

# La Negación de la Soberanía Energética de Bolivia



Por: **Gustavo Rodríguez Cáceres**

**U**n problema siempre álgido para todas las economías del mundo es la brecha existente entre la demanda creciente de hidrocarburos y una oferta irregular, sino decreciente, de los mismos. Esta situación hace que los países, con sus diferencias de grado y extensión, se enfrenten a escaseces recurrentes o a precios cada vez más altos de los combustibles. ¿Cómo resuelven y/o enfrentan este problema los gobiernos del planeta?

Existen varias formas. La mayoría de los países europeos y Estados Unidos, por ejemplo, en vista de que han agotado sus fuentes de provisión de hidrocarburos, recurren a la importación y, últimamente a autorizar la exploración de petróleo en zonas de alto riesgo ecológico; no obstante, ya han asumido que aunque descubran nuevos yacimientos, estos no serán suficientes para cubrir sus necesidades energéticas, por lo que han tomado los recaudos necesarios para diversificar las fuentes de importación y los combustibles a ser importados, asegurar los mecanismos y logística,

y garantizar los recursos financieros para la importación de los energéticos requeridos. Muchos otros países siguen este camino, al que llaman, genéricamente, “Seguridad Energética”; dando a entender que poco importa si no se tiene recursos hidrocarburíferos, si se cuenta con la capacidad de comprarlos. En el otro extremo están los países productores de hidrocarburos, cuya producción cubre sus requerimientos de combustibles y, además les alcanza para exportarlo. A este autoabastecimiento del mercado interno se ha denominado “Soberanía Energética”. →

Entre estos dos extremos existen variedad de experiencias: En Suramérica, por ejemplo, está Chile que a falta de yacimientos petroleros ha optado por importar hidrocarburos y combustibles; está Argentina que tiene yacimientos hidrocarburíferos, pero que son desarrollados al ritmo y conveniencia de las transnacionales, por lo que a fin de alcanzar seguridad energética se ha visto obligada a importar energéticos; está Brasil que no teniendo los recursos hidrocarburíferos, o al menos no teniendo los suficientes para cubrir sus necesidades, luego de varios años y arduo trabajo de exploración, está a punto de lograr su Soberanía Energética.

### ¿Cómo andamos por casa?

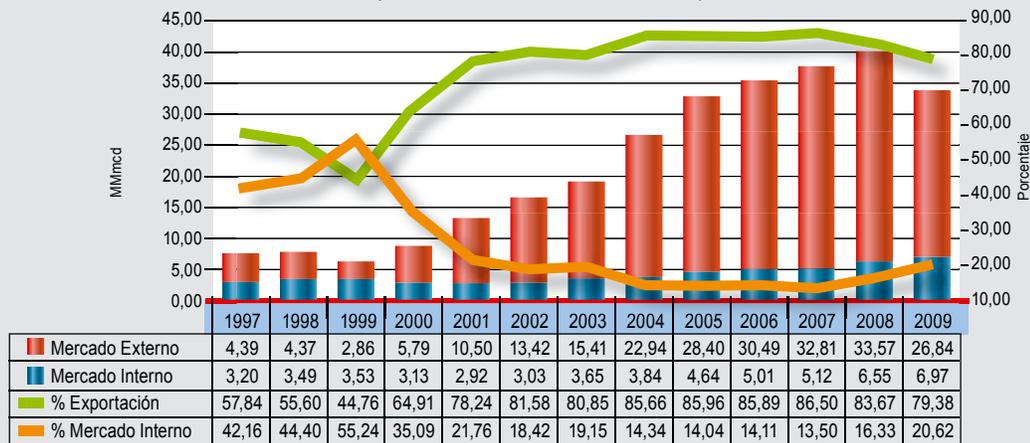
Para la población boliviana estos problemas no son desconocidos; los últimos años ha sufrido falta de gas licuado de petróleo (GLP) y diesel oil, y aunque no ha tenido que soportar el alza de precios, la carga que soporta el Estado por la importación y subvención de estos combustibles y, a veces gasolinas, es cada día más insostenible. ¿Cuál es el camino que la recientemente reconstituida YPFB está tomando para enfrentar este problema? ¿Son idóneas y solventes las medidas propuestas para resolver el problema?

Nuestra respuesta previamente requiere una rápida evaluación del estado actual de la producción hidrocarburífera en el país. En la Ilustración 1 puede verse que la producción de gas natural (GN), entre los años 1997 - 2008, casi se ha sextuplicado; también puede observarse que esa producción ha sido destinada más al mercado externo que al mercado interno, nótese que los volúmenes exportados se han multiplicado por ocho, en tanto los volúmenes destinados al consumo interno apenas se han duplicado. La Ilustración 2, en cambio, muestra que la producción de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural, que en Bolivia, son denominados "hidrocarburos líquidos", ha aumentado levemente<sup>1</sup>. Lamen-



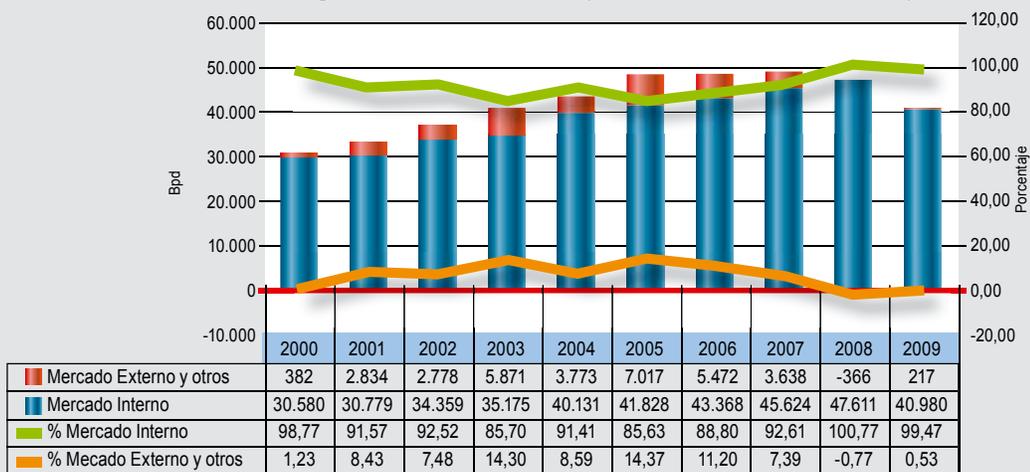
Foto plugphotography.com

Ilustración 1: Comercialización de Gas Natural por Mercado Destino (Millones de Metros Cúbicos Día)



Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

Ilustración 2: Comercialización de Petróleo, Condensado y Gasolina Natural por Mercado Destino (Millones de Metros Cúbicos Día)



Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

tablemente no contamos con los datos desde 1997, pero en lo que va del 2000 al 2009, puede verse que la producción de líquidos es sólo la mitad; producción que prácticamente en su totalidad es destinada al consumo interno. Si equiparamos los volúmenes de producción, teniendo en cuenta que un metro cúbico es equivalente a 6,29 barriles, podemos comprobar que el volumen de GN producido es inconmensurablemente mayor a la producción de líquidos, esto se debe a que de los 49 campos en actual operación petrolera, 35 son campos gasíferos y 14 son petrolíferos, éstos últimos son campos en declinación.

Aquí es necesario hacer algunas precisiones. La primera, las ingentes cantidades de GN producido repercuten mínimamente en el país, no sólo porque se destinan a la exportación y el consumo nacional de GN es incipiente, sino también porque a la mayor parte de ese GN exportado no se le extrae el GLP (butano y propano), es decir, es exportado como GN rico en licuables<sup>2</sup>. Esta situación se da porque a las empresas transnacionales les es económicamente más conveniente separar el butano y propano en el Brasil que en Bolivia; pero también porque el gobierno e YPFB no han tenido la capacidad política ni ejecutiva de obligar a las empresas a invertir en plantas separadoras de líquidos, ni han tenido la sagacidad administrativa para apresurar la instalación de la planta de Río Grande.

La segunda, la clasificación de los volúmenes producidos de petróleo, condensado y gasolina natural como “líquidos” oculta sutiles diferencias, pero que son sustanciales para el abastecimiento del mercado interno. Estas diferencias son:

La producción de condensado va asociada a la producción de GN, no de petróleo; así que el aumento de hidrocarburos líquidos, en realidad es aumento de condensado antes que de petróleo. Los últimos datos conocidos en octubre de 2009 señalaban que del total de líquidos producidos por día, sólo entre el 13% y 15% es petróleo, el resto es condensado y gasolina natural.

En la densidad de estos líquidos<sup>3</sup>. Si tomamos en cuenta que, a mayor densidad (grados API) se refina mayor proporción de combustibles pesados, diesel oil, jet fuel, kerosén) y menor propor-

ción de combustibles livianos (gasolinas automotrices, naftas), y viceversa; puede concluirse que el aumento en los volúmenes de líquidos no implica, necesariamente, que los volúmenes de combustibles pesados también aumente. Específicamente, el petróleo boliviano es catalogado como liviano, el condensado y la gasolina natural son catalogados como extralivianos, por supuesto, el conjunto de estos líquidos ingresados a las refinerías bolivianas arroja una menor cantidad de combustibles pesados, motivo por el cual el país se ve obligado a importarlos.

Los datos acabados de presentar resumen la evolución y la situación actual de la producción hidrocarburífera boliviana, situación que obliga a transitar por las sinuosidades de la seguridad energética. Es cierto que la “vocación” gasífera del país hizo y hace más difícil alcanzar la soberanía energética, sin embargo, no es menos cierto que en los últimos 20 años, el desarrollo real de la industria boliviana del petróleo, ha sido orientada al mercado externo y en beneficio de las multinacionales petroleras, antes que

➤ *La revisión también demuestra que la exploración estará a cargo de YPFB y sus subsidiarias, quedando prácticamente al margen las transnacionales petroleras. Esta situación que en otro contexto sería halagadora, aquí está mostrando que a las transnacionales ya no les interesa buscar más hidrocarburos en el país, desarrollando lo que en este momento tienen bajo su control les alcanza para cubrir los mercados de exportación.*

al mercado interno y en beneficio de la población boliviana y su economía. Esta aseveración se demuestra cuando verificamos que las reservas descubiertas son de GN y condensado, no de petróleo; que los campos explorados y desarrollados son de GN y no de petróleo; en definitiva, todos los datos confirman que la alineación exportadora y privatizadora de la industria alejó al país de la soberanía energética que, gracias al esfuerzo de YPFB se había logrado en 1954.

La nacionalización, desde nuestro punto de vista, además de recuperar la propiedad de los hidrocarburos, aumentar los ingresos para el Estado, reconstituir YPFB como operadora de toda la cadena productiva, también tiene por objetivo, contrarrestar esta situación,

que de mantenerse alejaría a Bolivia, aún más, del autoabastecimiento energético. De algún modo, la nacionalización es también el tránsito de la seguridad energética, que en el país es precaria y atentatoria a las arcas fiscales, a la soberanía energética.

## De Exportadores de Gas Natural a Importadores de Petróleo Crudo

Sensiblemente, en nuestro criterio, el Plan de Inversiones de YPFB 2009 – 2015, que de manera concreta y detallada consigna todos los proyectos que ejecutará la recientemente nacionalizada YPFB, en los próximos cinco años, no responde a este objetivo y, por el contrario, además de insistir en la prelación otorgada al mercado externo, somete el consumo interno al abastecimiento externo.

El primer elemento que demuestra la afirmación que acabamos de hacer está en que de los 11.311 millones de dólares requeridos por el Plan de Inversiones, sólo 1.184 (10,47%) está destinado a la exploración. (Ver Tabla 1) Una re-

visión detallada de este rubro muestra que YPFB Andina explorará el campo Sararenda; YPFB Chaco explorará los campos Carrasco Este, Percheles Profundo, Vuelta Grande Profundo, y Dorado 1005; YPFB Petroandina explorará los campos Lliquimuni, Iñau, y Timboy; YPFB Casa Matriz explorará el campo Itaguazurenda; y Petrobras el Campo Ingre. De estos nueve campos en exploración sólo en uno, en Lliquimuni, existe la posibilidad de encontrar petróleo, en todos los demás campos se tiene un alto grado de certeza de encontrar gas y condensado. Evidentemente el Plan prioriza la búsqueda de gas antes que de petróleo.

La revisión también demuestra que la exploración estará a cargo de YPFB y sus subsidiarias, quedando prácticamente al

...> margen las transnacionales petroleras. Esta situación que en otro contexto sería halagadora, aquí está mostrando que a las transnacionales ya no les interesa buscar más hidrocarburos en el país, desarrollando lo que en este momento tienen bajo su control les alcanza para cubrir los mercados de exportación. En efecto, si pasamos al rubro de explotación comprobamos que se tiene previsto invertir 4.058 millones, equivalentes al 35,88% de todo lo presupuestado (ver Tabla 1); de este total, las empresas tienen previsto invertir 3.561 millones, monto que casi íntegramente estará dedicado a desarrollar los megacampos gasíferos, Sábalo, San Alberto, Margarita, Huacaya, Itau e Incahuasi, a cargo de Petrobras, Repsol y Total. Por su parte, las empresas subsidiarias también destinarán sus recursos a desarrollar sus campos de gas. Sólo a uno de los campos (H. Suarez Roca), que es petrolífero, se destinará recursos para mantener la producción que ya está en declinación. En síntesis también la explotación está orientada a priorizar las necesidades del mercado externo antes que del interno.

Si al estado de situación de la industria hidrocarburífera, que resumimos líneas arriba, sumamos la perspectiva que asume el Plan, indefectiblemente la brecha entre la demanda de combustibles pe-

**> Aunque asumamos que los recursos propios son una fuente segura de financiamiento, puede apreciarse que en cada rubro queda un porcentaje importante por ser financiado, que de acuerdo con el Plan se pretende cubrir por medio de créditos externos y, en menor proporción, por donaciones.**

sados y la producción de hidrocarburos líquidos necesaria para producirlos se ampliará. Esta perspectiva no es desconocida para los que pergeñaron el plan, por lo que en el rubro de refinación, para el cual han previsto la suma de 740 millones de dólares, equivalentes al 6,54% del presupuesto total de inversión, incluyen la construcción de una nueva refinería, que en su primera fase costaría 395 millones de dólares. Esta refinería que sería construida en el departamento de La Paz, procesaría petróleo pesado (densidad <24° API) que sería importado vía Chile. Para tal fin, el Plan también prevé utilizar 855 millones de dólares, de los

Tabla 1: **Plan de Inversiones YPFB 2009 - 2015**

Detalle	Empresas	Subsidiarias	YPFB	Total	%
Exploración	50,00	697,00	437,00	1.184,00	10,47
Explotación	3.561,50	496,90	0,00	4.058,40	35,88
Refinación	0,00	740,35	0,00	740,35	6,54
Almacenaje	0,00	67,30	0,00	67,30	0,59
Transporte	0,00	2.525,94	0,00	2.525,94	22,33
Plantas Separadoras	0,00	0,00	400,00	400,00	3,54
Industrialización	0,00	1.070,00	500,00	1.570,00	13,88
Redes de Gas	0,00	0,00	748,30	748,30	6,62
Reestructuración	0,00	0,00	17,60	17,60	0,16
<b>TOTAL INVERSIÓN</b>	<b>3.611,50</b>	<b>5.597,49</b>	<b>2.102,90</b>	<b>11.311,89</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Plan de Inversiones de YPFB 2009 - 2015

Tabla 2: **Fuentes de financiamiento YPFB**

Detalle	2009 - 2015	%
Crédito BCB	1.000,00	13,23
Recursos Propios	1.860,00	24,61
Crédito externo	285,00	3,77
Otros	422,00	5,58
Donación	59,00	0,78
Por financiar	3.933,00	52,03
<b>TOTAL</b>	<b>7.559,00<sup>4</sup></b>	<b>100,00</b>

Fuente: Plan de Inversiones YPFB 2009 - 2015

2.225 previstos en el rubro de transporte, para la ampliación de la Terminal de Arica y la construcción de "líneas dedicadas" para la importación de crudo y, de ser necesario, también para la impor-

sarios de encarar, por ejemplo, construir las plantas separadoras de líquidos, mejorar y ampliar el sistema de ductos y la infraestructura de almacenaje, ampliar el consumo de gas natural por redes, impulsar la industrialización, etc.; sin embargo, todos estos proyectos adquieren un carácter subsidiario, si tomamos en cuenta que descontando los montos arriba mencionados, sólo representan el 40% de la inversión total; en estas circunstancias indefectiblemente están subordinados a los vientos que soplan en dirección al mercado externo; por ello, no es exagerado concluir, que el Plan de Inversiones de YPFB 2009 - 2015 esencialmente significa ratificar la prioridad otorgada al mercado externo y, lo peor, significa convertir al país en importador de petróleo crudo y combustibles pesados.

### Solvencia completa para el mercado externo e insolvencia garantizada para el abastecimiento interno

De acuerdo con la información que provee el Plan, de los 11.300 millones de dólares requeridos, 7.559 millones (66,82%) corresponden a YPFB, directamente o por medio de una de sus

tación de Diesel Oil y gasolinas automotrices. Una alternativa que aminoraría la importación de crudo y combustibles, es la planta de "gas to liquid" (GTL), que usaría 500 de los 1.570 millones que se pretende invertir en industrialización. Este proyecto de realizarse, podría proveer un volumen de 12.500 barriles de diesel oil, volumen que sin embargo, no sería suficiente para cubrir la demanda creciente de este combustible. Por lo que a pesar del proyecto de GTL, y de acuerdo con la perspectiva marcada por el Plan, la importación sería inevitable.

Evidentemente en el Plan de Inversiones existen otros proyectos que son nece-

subsidiarias. Para cubrir este monto, la única fuente segura y actualmente existente es el crédito de 1.000 millones de dólares otorgados a YPFB por el Banco Central de Bolivia (BCB). (Ver Tabla 2) Posteriormente se encuentra, lo que en el Plan se denomina “recursos propios”, y que corresponde a las inversiones que las subsidiarias realizarían con base a su flujo de caja y las utilidades obtenidas; es decir, es una fuente segura de financiamiento, aunque no puede darse certeza absoluta de sus niveles disponibles. Ambas fuentes representan el 38% de lo que la estatal y sus subsidiarias deben aportar para ejecutar el Plan, para financiar el restante 62% las fuentes todavía son inciertas. (Ver Tabla 2)

Si cruzamos estos datos con los rubros en los que se pretende invertir confirmamos que las labores de exploración serán financiadas por recursos propios de las subsidiarias y, en el caso de Itaguazurenda, a cargo de YPFB, con una parte del crédito del BCB (47 MM\$us) y el resto con “créditos apalancados contra las reservas descubiertas”. En explotación YPFB tiene comprometido 300 MM\$us, que serán extraídos del crédito del BCB, para aportar al desarrollo y explotación del campo Margarita. Por otra parte, el crédito del BCB y los recursos propios contribuirán además en Refinación con el 12% y el 6%, respectivamente; en almacenaje con el 52% y el 13%; en plantas de separación 38% cada uno; en transporte 5,4% y 26,5% respectivamente; en industrialización 19,2% y 1%; en redes de gas está previsto aportar el 14% y sólo con recursos propios. Aunque asumamos que los recursos propios son una fuente segura de financiamiento, puede apreciarse que en cada rubro queda un porcentaje importante por ser financiado, que de acuerdo con el Plan se pretende cubrir por medio de créditos externos y, en menor proporción, por donaciones.

Dicho sintéticamente, en la medida que cada uno de los proyectos no cuente con financiamiento asegurado, el Plan no pasa de ser un conjunto de buenas intenciones; que como bien dice la sabiduría popular, abundan en el camino al infierno.

En efecto, tal cual está diseñada la estrategia de financiación, la única fuente segura es la inversión que realizarán las

empresas, que como dijimos líneas arriba, han comprometido desarrollar los megacampos para exportar el GN hacia la Argentina y al Uruguay, de concretarse el contrato. En tanto esta parte del Plan puede avanzar sin mayores contratiempos (sobre todo porque el gobierno se está asegurando de no dar motivos para que surja algún resquemor por parte de las petroleras), la parte del Plan que aseguraría el abastecimiento del mercado interno no está asegurada, es decir, aunque hay presupuesto para refinación no existe financiamiento para la construcción de la nueva refinería; aunque hay presupuesto para transporte, la construcción de los ductos por los cuales se importaría el crudo y/o los combusti-



**La población en los últimos años ha sufrido falta de gas licuado de petróleo (GLP) y diesel oil, y aunque no ha tenido que soportar el alza de precios, la carga que soporta el Estado por la importación y subvención de estos combustibles y, a veces gasolinas, es cada día más insostenible. ¿Cuál es el camino que la recientemente reconstituida YPFB está tomando para enfrentar este problema? ¿Son idóneas y solvientes las medidas propuestas para resolver el problema?**

bles tampoco existe; de igual modo para la ampliación de la Terminal de Arica; y, para colmo, falta financiar el 86% del presupuesto para la extensión de redes de gas natural en cada departamento.

## Por los recodos de la Inseguridad Energética

La revisión de los objetivos del Plan y de los proyectos y acciones para lograrlos, comprueba que los actuales ejecutivos de YPFB renuncian a trabajar por la soberanía energética y optan por transitar por los caminos de la seguridad energética; al margen de esta determinación, en nuestro criterio, errada; lo realmente grave es que no saben y no tienen concretado cómo financiar los costos de transitar por los recodos de la seguridad energética. No nos referimos, solamente, a los costos de construcción de las redes de gas domiciliario, la nueva refinería, la terminal y los ductos, sino a los costos de mantener la importación de crudo y combustibles; los costos económicos de supeditar el abastecimiento interno a la oferta y los precios internacionales del petróleo; los costos administrativos financieros de la subvención, de la logística de importación, etc.

Para ser precisos, optar por la seguridad energética puede ser mucho más costoso que esforzarse por lograr el autoabastecimiento, que en Bolivia, puede ser perfectamente factible, en los más de 50 millones de hectáreas que tiene identificadas como de interés petrolero; y de las cuales, apenas se está explorando y estudiando, poco más del 6% de esa extensión ■

- 1 Los datos corresponden a los volúmenes de petróleo, condensado y gasolina natural entregados. De estos se ha descontado la cantidad cargada a refinerías, que se asumen como destinadas mercado interno, y el resto se asume como destinada al mercado externo y otros (mermas, uso como combustible).
- 2 Actualmente el gobierno ha logrado que Petrobras reconozca y pague el poder calorífico que, gracias a los licuables, va en exceso al Brasil, sin embargo, ello no resuelve la escasez a la que es sometida la población.
- 3 De acuerdo con su densidad, los hidrocarburos se clasifican en: Gas >110° API; Condensado de 50° a 110° API; Petróleo Liviano de 35° a 50°; Petróleo Medio de 20° a 35° API; Petróleo Pesado < a 20° API. (Rollano; 2008:22)
- 4 Esta cifra varía con la suma de los montos asignados a YPFB y las subsidiarias en la Tabla 1, debido a que en algunas subsidiarias y las sociedades mixtas existe participación de terceros.