, se estableció una cuenta diferida.

La cuenta diferida registraba los costos de operación (OPEX) asociados a los gastos de capital (CAPEX) de inversiones nuevas, retribuyéndosele una tasa de retorno. También la cuenta diferida acumulaba los superávits o déficits de los ingresos respecto a los proyectados. Al final del periodo transitorio, la cuenta diferida era por un monto similar al que se pago por la parte societaria de la unidad de transporte capitalizada de YPF.

$$t = \frac{O + D + F + I + (r * p * b)}{V} \quad (22)$$

O = costos operativos anuales; D = depreciación anual de los activos; F = costos financieros anuales de la deuda; I = impuestos; r = tasa máxima de retorno sobre el patrimonio; p = porcentaje del patrimonio en relación al capital total; b = saldo de los activos fijos totales no depreciados, V = volumen anual transportado.

Una de las tareas del regulador es determinar el nivel de las tarifas que deben pagar quienes consumen los servicios de las empresas reguladas, por ello el nivel de tarifas autorizado por el regulador permite el funcionamiento de las empresas reguladas y de forma simultánea evita que éstas tengan beneficios extraordinarios que disminuyan el excedente de los consumidores. Uno de los principales problemas que presenta un monopolio natural es que el nivel de precios que hace máximo el excedente del consumidor, puede ocasionar pérdidas al monopolio, por esta razón el regulador establece tarifas que cubran los costes del monopolio aunque resulten superiores al coste marginal con el objetivo de hacer máximo el excedente del consumidor.

Otro objetivo del regulador es también aprobar la estructura de las tarifas, distinguiendo precios y aplicando tarifas diferentes según cada tipo de consumidores, niveles de consumo, zonas geográficas o períodos de demanda, aunque en el caso del transporte por ductos, el criterio era la tarifa estampilla en lugar de tarifas por distancia; tarifas que las tiene el gasoducto Bolivia – Brasil. Por ello, todos los volúmenes adicionales que se transporten en proyectos nuevos, van a compartir la tarifa del mercado en lugar de ser sólo tarifas incrementales. Aunque más tarde ésta regla sería modificada con la aparición de tarifas distinguo razonable.

Se debe considerar que casi todos los servicios concesionados requieren inversiones elevadas en infraestructura que condicionan o limitan la capacidad de producción para satisfacer un nivel de demanda que suele ser estacional e incierto tanto en el corto como en el largo plazo, por ello las tarifas deben ser señales que dirijan a las empresas de servicio público, para que planifiquen sus inversiones de manera que puedan responder a un incremento de la demanda en el corto y largo plazo.

El tipo de regulación para la actividad es vía tasa de retorno, ya que el Estado garantizaba una tasa de retorno a las inversiones realizadas. Esta metodología busca que se expanda el sistema de transporte, hasta llegar a ser un sistema maduro y donde probablemente a futuro todos sus costos hundidos estén cubiertos. Ahora bien, la regulación vía tasa de retorno tiene sus beneficios y costos, pero sobretodo crea incentivos perversos. Como existe una tasa garantizada de retorno a la inversión, las empresas tienden a sobreinvertir.

Las primeras reglamentaciones fijaban como metodología para determinar la tarifa, el costo del servicio, lo cual era compatible con la metodología establecida en la cuenta diferida. Pero de forma no muy clara se establecida una tarifa de largo plazo y éstas eran tarifas flujo de caja.

El cuadro 4, nos muestra las diferentes tarifas transitorias que se establecieron para las concesiones que se dieron a la unidad capitalizada de transporte de YPFB, pero además se fijo una tarifa de transporte transitoria para los poliductos. Los poliductos fueron vendidos a la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB).

**Cuadro No. 4**  
**Tarifas Transitorias**

Gasoductos mercado interno	0,41 \$us/MPC
Gasoductos exportación a Argentina	0,18 \$us/MPC
Oleoductos de exportación Huayñacota - Sica-Sica - Arica	1,55 \$us/Bbl
Oleoductos mercado interno	1,05 \$us/Bbl
Poliductos internos	1,19 \$us/Bbl

Fuente: Decreto Supremo 24398

Sólo existían pocas tarifas transitorias, porque las tarifas eran estampilla. La tarifa es la misma independientemente sea la distancia. La tarifa estampilla es hasta donde llega el sistema de transporte por ductos. La no comprensión del concepto de tarifa estampilla llevo a confundir que el concepto estaba asociado a todo el territorio nacional, no cual no necesariamente es cierto.

Las tarifas para el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos eran obtenidas a través del flujo de caja, pero éstas no tenían complejidades, en la medida en que las tarifas del mercado externo no subsidian al mercado interno.

Luego de finalizado el periodo transitorio, la determinación de las tarifas del mercado interno para transporte de gas natural se habían modificado bastante, porque el mercado externo debería subsidiar el mercado interno, la tarifa del mercado interno del transporte del gas natural debería mantenerse en 0,41 \$us /MPC y se debería pagar la cuenta diferida.

$$TFC_{MI} = 0.41 \$us / MPC = TB + SCD \quad (23)$$

$$TFC_{ME} = TB + TEMI + SCD \quad (24)$$

$TFC_{MI}$  = Tarifa mercado interno;  $TFC_{ME}$  = Tarifa mercado de exportación; TB = tarifa base obtenida a través del flujo de caja; SCD = sobrecargo cuenta diferida; TEMI = tarifa económica mercado interno.

Las ecuaciones 23 y 24, son las ecuaciones para determinar las tarifas del transporte de gas natural. Ambas ecuaciones incluyen el repago de la cuenta diferida y en el caso de la tarifa del mercado de exportación esta el TEMI, que es la parte de la tarifa del mercado externo que se subsidia al mercado interno.

El subsidio es la diferencia entre la tarifa económica del mercado interno y el 0.41 \$us /MPC sin SCD. Este subsidio es cubierto en parte por los cargadores hasta 0.03 \$us /MPC, denominado TEMIN. La diferencia entre el TEMI y el TEMIN es lo faltante que se tiene que cubrir con otros ingresos.

La parte de la tarifa que incluye el sobrecargo de la cuenta diferida, se obtuvo de dividir el monto de la cuenta diferida entre el volumen de gas natural transportado, ambos descontados a una tasa anual al valor promedio ponderado del costo de capital del transportista. Esta cuenta debe pagarse en un plazo no mayor a 20 años o hasta que la cuenta diferida sea igual a cero.

Como resultado de una auditoria externa de la cuenta diferida las tarifas aprobadas a la conclusión del periodo transitorio, se modificaron, subiendo la tarifa de exportación de gas natural. Pero no sólo subieron una vez sino varias veces por diferentes motivos asociados al

CAPEX o al OPEX (en menos de 2 años ya se habían modificado 5 veces las tarifas). Pero estas correcciones por periodos cortos, lo que hacían en la práctica es desvirtuar la metodología flujo de caja y convirtiéndose un híbrido, muy probable, el flujo de caja se quedo en el CAPEX y el costo de servicio en el OPEX.

**Cuadro No. 5**  
**Tarifas Aprobadas luego del Periodo Transitorio**

	Tasas vigentes desde 17/Mayo/2001 (c/IVA) \$us./MPC/bbl	Tasas vigentes desde 01/Enero/2002 (c/IVA) \$us./MPC/bbl	Tasas vigentes desde 01/Febrero/2002 (c/IVA) \$us./MPC/bbl	Tasas vigentes desde 10/Abril/2002 (c/IVA) \$us./MPC/bbl	Tasas vigentes desde 01/Octubre/2002 (c/IVA) \$us./MPC/bbl
<b>Tarifas Gas, Mercado Externo</b>					
Tarifa Base	0,1635	0,1600	0,1750	0,1765	0,1766
Tarifa SCD	0,0313	0,0361	0,0402	0,0405	0,0405
Tarifa TEMI	0,0257	0,0274	0,0311	0,0311	0,0311
Total Tarifa Base	0,2205	0,2315	0,2472	0,2481	0,2482
<b>Tarifas Gas, Mercado Interno</b>					
Tarifa Base	0,3787	0,3739	0,3698	0,3696	0,3696
Tarifa SCD	0,0313	0,0361	0,0402	0,0405	0,0405
Total Tarifa Base	0,4100	0,4100	0,4100	0,4100	0,4100
Tarifa Base Mercado Interno	0,5649	0,5726	0,5940	0,5940	0,5940
<b>Tarifas Líquidos Exportación</b>					
Total Tarifa Base	2,3100	2,2700	2,3300	2,3300	1,3300
<b>Tarifas Líquidos Mercado Interno</b>					
Total Tarifa Base	2,4600	2,4200	2,4900	2,4800	2,4800

A nivel técnico también se presentaron otros problemas diferentes, al comienzo se suponía aunque ninguna norma lo señala, que la frontera en el caso del gas natural era Río Grande; sin embargo, se fueron desarrollando otros proyectos importantes más allá de la región. Esto significó un nuevo problema para el ente regulador, pues por concesiones para el mercado externo se estaba descolgando volúmenes para el mercado interno, sobretodo en rutas de Santa Cruz a Brasil. Esto necesariamente implicaba modificaciones al reglamento y una revisión a cómo se calcularían las nuevas tarifas.

Al existir una tarifa estampilla pero sobretodo porque el costo del servicio de transporte del mercado interno era subsidiado por el mercado externo, es que todo proyecto nuevo ya sea ampliación de un sistema en particular u otro, deberían compartir los costos y beneficios con los demás (rolled in); si por el contrario se permitiera que cada tarifa de cada ampliación sea propio del proyecto sea incremental (surcharge) al sistema de transporte, los que asumirían los costos más altos eran los primeros en entrar.

Cuando paralelamente al Yabog de propiedad de Transredes, la empresa Petrobrás había solicitado la concesión de un gasoducto denominado Gasyrg, traería un problema interesante en la regulación, no porque significaba que se estaba rompiendo el monopolio en ese tramo del sistema de transporte de Transredes, sino cómo se determinaría la tarifa de este nuevo gasoducto. El regulador debería cuidar de no perjudicar el sistema de transporte de Transredes porque los volúmenes hacia el mercado extranjero subsidiaban el mercado interno, pero además no podrían desviarse volúmenes del GSA sino es con una penalidad. Una decisión hubiera sido rechazar la solicitud de Petrobrás y ampliar la capacidad de Transredes, pero no era lo previsible porque a largo plazo con los nuevos volúmenes ambos

gasoductos estarían ocupados. El regulador permitió la construcción del Gasyrg, aprobó una tarifa que no perjudique el otro sistema de transporte y su regulación era a favor del libre mercado que a la concentración.

## **1.6 Información Financiera**

Una de las tareas importantes que llevaba la SH, era el aprobar los presupuestos ejecutados y planificados de las compañías de transporte por ductos. Los presupuestos planificados permitían ver las actividades que se iban a realizar en expansión del sistema, en continuidad del servicio y en administración e informática, además permitían calcular el nivel de ejecución anual de los presupuestos. Por otro lado, los presupuestados ejecutados que se presentaban en cada gestión deberían incluir todos los gastos efectivamente realizados, la SH aprobaba los presupuestos ejecutados previa auditoria externa e independiente. Los niveles de OPEX y CAPEX de cada gestión deben responder al flujo de caja aprobado y cualquier excedente por encima o por debajo, debe sujetarse a lo establecido en la norma.

La auditoria externa independiente, aparentemente no debería llevar a mayores complejidades, pero en la práctica tuvo sus inconvenientes. Bolivia no es un país donde se tenga desarrollado el mercado de servicios empresariales y tal vez es pretensioso hablar de un mercado de servicios, existen unas pocas empresas de clase internacional que presten servicios de auditoria y las pocas que operan estaban ligadas a las empresas. Además, a ello debemos sumarle que no se tenía experiencia en auditorias regulatorias, que es diferente a las auditorias contables y financieras.

A pesar que las normativas establecen una auditoria externa independiente esto tiene sus desventajas, porque la SH no puede adquirir experiencia en el tema ni puede almacenar una base de datos históricos referenciales que se puedan utilizar como “benchmark” a futuro, porque cada auditor tiene criterios propios. Por el contrario, si fuera como otros entes reguladores como los ligados al sector financiero bancario, existe una planta de auditores que van adquiriendo conocimiento del sector y claro está, reduciendo las asimetrías de información, entre regulado y regulador, ya que las auditorias son recurrentes gestión tras gestión.

En las revisiones de los costos de cualquier modalidad de regulación, la información que necesita un regulador para conseguir que las empresas reguladas actúen de forma eficiente debe considerar la evolución de los costos y los motivos que hay detrás de estas variaciones. Si el regulador dispusiese de la información adecuada, se podría buscar una solución próxima al equilibrio competitivo, autorizando una tarifa que cubra el costo medio; sin embargo, la regulación en la práctica está lejos del mundo ideal con información perfecta.

Uno de los problemas que claramente se evidencio, es que existe asimetría de la información, claro está, las empresas disponen de toda la información pormenorizada a nivel individual y también de la industria, mientras que la SH sólo poseía una información parcial y general de la actividad. La empresa normalmente tiene mejor información que el regulador sobre la tecnología, la estructura de costos y las preferencias de los usuarios. Por ello, una de las principales tareas del regulador es hacer que el operador revele suficiente información para demostrar que no está abusando de su posición de monopolio.

Las empresas son organizaciones flexibles mientras que los entes reguladores, por su naturaleza estatal, son poco flexibles y están sujetas a regulaciones estatales ampulosas y

burocráticas. Además, no se debe olvidar que la actividad de transporte por ductos no era la actividad principal de varias empresas, sino la producción de hidrocarburos o era prestadora de servicios técnicos de mantenimiento. Compañías que operaban a la vez entre un sector regulado y otro no, registraban sus contabilidades conforme a norma, como centros de costos separados y se aplicaba el criterio de asignación de tiempo a los activos compartidos para determinar costos. Entonces, es un problema regular cuando la información es incompleta, es decir, cuando se desconocen los costos de las empresas.

## **1.7 Libre Acceso en el Transporte de Hidrocarburos por Ductos**

Los procesos de liberalización de las economías no son fáciles y construir una institucionalidad que garantice la libre competencia es importante. Al ser la actividad del transporte de hidrocarburos por ductos, una actividad monopólica el acceso a la red por parte de los usuarios es de mucha importancia, considerando que el gas natural para ser comercializado, necesariamente debe disponer de un medio de transporte.

En Bolivia el control del libre acceso al sistema de transporte de hidrocarburos por ductos, involucra primero al tipo de contrato y segundo a la disponibilidad de capacidad de transporte. Existen varias modalidades de contratos de transporte, en Bolivia sólo se usan dos tipos, un contrato de servicio en firme y un contrato de servicio interrumpible, además separados para cada concesión.

En un mercado libre, los contratos en firme aseguraban la capacidad en el ducto, mientras los contratos interrumpibles, no reservaban ningún derecho de capacidad y podían ser interrumpidos en cualquier momento. Así también, algunas tarifas eran binomiales, o sea compuestas por un cargo fijo y por otro variable. Estas tarifas estaban asociadas al servicio del transporte, cuando se tenía un contrato en firme y no se utilizaba el servicio de igual forma se pagaba el cargo fijo

Un contrato de servicio de transporte en firme para el mercado interno, no puede ser utilizado para un servicio de transporte de gas natural para exportación, es decir no había contratos híbridos, de otra forma sería difícil controlar los volúmenes contratados en firme para el mercado interno o para el mercado de exportación. Tampoco existían contratos híbridos para el servicio interrumpible. Pero además, los contratos en firme cumplían un papel fundamental, pues ellos eran garantía para solicitar financiamiento y poder expandir el sistema de transporte en una convocatoria abierta.

Se podía acceder al servicio de transporte de hidrocarburos por ductos, cuando existía capacidad y cuando era necesario ampliar la capacidad de transporte. En el primer caso, regía el criterio del primero en llegar es el primero en ser servido, por ello todos los solicitantes de servicio de transporte debían registrarse en la empresa transportista a tiempo de realizar su solicitud, ya sea en firme o interrumpible. Para evitar que la compañía transportadora pueda manipular la lista de registro, la SH obligaba a estas a llevar el registro en un libro separado por solicitudes, donde se señalaba claramente la hora y la fecha.

En el segundo caso, cuando no existía ya capacidad, la compañía transportadora debería realizar una convocatoria abierta para ampliar el sistema de transporte, por tramos donde no existe capacidad o para todo el sistema. Mediante esta convocatoria se podía conocer la demanda potencial, pero para que el transportista pueda empezar los trámites para la construcción de la ampliación debe contar con los contratos en firme respectivos.

Una convocatoria abierta, permite la ampliación del sistema de transporte de forme eficiente, ya que se evitan costos altos por sobreestimación que podrían repercutir en la tarifa. Aunque cabe recordar que a pesar que existía toda la reglamentación para expandir el sistema de transporte óptimamente, en la práctica tropezó con varios problemas.

Cuando las compañías de transporte solicitaban la presentación de contratos en firme, sobre todo a aquellos productores que tienen relaciones comerciales con las generadoras eléctricas, éstas se negaban a hacerlo, porque sostenían que la industria estaba sujeta fuertemente a la temporalidad y se negaba a firmar contratos en firme, porque las tarifas al consumidor final de electricidad no son plenamente flexibles, es decir que el costo del transporte se los transfiera al consumidor. Tampoco las empresas de transporte por ductos podían dejar de prestar el servicio aunque sólo existan contratos interrumpibles. Por ello, muchas ampliaciones a futuro se hicieron con demandas potenciales, como la ampliación del gasoducto al Altiplano (GAA).

Un aspecto importante que estaba ligado a los contratos en firme e interrumpible eran los Términos y Condiciones Generales del Servicio (TCGS), que se constituían en parte indivisible de los contratos. Pero el proceso de aprobación al igual que los contratos se regía por el procedimiento administrativo del SIRESE que en muchos casos incluían audiencias públicas sobre temas en los cuales cargadores y transportistas no estaban de acuerdo. Los TCGS incluían aspectos legales, técnicos, económicos, financieros y comerciales.

## **1.8 Defensa de la Competencia**

Un aspecto importante dentro de las atribuciones de las superintendencias sectoriales era el de la Defensa de la Competencia. El tema era nuevo en el país, de hecho muchos sectores económicos tienen a confundir el tema de Defensa de la Competencia con la Competencia Desleal, él tema es recurrente en toda economía, pero no estaba entre las atribuciones de la SH el atenderlos, es más, el Código de Comercio ya tipifica este hecho.

Existe una amplia gama de definiciones sobre lo que constituye la Defensa de la Competencia pero de forma general se puede señalar que son aquellas medidas que buscan proteger y promover la competencia en los mercados con un bien público intangible. El tema de la Defensa de la Competencia, vino paralelamente a la regulación, pero no en la misma proporción.

El tema de la Defensa de la Competencia, también nació en la región como parte de las políticas de libre mercado implementada y al igual que la regulación, cada país edificó sus instituciones respectivas con características propias. En el país no se elaboró una Ley de Defensa de la Competencia que abarque a toda la economía, como los usualmente existentes en la región, sino como parte de la norma SIRESE.

Ahora bien, las normas referidas a Defensa de la Competencia no eran completas en la Ley SIRESE, tenía los aspectos importantes referidos a abuso de posición dominante y de acuerdos anticompetitivos, pero el tema de las concentraciones era levemente tratado. Indudablemente la mayor falencia era la falta de sanciones por incumplimiento a las normas de Defensa de la Competencia y reglamentación apropiada para cada uno de los sectores. Ello desemboca en que algunas superintendencias sectoriales nunca tomen en cuenta la Defensa de la Competencia y en otras se ha mezclado la competencia con la regulación, no sólo a nivel operativo sino a nivel normativo. A pesar de ello, la SH llevó varios casos de

investigación por abuso de posición dominante o acuerdos competitivos, de hecho es la superintendencia sectorial con mas antecedentes sobre el tema.

Una investigación por abuso de posición dominante estuvo relacionada con ventas atadas. Quien tomaba el servicio de transporte de derivados por poliductos también debería tomar sus servicios de almacenaje, actividad que era libre de regulación económica. Esta conducta limitaba a que otras empresas puedan prestar el servicio de almacenaje comercial y por lo tanto estaba afectando la competencia y la contestabilidad del mercado de almacenaje. Por lo cual, emitió el ente de defensa de la competencia emitió una resolución para cesar la conducta.

En los últimos años, el país disponía de algunos excedentes de GLP que eran exportados a países vecinos como Paraguay y Perú, pero sus contratos eran restrictivos al libre comercio al margen de los acuerdos internacionales entre países, en perjuicio del mercado nacional, ya que se enviaba GLP a precio más bajo que en el mercado interno, pero además, en los contratos se prohibía la reexportación hacia Bolivia. Por lo cual, el ente regulador declaró los contratos nulos y la firma de nuevos contratos que no vulneren la competencia.

Tal vez la investigación por prácticas anticompetitivas más importante fue la realizada por abuso de posición dominante por partes de las empresas productoras de petróleo crudo. El tema empezó porque la refinería quería pagar un precio de WTI – 6 por barril de petróleo crudo, precio al que no estaban de acuerdo los principales productores de petróleo crudo. Por cual decidieron enviar su producción a Arica para su exportación. Indudablemente si las refinerías no tenían petróleo que procesar deberían parar y con ello desabastecer de carburantes el país. Ante el hecho de que se pudiera afectar la continuidad del servicio, la SH dictaminó una medida urgente, obligando a las empresas a abastecer de petróleo crudo a las refinerías e iniciar una investigación por posibles prácticas anticompetitivas.

En la investigación se pudo evidenciar que dos de los principales productores detentaban una posición dominante<sup>4</sup> en el mercado relevante y el precio al que exportaban el petróleo crudo era inferior al precio al que se vendían al mercado interno. Por lo cual, la SH determino el cese del abuso y estableció que el precio sea fijado con criterio de paridad de exportación, de tal forma que los consumidores nacionales no paguen un precio mayor que los consumidores foráneos ni tampoco las empresas se vean perjudicadas.

Más tarde los criterios de paridad de exportación e importación, se incluyeron en la Ley N° 3058 y las exportaciones de petróleo deberían aprobadas por la SH, actividad que continúa en la era de la nacionalización.

Una denuncia por acuerdos anticompetitivos, señalaba que los mayoristas de distribución de carburantes y en particular la que estaba ligada a la refinación imponían sus comisiones a los distribuidores minoristas de una forma coludida, tal actitud estaba afectando la competencia en el mercado relevante pero además afectaba a los comercializadores minoristas. La investigación mostró que no existía ningún acuerdo y las comisiones que cobraban los diferentes mayoristas eran diferentes tanto en monto como en la modalidad. Por lo cual, la SH calificó de improbadada la denuncia.

---

<sup>4</sup> En la Ley N° 1600 se entiende que una empresa o entidad tiene una posición dominante en el mercado, si como oferente o demandante de un determinado tipo de bienes o servicios regulados, es la única en el mercado o, cuando sin ser la única, no está expuesta a una competencia sustancial en el mismo.

## **2. La Estructura del Mercado y Regulación bajo la Ley N° 3058**

No es posible abstraerse de los acontecimientos políticos sociales previos a la modificación de la Ley N° 3058, que determinarían la finalización del ciclo político económico denominado neoliberal y además la ruptura del Estado del 52. Por lo cual la nueva Política de Hidrocarburos tendría como base: la recuperación de la soberanía del Estado en la cadena hidrocarburífera; la refundación de YPFB; el incremento de los ingresos petroleros del Estado (government take); y el uso racional del gas natural, priorizando el mercado interno, la industrialización y la exportación (Mesa, 2008).

A tiempo de elaborarse la Ley N° 3058, ya empezaron a masificarse las voces contra el SIRESE, pero más aún contra la SH. Primero, hasta ese momento muy pocos conocían las atribuciones y funciones de la SH y que las actividades del upstream no eran de su competencia sino de YPFB; y segundo, nunca se entendió la necesidad de independencia del SIRESE.

A finales de la Ley N° 1689 y aún vigente la independencia de los entes reguladores se le fue limitando por aspectos administrativos y financieros, pero la reducción de salarios en estas instituciones empezó a afectar la institucionalidad, ya que muchos profesionales capacitados por el Estado boliviano dejaron el SIRESE con rumbo al sector privado nacional y foráneo, quienes cobijaron a los técnicos capacitados sin que le haya costado, una externalidad positiva para las compañías. Así también, la mayoría de los primeros superintendentes entre ellos el de hidrocarburos vencieron sus plazos por el cual fueron elegidos y empezando con ello un largo periodo de interinatos.

Aquí es importante resaltar, si los entes reguladores hubieran sido cuerpos colegiados, como usualmente lo es en gran parte de los países de América Latina y Norte América, el vencimiento del plazo del titular no hubiera significado dejar el cargo vacante sino que otro miembro del cuerpo colegiado o comisión como usualmente suele llamarse, lo hubiera sustituido. De ésta forma no se hubiera afectado menos la institucionalidad de los entes reguladores.

La implementación de la nueva Ley de hidrocarburos llevaría algún tiempo más, por falta de reglamentación; aún más, con el proceso de Nacionalización, la Ley ° 3058 quedaría obsoleta en poco tiempo. Los reglamentos de la vieja norma seguirían vigentes por lo menos de manera transitoria por algún tiempo más de tal forma de que los actos de la SH sean los correctos y oportunos.

Las normas transitorias fueron: Reglamento para la Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos; Reglamento de Construcción y Operación de Estaciones de Servicio y Talleres de Conversión de Gas Natural Vehicular; Reglamento para la Construcción y Operación de Plantas de Engarrafado de Gas Licuado de Petróleo – GLP; Reglamento para la Construcción y Operación de Plantas de Distribución de GLP en Garrafas; Reglamento para la Construcción y Operación de Almacenaje de Combustibles Líquidos; Reglamento Técnico de Construcción de Redes de Distribución de Gas natural; Reglamento para la Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de Aeropuertos; Reglamento de Calidad de Carburantes y Lubricantes; Reglamento para la Construcción y Operación de Refinerías, Plantas Petroquímicas y Unidades de Proceso; Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos en Bolivia; y Reglamento de Transporte de Gas Natural por Módulos.

El cambio de la norma implicó el retorno del Estado nuevamente al sector hidrocarburífero, pero el retorno del Estado sería paralelo al sector privado, porque en esencia, el sector privado y los mercados seguirían teniendo un rol importante en la economía aunque con mayores controles y regulaciones. Se otorga la monopolización de la comercialización mayorista de líquidos a YPF, se establece un comité de asignación de volúmenes, denominado comité de producción y demanda (PRODE), se establecen regulaciones a la refinación y al almacenaje, se establecen reglas para la fijación de precios del gas natural y de los hidrocarburos líquidos para los mercados de exportación.

**Cuadro No. 6**  
**Actividades Petroleras bajo la Ley No. 3058**

<b>Actividad</b>	<b>Regulación Económica</b>	<b>Otras Regulaciones</b>
<b>Exploración</b>		<b>x</b>
Explotación		x
Comercialización (2)		x
Transporte (1)	x	x
Almacenaje	x	x
Refinación	x	x
Industrialización		x
Distribución de gas natural por redes	x	x

Fuente: Ley No. 3058

(1) Por ductos

(2) YPF es el mayorista de líquidos

## 2.1 Sobre Precios

Dentro del modelo de libre mercado, era básico la libertad de comercialización y precios, pero estos se modificaría con la Ley N° 3058. El establecimiento del comité de producción y demanda (PRODE), era un órgano itinerante sin domicilio fijo, donde asistían productores, refinadores, transportadores por ductos, comercializadores, YPF y la SH. El PRODE tenía por objeto evaluar la producción y la demanda interna y programar los volúmenes a futuro, allí también se asignaban volúmenes para el mercado interno y para el mercado de exportación. A ello debemos sumarle la desaparición de los distribuidores mayoristas, quedando la actividad de distribución al mayoreo y parte de las ventas al detalle en manos de YPF.

Hasta que se conforme el PRODE se autorizó a la SH el convocar al comité de producción y demanda. En el tema de la exportación de hidrocarburos líquidos también se analizaba en las reuniones del comité, una vez abastecido el mercado interno recién se nominaba volúmenes para la exportación. Para poder exportar deberían sacar un permiso de exportación ante la SH donde señalen una serie de información comercial y el precio.

El precio del petróleo crudo para el mercado interno se guiaría por el precio de paridad de exportación. Los productores no pueden vender su producción en el mercado interno a un precio más alto que su paridad de exportación. Pero en la práctica, el término de paridad de exportación no se aplicó, porque seguía vigente la estabilización de los precios del petróleo crudo en el mercado interno en una banda de 24.53 \$us /Bbl a 27,11 \$us/Bbl, mientras el precio del petróleo crudo a nivel internacional seguía creciendo.

Con respecto al gas natural, se estableció que el precio en el mercado interno no podía superar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación. Además, el precio de

exportación del gas natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas – gas en los mercados donde exista consumo de gas. Aunque en la práctica, los criterios con los que se fijaron los precios de venta a la Argentina fueron diferentes, luego que fenecieran los contratos temporales de exportación de gas natural a la Argentina que fueron acordados antes del Referéndum y la aprobación de la Ley No. 3058.

**Cuadro No. 7**  
**Márgenes establecidos en la Cadena de Precios \$us/Bbl**

	Margen de refinación (1)	Margen de compensación / Descuento	Diferencial de precios / Subsidio	Transporte por ductos	Transportes diferentes	Margen de almacenamiento o engarrafado	Margen Mayorista	Margen Minorista
Gasolina especial	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	0,77	1,58	3,78
Gasolina premium	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	2,38	1,64	3,78
Gasolina de aviación	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	2,38	1,64	3,78
Jet Fuel nacional	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	0,77	1,58	0,00
Jet Fuel internacional	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	0,77	1,58	0,00
Kerosene	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	2,38	1,64	0,74
Diesel Oil	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	0,77	1,58	3,15
Gas Oil	4,81	0,00	-14,33	0,84	0,49	0,00	0,00	0,00
Fuel Oil	4,81	1,57	0,00	0,84	0,49	2,38	1,64	0,00
GLPR	4,81	0,00	-23,33	0,84	0,49	3,46	3,41	4,77
GLPP	0,00	-3,10	-5,20	0,84	0,49	3,46	3,41	4,77

Fuente: SH

(1) Mediante Ley N° 1981 se fusiona el margen fijo con el IEHD

Con respecto al precio de los carburantes regulados analizados en el cuadro 7, se puede concluir que la metodología de precios de los productos finales de carburantes no ha cambiado, y que vienen de las ecuaciones 5 a la 8, pero si se han corregido los márgenes de refinación, transporte por ductos y transportes diferentes. Esta metodología no se ha cambiado sustancialmente hasta después de la nacionalización.

## 2.2 Sobre el Margen de Refinación

Meses antes de la modificación de la Ley N° 1689, ya se habían establecido muchas regulaciones que no estaban contempladas en el espíritu del libre mercado, pero se fueron implementando sabiendo que la norma sería prontamente sustituida por otra, más intervencionista. Ese es el caso de la fijación del precio del petróleo crudo para el mercado interno como GLP. La Ley N° 3058, no hace más que plasmar muchas de las acciones en normas que ya se estaban realizando como la determinación del margen de refinación por metodologías de optimización.

La Ley N° 3058 establece que los márgenes de refinación deben ser determinados por la SH, a través de métodos analíticos siguiendo los siguientes objetivos: asegurar la continuidad del servicio; garantizar el abastecimiento de los productos en volumen y calidad, bajo el principio de eficiencia económica; permitir a los operadores, bajo una administración racional, prudente y eficiente, percibir los ingresos suficientes para cubrir todos sus costos operativos, depreciaciones, inversiones, costos financieros e impuestos con excepción del impuesto a la remisión de utilidades al exterior y obtener un rendimiento adecuado y razonable; finalmente, incentivar la expansión de las unidades de proceso y de servicios para garantizar la seguridad energética.

La SH debería disponer de una norma que reglamente la Ley, esto imposibilitó la realización de correcciones a los márgenes de refinación. El que no se corrija los márgenes de

refinación, permitía que continúen las refinadoras ganando más por exportación de RECON que por el margen de refinación, a medida que el precio internacional subía.

### **2.3 Sobre la Tarifa de Transportes por Ductos y Almacenaje**

Luego de aprobada la Ley N° 3058, pasaría algún tiempo para que sea aprobada la nueva reglamentación de la actividad de transporte por ductos, mientras seguía vigente transitoriamente el anterior reglamento. La reglamentación de tarifas de las redes de distribución de gas natural no fue realizada ni aún después de la nacionalización.

En la nueva norma, se estableció que la actividad de almacenaje sería regulada, aunque no se elaboró la reglamentación respectiva. Estos márgenes deberían ser determinados en base a criterios de eficiencia técnica y económica. Por ello, continuó la actividad de forma libre, donde las partes pactaban sus tarifas y otras condiciones entre partes.

### **2.4 Libre Acceso y Defensa de la Competencia**

El tema de libre acceso no tuvo mayores modificaciones. Donde sí se estableció una normativa importante sobre concentraciones fue en el tema de Defensa de la Competencia. En la Ley N° 3058 se establecía que el ente regulador no permitirá concentraciones económicas que limiten, perjudiquen la competencia y que den como resultado posiciones de dominio en el mercado. El procedimiento, así como los indicadores a ser utilizados para determinar las concentraciones en el mercado, será debidamente establecido de acuerdo a Reglamento.

Una de las actividades más importantes en temas de libre acceso, fue la coordinación con la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) del Brasil, para coordinar una open season para la ampliación del gasoducto Bolivia – Brasil, ésta ampliación iba sobre volúmenes mayores a los 30.08 MMm3d del GSA.

La coordinación era importante porque las fechas deberían coincidir en ambos lados. Bolivia previamente debía aprobar los TCGS de la empresa GTB, para luego recién empezar con la convocatoria a la fila de interesados y posteriores trámites. Este proceso avanzó en su primera fase, pero la ampliación del gasoducto quedo trunco a raíz de los cambios que surgirían el país a partir de la nacionalización.

A nivel de SIRESE general, se elaboró una propuesta de reglamento de Defensa de la Competencia, pero ésta no prospero, porque cada ente regulador sectorial tenía sus propias normas y algunas no eran concordantes con una norma general, sobretodo porque algunas superintendencias sectoriales, tienen en su normativa donde mezclan la actividad de regulación con defensa de la competencia. El sector de hidrocarburos tenía un proyecto de norma reglamentaria de defensa de la competencia, pero ésta no prosperó con el cambio en la política hidrocarburífera.

Si se analiza la Ley SIRESE, ésta ha sido construida bajo el criterio de las regla de la razón, pero el nuevo artículo referido a concentración de la Ley N° 3058, ésta construido sobre el per se. Sin bien la norma es confusa, da a entender que el tener una posición de dominio en el mercado ya es sancionable. Por ello era importante reglamentar la Ley N° 3058 en temas de defensa de la competencia, porque en la industria hidrocarburífera son pocas las actividades donde existen muchos actores. Una posición dominante es sancionada si abusa de ésta pero per se no debería serlo.

### **3. La Estructura del Mercado y Regulación bajo el D. S. N° 28701**

Era evidente que la Ley N° 3058 quedaba corta frente a las demandas de población expresadas en el Referéndum del gas para la modificación de la política hidrocarburífera, no sólo se quería que exista más control Estatal en el sector y una compañía estatal de petróleos que opere paralelamente a las compañías privadas, sino que el Estado sea el único que dirija toda la política hidrocarburífera y YPFB sea el brazo operativo del Estado en temas hidrocarburíferos.

El D.S. N° 28701 establece que el Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país. Lo que implica una ruptura con las políticas de libre mercado que prevalecían en el sector hidrocarburífero, es más, YPFB pasa a monopolizar la comercialización de todo el gas y líquidos que se producen en el país, porque es el único propietario y se da un plazo de 180 días para que las empresas migren hacia nuevos contratos.

A nivel institucional, el fortalecimiento de YPFB es claro y con tareas concretas y no generalidades como la Ley N° 3058. Por un lado, se pasan las acciones del fondo de capitalización colectiva de Transredes, Chaco y Andina a la empresa estatal YPFB; por otro lado, se determina que por los menos YPFB debe poseer la mayoría societaria mínima en las empresas señaladas anteriormente así como en Petrobrás Refinación y CLHB, más tarde éstas últimas pasarían al control total del Estado.

Es harto conocido que los nuevos contratos se denominarían contratos de operación, aunque son un híbrido entre contratos de servicios y producción. Claro está, esto modificaría todo el mercado hidrocarburífero y no solo el upstream.

La nueva norma establecía claramente sobre los nuevos roles del Estado a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energía y para YPFB, pero no así para la SH. Sin embargo, muchas de las actividades de la SH quedarían obsoletas y otras deberían adecuarse a la nueva norma, de hecho, las funciones de un ente regulador que nació para una economía de mercado, institucionalmente no es correcto para una economía y un sector donde el Estado detenta el monopolio de las actividades, con lo cual la SH iría perdiendo vigencia y por tanto es necesario su readecuación a la Nueva Política Hidrocarburífera.

#### **3.1 Sobre Precios**

Al ser YPFB el único dueño de la producción en el país, la empresa estatal asigna la producción en todo el país, con lo cual el PRODE dejó de tener importancia. El precio del petróleo crudo para el mercado interno continuaría estabilizado en los niveles antes señalando para el mercado interno. En caso del gas natural, no se realizaron mayores cambios a los precios prevalecientes en el mercado interno por aquel entonces. En el caso de las exportaciones, se devuelve a YPFB el monopolio de la comercialización del petróleo crudo y del gas natural, en éste último se negocian nuevos precios para la exportación a la Argentina.

Los precios de los carburantes regulados también se mantendrían en sus niveles anteriores. Lo cual era previsible, si con una economía de mercado se mantuvieron los subsidios a pesar de los argumentos que distorsionan la eficiencia en la asignación de los recursos, era poco probable que se los levante bajo la Nueva Política Hidrocarburífera. Pero

la brecha entre precios interno y externos se hizo cada vez más grande, el precio del petróleo internacional llegaría por encima de los 140 \$us /Bbl mientras en el mercado interno se mantendría en 27,11 \$us /Bbl. Esto incentivó a que los carburantes sean contrabandeados a países vecinos y se convierta en un problema, ya que al ser la producción similar a la demanda, el desvío de la producción causa desabastecimiento del mercado interno.

### **3.2 Sobre el Margen de Refinación**

Como se había señalado anteriormente, si bien se habían ya implementado las primeras medidas de regulación económica en la actividad, aún no se elaboró el reglamento respectivo, aunque por la rapidez de los acontecimientos, prácticamente una regulación económica bajo consideraciones de mercado sería obsoleta dados los eventos en el sector.

Como ya se había señalado, los ingresos de la refinería eran importantes por la venta del RECON al mercado internacional respecto del margen que percibía por la producción de otros carburantes para el mercado interno. Una de las primeras medidas en la actividad de refinación fue el sincerar los ingresos de la refinería, al colocar los precios de comercialización del RECON y gasolinas blancas, de 30.35 \$us /Bbl y 33.29 \$us /Bbl respectivamente, valores que eran los utilizados en el modelo de optimización para calcular el margen de refinación y sólo YPFB era el comprador y podía exportarlos. Para las refinerías pequeñas, se establecieron mecanismos de ajustes de ingresos por concepto de comercialización de crudo reducido y gasolinas blancas a YPFB.

La reducción de los ingresos operativos a los niveles de un margen regulado y el no querer ser socio minoritario, incentivaron para que Petrobrás Refinación devolviera las refinerías al Estado boliviano por un valor de \$us 112 millones. Con la devolución de los activos y la actividad de refinación a YPFB, éste nuevamente detenta el monopolio de la refinación de carburantes en el país. Además con la finalidad de incrementar la capacidad de refinación de la empresa se le incremento el margen de refinación a 6.02 \$us /Bbl, margen al que se adiciona al margen de compensación y el diferencial de ingresos.

Si se considera las ecuaciones 5 a 8 veremos que el incremento del margen de refinación se lo hizo a costa el IEHD. Si el precio de referencia y el precio final están estabilizados existe un “trade – off” entre IEHD y margen de refinación o cualquier margen, es decir, si se modifica algún margen de la cadena de precios y no se modifica el precio final o el de referencia siempre será en contra del IEHD. Por lo cual, el tema del margen de refinación en lugar de ser un tema de regulación económica es un tema fiscal.

### **3.3 Sobre el Margen de Almacenaje**

La actividad de almacenaje era libre y fue uno de los sectores dónde se desarrolló una pequeña actividad privada, sobretodo en los departamentos de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Luego de la promulgación de la Ley N° 3058 la actividad debería ser regulada económicamente, pero sin embargo la reglamentación respectiva no se la hizo como se dijo anteriormente. Luego de la promulgación del D.S. N° 28701 vendría las primeras regulaciones económicas por así decirlo, en el cual se fijo como única tarifa por el servicio de almacenaje en el mercado interno para hidrocarburos líquidos de 2,60 \$us /Bbl. Para las

plantas con capacidad de 20.000 m<sup>3</sup> o menos se establece un mecanismo de ajuste de ingresos, para lo cual las empresas deberán presentar información a la SH.

La modificación al margen de almacenaje no se consideraría en la cadena de precios, lo cual hace prevalecer el supuesto con el cual fue construido, de que la cadena de precios es teórica y no real, ya que en la práctica, los contratos de almacenaje y sobretodo su tarifa se pactaban entre partes y ahora se fijan como un precio administrado. Indudablemente, estas acciones han modificado la libertad del mercado en la actividad. Aún más, con la Nacionalización de la CLHB que tenía como actividad no regulada el almacenaje, se fortalece la Nueva Política Hidrocarburífera, donde el Estado a través de YPFB detenta el monopolio nuevamente.

### **3.4 Sobre las Tarifas de Transporte**

Para cuando se aprobó la nueva normativa sobre el transporte de hidrocarburos por ductos, ya se habían producido modificaciones importantes. Por un lado, el sistema de transporte de hidrocarburos por ductos estaba maduro, se conocían sus deficiencias y también lo que mejor había funcionado, en un mercado desregulado; por otro lado, la normativa que ya se había aprobado envejecía rápidamente dados los acontecimientos de la Nueva Política Hidrocarburífera, donde el dueño de la producción es YPFB y por tanto el único cargador en el sistema. Más tarde, el principal transportista de hidrocarburos por ductos sería YPFB Transporte. Con lo cual, se profundizaba la nacionalización de la actividad de hidrocarburos en el país y una reglamentación para una economía de mercado no era lo apropiado para una economía donde YPFB es el único actor. Pero el efecto más importante para el regulador, es que modificó sustancialmente una de sus principales actividades.

Durante estos últimos años se habían producido importantes cambios que deberían ser tomados en la regulación. La aparición de consumidores nacionales más allá de Río Grande, dentro el territorio nacional, modifico las concesiones otorgadas, es decir, se aprobaron proyectos de transporte de hidrocarburos por ductos para la exportación y claro está, con una tarifa para exportación; entonces, cuando aparecieron los consumidores nacionales no estaba claro que tarifa iban a pagar, ya que la tarifa aprobada era para la exportación. Por otro lado, concesiones que se habían otorgado para el mercado interno pasaron a ser utilizados para la exportación de gas natural a la Argentina.

Las tarifas para el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos obtenidas a través del flujo de caja, sufrieron algunas modificaciones a las ya establecidas en las normas anteriores, como la posibilidad del que la tarifa del mercado interno para líquidos pueda ser subsidiada por el mercado externo, siempre que la diferencia entre la tarifa del mercado externo actual y la tarifa del mercado externo a ser calculada sea positivo.

Con respecto a las tarifas de transporte de gas natural, éstas sufrieron algunas modificaciones importantes, pero se mantuvo el criterio, que las tarifas del mercado de exportación de gas natural subsidiaran a las tarifas del mercado interno. La modificación más importante, es la sustitución del TEMI por el BMI. Los cargadores financiaran el 96.46% del BMI y el resto los concesionarios de transporte. Entonces, buena parte del subsidio cae sobre los cargadores y no así a los concesionarios.

Pero el tema más importante, indudablemente fue que la tarifa estampilla llegue a todo el país para ductos existentes y por construirse. Esto iba en contraposición a ideas

anteriores que señalaban que la tarifa estampilla llegaba sólo hasta donde llegaba el sistema de transporte, en alusión al servicio de correo. Por cual, para sostener el precio de la tarifa estampilla de 0.40 \$us/MPC, el subsidio iba a crecer. Entonces, las tarifas deberían modificarse de tal forma que se pueda implementar la tarifa estampilla en todo el territorio nacional y el financiamiento del subsidio sea sostenible.

$$TFC_{MI} = 0.41\$us / MPC = TB + SCD \quad (25)$$

$$TFC_{ME} = TB + BMI + SCD \quad (26)$$

TFC<sub>MI</sub> = Tarifa mercado interno; TFC<sub>ME</sub> = Tarifa mercado de exportación; TB = Tarifa base obtenida a través del flujo de caja; SCD = Sobrecargo cuenta diferida; BMI = Beneficio mercado interno.

Cuando existía el libre mercado evidentemente era necesario un regulador que medie entre los cargadores privados y un transportista privado que detentaba una facilidad esencial. Volviendo al tema de la nacionalización, YPFB Transporte es el principal transportista por ductos y por tanto el CAMI, pero además YPFB es el único cargador; por lo cual, de seguir vigente la actual normativa, YPFB será el actor principal del BMI. Pero la situación del regulador es aún más inquietante, YPFB Transporte es el Estado y YPFB cargador es el Estado y ambas pertenecen a un YPFB Corporativo, que también es el Estado. Esta situación no hace más que resaltar que la SH como órgano regulador ha envejecido ante los nuevos acontecimientos.

Luego de aprobado el último reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos, siempre ha habido el interés por aprobar nuevas tarifas por parte de Transredes, pero la política de nacionalización harían cambiar, no sólo al dueño de la transportadora sino que todo el marco normativo que estaba diseñado para una economía de mercado estaba envejecida frente a los nuevos acontecimientos.

El que la ANH (ex SH) decida realizar una revisión tarifaria no tiene las implicancias que tenía cuando había operadores privados. En aquel momento efectivamente el ente regulador actuaba como un árbitro entre los intereses privados de los cargadores y el transportista. Hoy en día el Estado es el regulador, es el cargador y es el transportista, es más es el único en la actividad hidrocarburífera; por tanto, no existen intereses antagónicos y que producto de estos intereses antagónicos el mercado pueda verse afectado.

De llevar adelante revisiones tarifarias la ANH mientras no se cambie la norma, éstas son meramente de carácter formal. En caso de necesitarse un ajuste tarifario se debería aprobar mediante decreto supremo. Una vez que se modifique el reglamento de transporte por ductos, conforme a lo establecido en la CPE es decir como un servicio, la ANH tendría claro su rol en ésta actividad.

### **3.5 Libre Acceso y Defensa de la Competencia**

En un mercado libre, los contratos en firme eran utilizados para garantizar a su poseedor capacidad de transporte y además eran un requisito para realizar ampliaciones del sistema de transporte. En una segunda etapa, cuando existía un transportista privado y un solo YPFB

como cargador, los contratos eran utilizados por el transportista como garantía para buscar financiamiento en los proyectos de ampliación del sistema de transporte. Pero ahora en que YPFB es el transportista y YPFB es el único cargador, los contratos de servicio entre las dos YPFB carecen de sentido ya que ambas pertenecen a YPFB Corporativo.

Con la Nueva Política Hidrocarburífera de nacionalización, era evidente que el Libre Acceso y la Defensa de la Competencia dejarían de tener vigencia. Al ser YPFB el único dueño de la producción y por tanto el único cargador del sistema, el concepto de Libre Acceso cae por su propio peso.

Por un lado, ya no es necesario hacer un seguimiento y control a las solicitudes de transporte cuando existe capacidad, para que el primero en llegar sea el primero en ser atendido, porque YPFB es el único cargador en todo el territorio nacional, tanto de gas y líquidos, porque la empresa define sus propias prioridades; por otro lado, cuando falta capacidad existente, se presentaría un contrasentido, YPFB Transportista hace una convocatoria abierta para la ampliación de un ducto sabiendo que el único que se presentará es YPFB cargador. Es muy probablemente que las ampliaciones del sistema de ductos a futuro sea producto de un Plan Sectorial o de negociaciones directas.

Para que las normas de Defensa de la Competencia o Antimonopolio tengan relevancia en una sociedad, es necesario que la sociedad a través de las instancias que correspondan hayan decidido como mejor asignador de recursos al mercado, del tal forma que proteger la competencia no sólo es importante sino imprescindible. En el caso de los hidrocarburos, la Nueva Política Hidrocarburífera deja al Estado el manejo de la actividad y aunque no está clara la situación del sector privado, éste sólo será un apéndice del sector público.

#### **4. Análisis FODA de la Superintendencia de Hidrocarburos**

Con el proceso de capitalización y privatización de los hidrocarburos en Bolivia, YPFB residual así como el Ministerio de Hidrocarburos y Energía quedaron muy débiles. Por el contrario, la SH era una institución que se estaba construyendo, pero era la que en mejores condiciones institucionales se encontraba al momento de la nacionalización.

Con la finalidad de conocer las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, se realizó un análisis FODA en la institución a comienzos de 2007, cuyos resultados son los siguientes:

##### **Fortalezas**

- Experiencia en el control de la operación del transporte por ductos
- Información técnica en base de datos “plans as built”
- Amplio conocimiento de las instalaciones actuales
- Conocimiento para el seguimiento de trabajos de auditorías
- Habilidad en la ejecución de planes de operación de ductos y situaciones de emergencia
- Experiencia en regulación
- 10 años de precedentes administrativos
- Mayoría de fallos administrativos han sido confirmados en instancias de revisión
- Credibilidad y seguridad jurídica de los operadores y usuarios
- Alta capacidad de integración multidisciplinaria en el trabajo
- Aplicación de normas constitucionales en los procesos administrativos
- Conocimiento de las normativas del sector del downstream
- Experiencia regulatoria en las actividades de transporte por ductos, distribución de gas natural por redes y precios de productos regulados
- Infraestructura y equipamiento
- Fuentes de financiamiento propias
- Equipo de trabajo multidisciplinario con experiencia en el sector
- Experiencia práctica en el área de Defensa de la Competencia del Sector
- Experiencia en el área de seguimiento, control y promoción del Libre Acceso
- Capacidad de formular normativas
- Capacidad para la formación de RRHH en el área del downstream
- Generar bases de datos e información estadística del downstream y precios de productos regulados
- Tecnología de punta en equipos de control de volumen de combustibles líquidos, GNV y peso del GLP
- Control preventivo de la calidad de derivados de petróleo
- Atención de reclamos de usuarios de Gas Natural por Redes
- Buena imagen de ODECO Hidrocarburos en el eje troncal
- Difusión y promoción de información con relación a las actividades regulatorias de la Superintendencia de Hidrocarburos
- Experiencia en el control de refinerías y plantas de proceso
- Existe amplia información sobre refinerías

- Amplio conocimiento de las instalaciones de las refinerías y plantas de proceso
- Sistemas informáticos consolidados de seguimiento y control
- Control efectivo de abastecimiento de crudo a refinerías

## **Debilidades**

- Personal insuficiente
- Falta de capacitación y actualización, principalmente en instrumentación y medición
- Falta de instalaciones de monitoreo en línea (ductos principales)
- Recortes presupuestarios
- Falta de reglamento de transporte
- No contar con reglamentación específica completa
- Falta de actualización y capacitación permanente
- El “modelo gendarme” de nuestras normas no considera el interés público
- Superintendentes Interinos (Injerencia Política)
- Insuficiente coordinación entre direcciones
- Salida de personal idóneo
- Capacitación operativa deficiente
- Contratación personal sin experiencia
- Falta de reglamentos
- Falta de auditorías regulatorias a empresas
- No se difunden las actividades realizadas por la SH
- Desconocimiento de la normativa del upstream
- Desconocimiento de las actividades operativas realizadas para la fiscalización del upstream
- No se posee recursos humanos suficientes para la fiscalización del upstream
- No se posee la experiencia necesaria para la fiscalización del upstream
- Reducción salarial no crea incentivos para la captación de RRHH calificados
- Escala Salarial genera distorsiones en la institución
- Se desconoce las cifras del upstream
- Coordinación interinstitucional deficiente
- No existe infraestructura adecuada para la realizar las actividades del upstream
- Descentralización de las actividades operativas de la SH
- No existe presencia activa en el área rural
- No existe fuentes seguras de financiamiento del upstream
- No se cuenta con laboratorios móviles propios para análisis de calidad de productos regulados
- Tercialización de actividades de responsabilidad de ODECO (Call Center, Air y Laboratorios)
- Carencia de vehículos para cumplir inspecciones ordinarias y extraordinarias
- No contar con un reglamento sancionador

## **Amenazas**

- Falta de inversión en infraestructura actual y ampliaciones
- Gastos de mantenimiento insuficientes por parte de las empresas reguladas
- Conflictos sociales que impiden normales operaciones y ampliaciones de infraestructura
- Falta de recursos económicos
- Independencia que asegure imparcialidad
- Fuga de profesionales por categorización no homogénea y bajos salarios
- Capacitación de personal / Empresas petroleras
- Injerencia política en las determinaciones regulatorias
- YPFB como actor principal de la cadena actúa como juez y parte
- Tardía aprobación de la normativa necesaria para realizar las actividades de la SH
- Bajos Salarios generan fugas de personal capacitado
- Falta de normativa de sanciones e infracciones
- Disolución de la SH debilita el sistema regulatorio
- Duplicación de actividades con ODECO SIRESE
- Presupuesto limitado para el cumplimiento de funciones.
- Asignación y/o Selección de personal no calificado.
- Injerencia de instituciones en las labores de ODECO
- Carencia de Know How en el área de industrialización
- Fuga de profesionales
- Infraestructura en refinerías y plantas de proceso limitada
- Disparidad de precios de los productos derivados de petróleo que compromete el abastecimiento del mercado interno
- Al existir vacíos legales, las empresas reguladas pueden evadir la norma

## **Oportunidades**

- Masificación uso del gas natural demandará nuevos ductos
- Nuevo rol de YPFB, minimizará confrontación para lograr nuevas inversiones
- Política energética de integración
- Nueva normativa orientada a poder actuar con mayor competencia en función del interés público
- Apoyo internacional para reestructuración del sector
- Normativa que vaya a velar por el deterioro ambiental y uso ineficiente de energía hidrocarburífera
- Ampliación área regulatoria (Upstream)
- La Nueva Visión Política del Sector posibilita la actuación del Ente Regulador a lo largo de toda la cadena hidrocarburífera, permitiendo que el sector sea controlado de manera integral
- Integridad en la información relevada del sector hidrocarburos
- Capacidad de convertirse en institución referente sobre defensa de la competencia y libre acceso
- Desarrollo de habilidades para el control técnico, económico y financiero del Upstream

- Construcción de un centro de monitoreo integral de la cadena del sector
- Ampliación de regulación de actividades del downstream (Almacenaje y Refinación)
- Ampliar áreas de responsabilidad en el upstream referida a comercialización
- Establecer las nuevas responsabilidades de la SH
- Nuevas atribuciones en la normativa regulatoria
- Capacitación en nuevos métodos de control y regulación de hidrocarburos
- Ampliación de las funciones relativas a controles de volumen, cantidad y calidad en producción de hidrocarburos
- Política gubernamental de industrialización del sector de los hidrocarburos
- Nuevas inversiones en el sector
- En caso de contarse con mayor información de las empresas, podrían establecerse nuevos y mejores mecanismos de control

## 5. Perspectivas de la Regulación en Hidrocarburos

En los anteriores capítulos hemos visto las principales mutaciones que ha tenido la regulación económica en Bolivia de los hidrocarburos, cambios que devinieron con las modificaciones de las normas principales de la actividad.

Dados los acontecimientos en materia hidrocarburífera en los últimos años, es necesario diseñar una nueva norma general para evitar cualquier debate interpretativo. De la lectura y de los últimos acontecimientos en materia hidrocarburífera, el sector público es el único en la actividad hidrocarburífera y no un actor más conjuntamente al sector privado en el mercado, sino que éste último actuará en calidad de prestador de servicios cuando YPFB lo requiera.

Si bien el D.S. N° 28701 expresa claramente el rol del Estado y de YPFB como único actor dentro de la actividad hidrocarburífera, no así la Ley N° 3058, que considera a YPFB como un actor más en el mercado. Aún más, la estructura de la Ley N° 3058, aparte de las modificaciones importantes en sus aspectos impositivos en el upstream, sólo se realizaron modificaciones para el ingreso del YPFB en la cadena productiva sin afectar al sector privado.

Las mayores modificaciones han sido en el área comercial: eliminación del mayoreo de carburantes, creación del comité de producción y demanda (PRODE), establecimiento del precio de paridad de importación y exportación de hidrocarburos y la regulación económica de la actividad de almacenaje. Todas estas nuevas actividades fortalecían la SH conjuntamente a las actividades de Defensa del Consumidor y de Defensa de la Competencia.

Con la nacionalización, muchas de las atribuciones de la SH han envejecido, como aquellas referidas a ser un árbitro entre partes opuestas dentro una economía de libre mercado. Pero siempre la crítica hacia los órganos reguladores ha estado presente, desde aquellas que consideraban que estaban capturadas por las empresas o aquellas que consideraban que los entes reguladores eran un Estado dentro de otro Estado.

Precisamente diferentes sectores de la sociedad civil no tenían perspectiva clara, sobre cuál era la función de los reguladores, de ahí salieron las críticas, pero la crítica más fuerte era hacia la independencia de los entes reguladores pero ésta independencia no sólo no era entendida a cabalidad por la sociedad civil sino por los poderes ejecutivo y legislativo. Esto devendría en la limitación de la independencia de la SH, por diferentes mecanismos.

Los presupuestos de los entes reguladores y entre ellos la SH, deberían ser aprobados por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (ex Ministerio de Hacienda), a pesar que la SH tenía fondos propios y no eran del Tesoro General de la Nación. La independencia del sistema regulatorio fue aún limitada, cuando se incluyó al sistema regulatorio al Sistema Integrado de Gestión y Modernización Administrativa (SIGMA). De esta forma, por más que las superintendencias tuvieran los fondos que necesitaban para sus operaciones, provenientes del cobro de la tasa de regulación, necesitaban que se aprueben sus presupuestos, se sujetaban al SIGMA y sus fondos no eran de libre disponibilidad en tareas regulatorias conforme a norma, por lo cual, las superintendencias empezaron a acumular enormes montos en sus cuentas sin poderlas utilizar.

En la actualidad, el tema de las agencias reguladores independientes ha perdido interés, sin embargo, cuando se construyeron las agencias de regulación se creó una gran expectativa, pero haciendo una rápida revisión de la literatura, no se han obtenido resultados concluyentes en términos empíricos respecto a la medición de la independencia de las

agencias. Es más, no se ha estudiado el impacto de la independencia de los entes reguladores sobre la inversión privada, el consumidor y el Estado, en sectores como el de hidrocarburos.

La modificación de nombre a la SH por el de Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), no implicó mayores cambios en sus atribuciones. Si bien la nueva Constitución Política del Estado crea la ANH como una institución autárquica, sus funciones necesitan ser normadas, ya que ésta institución tendrá jurisdicción en toda la cadena hidrocarburífera en donde el Estado tiene el rol protagónico en el sector.

La nueva organización del sector debería contemplar una institución que realice políticas públicas y planes sectoriales como el Ministerio de Energía e Hidrocarburos; una institución operadora, produciendo, transformando y comercializando como YPF; y una institución que regule (no necesariamente económicamente), controle, supervise y fiscalice.

A las actividades que ya estaban bajo la jurisdicción de la SH, la ANH tendría varias actividades en el upstream. Bajo la Ley N° 1689 y la Ley N° 3058 las actividades de control, supervisión y fiscalización, no estaban claramente delimitadas entre el Ministerio de Hidrocarburos y Energía y YPF, de hecho muchas tareas estaban en la práctica entrelazadas.

**Cuadro No. 7**  
**Márgenes establecidos en la Cadena de Precios \$us/Bbl**

	<b>Actividad(1)</b>	<b>Regular</b>	<b>Controlar</b>	<b>Supervisar</b>	<b>Fiscalizar</b>
1	Explotación		x	x	x
2	Explotación		x	x	x
3	Refinación		x	x	x
4	Almacenaje		x	x	x
5	Transporte por ductos		x	x	x
6	Comercialización mayorista de líquidos		x	x	x
7	Engarrafado de GLP		x	x	x
8	Comercialización minorista de líquidos		x	x	x
9	Comercialización minorista de GLP		x	x	x
10	Comercialización en aeropuertos y aeroparques		x	x	x
11	Redes de distribución de gas natural domiciliario		x	x	x
12	Gas natural por módulos		x	x	x
13	Gas natural vehicular		x	x	x
14	Plantas de extracción de GLP		x	x	x
15	Industrialización		x	x	x

Las actividades que según normas actuales deberían ser reguladas económicamente son: Refinación, Almacenaje, Transporte por ductos, Engarrafado de GLP, Redes domiciliarias de gas natural, Gas por Módulos, Gas natural vehicular y Plantas de extracción de GLP. Sin embargo, conforme a la CPE sólo deberían ser prestadoras de servicios a largo plazo

Con el proceso de nacionalización y modificación de las relaciones contractuales con las empresas que estaban operando bajo la modalidad de contratos de riesgo compartido hacia contratos híbridos de servicios y de producción, las relaciones entre el Estado boliviano y en particular de YPF con los operadores privados se han modificado sustancialmente. Por un lado, ha conducido a que la empresa YPF vuelva a tener funciones administrativas como el aprobar los planes de desarrollo anualmente de las empresas, aprobar los costos recuperables de las empresas, realizar auditorías, etc. Por otro lado, éstas tareas deberían ser cumplidas por el ente regulador, porque es un tema netamente administrativo y no operativo; sin embargo, es poco probable que ésta tarea sea derivada a la futura a ANH, porque YPF

ya ha asumido el costo pero sobretodo porque significaría modificaciones a los contratos que tienen rango de Ley.

El reordenamiento de las actividades involucradas en el upstream, va a significar que muchas de las actividades que antes las realizaba YPFB las realice la ANH o el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, como es el manejo de la mancha geológica<sup>5</sup>, el cálculo de las regalías, las autorizaciones de quema y venteo, todo lo referido a fiscalización en campo, etc.

Aún hoy en día no existe una definición clara sobre que tipo de contratos de exploración y producción (E&P), se manejaran para las empresas nuevas que deseen trabajar en territorio nacional. Lo que está definido como marco general, es que la producción es del Estado boliviano, las empresas que deseen explotar hidrocarburos en el país deben asociarse con YPFB y en la sociedad la mayoría accionaria deberá ser de la empresa estatal, por lo menos con 50 por ciento más uno.

En lo que se refiere a las actividades del downstream, muchas actividades con el proceso de nacionalización pasaron a ser de pleno dominio estatal, como el transporte de derivados por poliductos, la comercialización de carburantes en aeropuertos y aeroparques, la exportación de crudo y reconstituido, etc. Pero de continuar operadores privados en el transporte de hidrocarburos por ductos, refinación, almacenaje, engarrafadores de GLP y distribución minorista de carburantes y gas, es necesario normas sus actividades, de otra forma a largo plazo no se podría garantizar la continuidad de servicio.

Gran parte de las normas han envejecido, por que devienen de la Ley N° 1689 y sólo unas pocas se han modificado bajo la Ley N° 3058, pero la nueva Constitución Política del Estado señala que el sector privado si YPFB lo requiere podrá participar bajo la modalidad de prestación de servicios, lo cual modifica sustancialmente el desenvolvimiento de las actividades en el downstream y claro está el rol de la ANH.

La regulación económica que realizaba la SH, era para regular económicamente un monopolio natural, tecnológico o a escala en una economía de mercado, donde la regulación sirve entre otras cosas, para que el monopolista no se apropie del excedente del consumidor a través de precios altos o para garantizar que el monopolista opere eficientemente y garantice la continuidad del servicio con inversiones sostenibles.

Pues bien, en el marco de la nacionalización muchos de los problemas con que tropiezan los reguladores, como la asimetría de la información, prácticamente habrán desaparecido por la misma naturaleza del proceso. Es el mismo Estado es el normador, regulador y la empresa, ya que YPFB es el único en la actividad haciendo una lectura literal del D.S. 28701, pero además de continuar el sector privado en la actividad hidrocarburífera en pequeña escala, sus operaciones no serán en un mercado contestable sino que deberá operar para prestar servicios a YPFB.

Por otro lado, las tareas del nuevo ente técnico estarán enfocadas fuertemente a los aspectos técnicos y normativos, supervisando y controlando que se cumplan reglamentos y normas nacionales y estándares internacionales en la actividad, así como en tareas de ejecución de programas y proyectos. Aunque aún no está definido, sobre los temas y actividades así como si es ex -ante o ex -post la fiscalización, ésta deberá ser de toda la actividad.

---

<sup>5</sup> Denominados mancha geológica a toda el área geográfica con potencialidad hidrocarburífera que puede licitarse para trabajos de exploración y explotación.

## 6. Resumen y Conclusiones

La promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005, modifica el diseño conceptual de la política sectorial reincorporando al Estado dentro de las actividades de la cadena hidrocarburífera. El rol del sector privado, hasta ese momento, en las actividades hidrocarburíferas no había sido modificado sustancialmente; es decir, no toda la cadena hidrocarburífera sufrió modificaciones, muchas de ellas continuaron sus actividades de forma similar a lo concebido en la Ley N° 1689, como el transporte de hidrocarburos por ductos, la distribución de gas natural por redes y la comercialización minorista de carburantes.

Con la Ley N° 3058 las medidas más importantes que se introdujeron para planificar el abastecimiento del mercado interno son: i) el retiro de los distribuidores mayoristas de hidrocarburos líquidos de la cadena de hidrocarburos, ii) la conformación del Comité de Producción y Demanda (PRODE) para los hidrocarburos líquidos, iii) estabilización de los precios en el mercado interno iv) y el control previo a las exportaciones de hidrocarburos líquidos.

- i. Los distribuidores mayoristas de hidrocarburos líquidos de la cadena de hidrocarburos fueron reemplazados por YPFB-Gerencia Comercial, otorgándose a esta empresa el monopolio de la comercialización mayorista en el mercado interno.
- ii. El PRODE es un órgano conformado por representantes de las empresas productoras, refinadoras, transportadoras por ductos, comercializadoras, YPFB, y la SH, cuya finalidad es evaluar los balances de producción y demanda ejecutados y programar el abastecimiento del mercado interno y la exportación. Por tanto, este Comité asume el rol de asignador que antes era realizado por el mercado.
- iii. Antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, ya se había establecido el control al precio del petróleo crudo y del gas licuado de petróleo comercializado para el mercado interno. Este control de precios fue adoptado a fin de mitigar el impacto de la variabilidad de los precios internacionales en los precios finales del mercado interno.
- iv. Por otra parte, la Ley N° 3058 establece que la SH otorgue permisos de exportación para hidrocarburos líquidos con el fin de precautelar el abastecimiento al mercado interno, situación que no estaba prevista en el marco legal anterior que sólo facultaba a la SH otorgar permisos de exportación para gas natural previa conformidad del Agregador.

El cambio profundo en el sector y que aún continua, se da con la promulgación del D.S. 28701, que establece: “El Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país.”

Bajo este contexto una de las primeras acciones que toma el Estado es que YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume su comercialización, definiendo las condiciones,

volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.

Esto implica un cambio importante en el upstream toda vez que ya no son las empresas privadas dueñas de la producción y su relación comercial ahora es directamente con YPFB. De esta manera todas las políticas sectoriales del upstream quedan supeditadas a la decisión del Estado, en lugar del mercado.

Otra acción importante en este proceso de nacionalización es la recuperación de la principal empresa de refinación (Petrobrás Bolivia Refinación ex – Empresa Boliviana de Refinación) con lo que se recupera no solamente los activos sino la actividad de refinación y consecuentemente la producción de derivados necesarios para el consumo interno y para la exportación en caso de los excedentes de producción. Cabe señalar que con esta medida se ha incorporado al Estado (YPFB – Refinación) como principal actor para garantizar el abastecimiento del mercado interno y la continuidad del servicio. Para tal efecto, YPFB – Refinación deberá prever la rehabilitación y ampliación de la capacidad de procesamiento de la empresa en los próximos años teniendo como fuente de financiamiento el Estado para garantizar el abastecimiento de la creciente demanda.

En la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos, en cumplimiento de la política de nacionalización, el Estado nacionalizó las empresas transportadoras Transredes y CLHB. Estas empresas son las principales concesionarias de transporte de gas y líquidos para el mercado interno y de exportación.

Con la aplicación de la política de nacionalización, YPFB es el principal cargador de hidrocarburos en el país. Para el logro de este objetivo, está negociando contratos de transporte con cada uno de los concesionarios existentes. Anteriormente, los contratos estaban suscritos por diferentes cargadores, principalmente empresas petroleras.

Las actividades de distribución de gas natural por redes y la distribución minorista de carburantes (GNV, GLP, y otros) aún no están adecuadas al proceso de nacionalización. Es decir que estas actividades continúan siendo desarrolladas por operadores privados bajo el marco normativo establecido en la Ley N° 1689 y la Ley N° 3058.

Considerando lo señalado anteriormente, el proceso de nacionalización a modificado la actividad en el sector hidrocarburífero reestableciendo el papel del Estado no sólo en la generación de los planes y programas sectoriales sino en su participación plena en toda la cadena hidrocarburífera. Sin embargo, el proceso de cambio todavía no ha sido consolidado en el transporte de hidrocarburos por ductos, distribución de gas natural por redes, almacenaje, comercialización e industrialización.

Bajo este marco de nacionalización la futura regulación no solo debe estar enfocada a la asignación eficiente de recursos en los mercados ni la regulación de los monopolios naturales sino debe también contemplar objetivos más amplios como los señalados en el Plan Nacional de Desarrollo del País, donde el sector de hidrocarburos es un pilar fundamental.

Es decir, la SH, cuyas funciones estaban establecidas mediante Ley, tanto en la de Hidrocarburos como en la Ley SIRESE, es insuficiente en el actual contexto, donde el principal actor es YPFB, por lo que se espera que la nueva institución denominada ANH asuma un rol protagónico en toda la cadena hidrocarburífera. Sin embargo, la regulación a futuro no sólo se la debe concebirse dentro de un ámbito de mercado sino que tiene que cumplir otras funciones adicionales. Dentro de éstas funciones adicionales están:

- El acceso y universalización del uso de hidrocarburos para consumo doméstico.
- La regulación económica de las empresas públicas a objeto de garantizarles la sostenibilidad de su operación a través de retornos a su inversión razonables.
- La administración adecuada de los recursos hidrocarburíferos que permita el desarrollo de la política sectorial.
- La aplicación de estándares internacionales en todas las actividades de la cadena productiva.
- El Bienestar de la sociedad.

Bajo este nuevo contexto, la nueva institución regulatoria tiene que disponer de normas sectoriales que contemple como principal actor a YPFB. Debe contar con una fuente sostenible de financiamiento que garantice el cumplimiento de sus actividades en el mediano y largo plazo, tal como es en la actualidad la tasa de regulación. Finalmente, bajo este nuevo contexto, el ámbito jurisdiccional de la nueva institución<sup>6</sup> debe estar claramente definido a objeto de que sus actos administrativos tengan efecto.

---

<sup>6</sup> Con la promulgación del Decreto Supremo N° 71 se eliminó las Superintendencias Generales del SIRESE, SIRENARE y el SIREFI, pasando sus competencias a los Ministerios cabeza de sector. La Superintendencia de Hidrocarburos, sólo cambia de nombre a Agencia Nacional de Hidrocarburos.

## **7. Bibliografía**

Mesa, Carlos (2008). Un gobierno de ciudadanos. Fundación Comunidad – Plural Editores. La Paz, Bolivia.

Decretos Supremos N° 29777, N° 29128, N° 29122, N° 29121, N° 29018, N° 28701, N°28173, N° 28418 y N° 71.

Plan Nacional de Desarrollo (2007). Ministerio de Planificación del Desarrollo. La Paz, Bolivia.

Leyes de Hidrocarburos N ° 1689 y N ° 3058.

Superintendencia de Hidrocarburos. Memorias Anuales. Varias gestiones. La Paz, Bolivia.