

Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras

Análisis de la política económica, fiscal y petrolera



Carlos Arze Vargas
Juan Luis Espada
Juan Carlos Guzmán
Pablo Poveda Ávila

**GASOLINAZO:
SUBVENCIÓN POPULAR
AL ESTADO Y A LAS
PETROLERAS**

**ANÁLISIS DE LA POLÍTICA
ECONÓMICA, FISCAL Y PETROLERA**

GASOLINAZO: SUBVENCIÓN POPULAR AL ESTADO Y A LAS PETROLERAS

**ANÁLISIS DE LA POLÍTICA
ECONÓMICA, FISCAL Y PETROLERA**

Carlos Arze Vargas

Juan Luis Espada

Juan Carlos Guzmán

Pablo Poveda Ávila

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario / Plataforma Energética: Carlos Arze Vargas, Juan Luis Espada, Juan Carlos Guzmán, Pablo Poveda Ávila

Gasolinazo: subvención popular al Estado y a las petroleras. Análisis de la política económica, fiscal y petrolera / Carlos Arze Vargas, Juan Luis Espada, Juan Carlos Guzmán, Pablo Poveda Ávila / CEDLA

(Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N° 6)

La Paz: CEDLA, agosto de 2011, xvi; 192 p.

I. t.

II. s.

DESCRIPTORES:

<GAS> <GAS NATURAL> <INDUSTRIALIZACIÓN> <NACIONALIZACIÓN> <POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA> <POLÍTICAS PÚBLICAS> <EXPORTACIÓN> <IMPORTACIÓN> <ENERGÍA> <PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA> <POLÍTICA ENERGÉTICA> <DIAGNÓSTICO> <SISTEMA ENERGÉTICO>

DESCRIPTOR GEOGRÁFICO:

<BOLIVIA>

2011, CEDLA

Primera edición, agosto de 2011

Depósito Legal: 4-1-1911-11

Editor:

CEDLA

Av. Jaimes Freyre No. 2940, Sopocachi

Telfs. 2412429 - 2413175 - 2413223

Fax: (591) (2) 2414625

E-mail: cedla@cedla.org

URL: www.cedla.org

La Paz - Bolivia

Supervisión de edición: CEDLA

Cuidado de edición: Patricia Montes

Ilustración de tapa: CORBIS

Diagramación: Alfredo Revollo Jaén

Impresión: Imprenta COMPAZ • tel.: 2484785

Publicación realizada con el apoyo de Oxfam

Impreso en Bolivia

Printed in Bolivia

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio sin permiso previo del editor.

Esta publicación se la realiza en el marco de la Plataforma Energética, creada por el CEDLA como un espacio plural para promover el debate público sobre los temas fundamentales del sector energético. La opinión de los autores no implica, necesariamente, la posición y el enfoque institucional de la Plataforma Energética, del CEDLA o de Oxfam.

ÍNDICE

Presentación	XV
Consolidando el patrón primario exportador	1
Restricciones fiscales para la política populista	21
Bonanza y déficit fiscal.....	23
El carácter inflexible del gasto público.....	26
Los límites de la generación de ingresos fiscales.....	33
Límites de la “nacionalización” de los hidrocarburos	39
Precio del petróleo bajo dominio de los monopolios.....	41
Presencia estatal y control transnacional en el sector.....	48
<i>El control de las áreas de producción</i>	48
<i>El control de las reservas de hidrocarburos</i>	52
<i>Declinación de la producción y presencia estatal</i>	60
<i>Situación de la producción de refinados de petróleo</i>	63

Víctimas y beneficiarios de la “nivelación” de precios.....	71
La caída en la producción de hidrocarburos líquidos.....	73
La magnitud del subsidio.....	78
<i>Evolución de la oferta de gasolina especial.....</i>	<i>82</i>
<i>Evolución de la oferta interna de diesel.....</i>	<i>85</i>
<i>Evolución del consumo de diesel por sectores económicos.....</i>	<i>87</i>
<i>Importación de diesel y gasolina.....</i>	<i>87</i>
<i>La venta de combustibles en el mercado interno.....</i>	<i>89</i>
Costos de los combustibles y utilidades de las petroleras.....	94
<i>Los costos de producción de la materia prima.....</i>	<i>95</i>
<i>La estructura de precios de los productos terminados.....</i>	<i>97</i>
<i>Los incentivos a la producción de petróleo.....</i>	<i>103</i>
<i>Las utilidades netas de las petroleras.....</i>	<i>110</i>
El D.S. 0748 y cómo afecta al transporte.....	115
<i>Evolución del parque automotor.....</i>	<i>116</i>
<i>Crecimiento del parque automotor.....</i>	<i>119</i>
<i>Consumo de energía en el sector.....</i>	<i>123</i>
El D.S. 0748 y el contrabando de combustibles.....	130
Los ingresos y los costos fiscales del “gasolinazo”.....	142
 Síntesis y conclusiones.....	 149
Bibliografía.....	161
Anexos.....	167
Glosario.....	187
Autores.....	189

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1	Subsidios a la importación de combustibles	33
Cuadro 2	Reservas probadas de petróleo (en miles de MM de barriles).....	46
Cuadro 3	Áreas de operación petrolera 2004-2010	51
Cuadro 4	Reservas probadas de hidrocarburos por operador 2005-2009.....	54
Cuadro 5	Reservas de hidrocarburos a 31/12/2009 (Kbep).....	56
Cuadro 6	Campos y reservas de petróleo por operador (en barriles).....	59
Cuadro 7	Reservas certificadas por Ryder Scott a 31/12/2009 (Kbep).....	60
Cuadro 8	Producción de gas natural, petróleo, condensado y gasolina natural	61
Cuadro 9	Producción de hidrocarburos por operador (porcentaje).....	64
Cuadro 10	Capacidad de operación instalada y utilizada de las refinerías (en Bbl día)	67
Cuadro 11	Oferta y demanda de productos de refinerías 2009 (en BEP día).....	67
Cuadro 12	Evolución de la actividad de exploración petrolera	74

Cuadro 13	Participación en la matriz de consumo y crecimiento del consumo de combustibles.....	81
Cuadro 14	Cálculo estimado del subsidio neto al diesel.....	90
Cuadro 15	Cálculo estimado del subsidio aparente al diesel.....	92
Cuadro 16	Cálculo de costos de producción 2010.....	96
Cuadro 17	Composición del precio del diesel antes del D.S. 0748.....	97
Cuadro 18	Composición estimada del precio del diesel antes del D.S. 0748.....	99
Cuadro 19	Composición estimada del precio del diesel después del D.S. 0748.....	100
Cuadro 20	Recaudaciones probables luego del D.S. 0748.....	102
Cuadro 21	Valores del incentivo a la producción de petróleo (año 2009).....	104
Cuadro 22	Valores del incentivo a la producción de petróleo. Escenario 1 (año 2009).....	107
Cuadro 23	Valores del incentivo a la producción de petróleo. Escenario 2 (año 2009).....	109
Cuadro 24	Cálculo de utilidades netas de la petrolera.....	112
Cuadro 25	Alícuotas del IEHD antes y después del “gasolinazo”.....	143
Cuadro 26	Recaudación por IEHD con D.S. 0748.....	144
Cuadro 27	Incremento salarial PGE y D.S. 0758 (en Bolivianos).....	145
Cuadro 28	Subsidio a productores agrícolas.....	146
Cuadro 29	Gastos paliativos para el “gasolinazo”.....	148

Anexos

Cuadro 1	Cálculo estimado del subsidio neto a la gasolina.....	169
Cuadro 2	Cálculo estimado del subsidio aparente a la gasolina.....	170
Cuadro 3	Estructura del precio del diesel antes del D.S. 0748.....	171

Cuadro 4	Estructura del precio de la gasolina antes del D.S. 0748.....	172
Cuadro 5	Estructura del precio del diesel después del D.S. 0748.....	173
Cuadro 6	Estructura del precio de la gasolina después del D.S. 0748.....	174
Cuadro 7	Componentes del precio del diesel antes del D.S. 0748.....	175
Cuadro 8	Componentes del precio de la gasolina antes del D.S. 0748.....	175
Cuadro 9	Componentes del precio del diesel después del D.S. 0748.....	176
Cuadro 10	Componentes del precio de la gasolina después del D.S. 0748.....	176
Cuadro 11	Clasificación de campos petroleros según el D.S. 28984.....	177
Cuadro 12	Cálculo de producción de diesel con incentivo.....	183

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Bolivia: crecimiento del PIB real (porcentaje).....	5
Gráfico 2	Crecimiento anual promedio del PIB según rama de actividad (porcentaje).....	6
Gráfico 3	PIB: incidencia promedio de las ramas de actividad en crecimiento (porcentaje).....	8
Gráfico 4	Valor de exportación e importación de bienes (en MM\$US).....	9
Gráfico 5	Estructura sectorial de las exportaciones (porcentaje).....	11
Gráfico 6	Índices de precios y volumen de las exportaciones (2006-2010).....	13
Gráfico 7	Valor de las importaciones (en MM\$US).....	15
Gráfico 8	Índice de volumen de las importaciones (2006-2010).....	16
Gráfico 9	Inflación anual (porcentaje).....	18
Gráfico 10	Tendencia del balance fiscal del SPNF, Gobierno General y empresas públicas.....	25
Gráfico 11	Evolución de los créditos contratados de la deuda externa (en MM\$US).....	27
Gráfico 12	Estructura del gasto corriente del SPNF (en MMBs.).....	28

Gráfico 13	Comportamiento del gasto corriente y del gasto de capital del SPNF (en MMBs.).....	30
Gráfico 14	Estructura del gasto en remuneraciones.....	31
Gráfico 15	Recaudaciones tributarias 2001-2010 (p) (MM\$US).....	35
Gráfico 16	Renta del sector hidrocarburos (en MM\$US).....	37
Gráfico 17	Precio promedio del crudo WTI (1) (en \$US/Bbl).....	42
Gráfico 18	Oferta y demanda mundial de petróleo (en miles de barriles diarios).....	44
Gráfico 19	Reservas probadas (1) de hidrocarburos por tamaño de campo (enero de 2010).....	55
Gráfico 20	Declinación de reservas.....	57
Gráfico 21	Producción de GN, petróleo, condensado y gasolina según operador (MMpcd y Mbd).....	62
Gráfico 22	Tasa de crecimiento de la demanda de productos refinados.....	69
Gráfico 23	Evolución de la producción de líquidos (Kbep).....	75
Gráfico 24	Evolución del consumo de energía por fuentes.....	80
Gráfico 25	Evolución de la oferta interna neta de gasolina especial.....	83
Gráfico 26	Evolución de la oferta interna neta de diesel.....	86
Gráfico 27	Evolución del consumo nacional de diesel.....	88
Gráfico 28	Evolución del parque automotor.....	117
Gráfico 29	Crecimiento del parque automotor particular (unidades de automotor equivalente).....	121
Gráfico 30	Crecimiento del parque automotor público (unidades de automotor equivalente).....	122
Gráfico 31	Consumo de energía del parque automotor equivalente.....	124
Gráfico 32	Consumo de energía del transporte.....	126

Gráfico 33	Evolución del consumo de energía en el transporte.....	127
Gráfico 34	Evolución de la intensidad energética en agricultura, pesca y minería.....	134
Gráfico 35	Evolución de la intensidad energética en el transporte.....	136
Gráfico 36	Valores excedentarios a IE Gsl mínima.....	139
Gráfico 37	Valores excedentarios a IE Dsl mínima.....	140

Anexos

Gráfico 1	Evolución del parque automotor particular	185
Gráfico 2	Evolución del parque automotor público.....	186

PRESENTACIÓN

Las multitudinarias y radicales manifestaciones populares realizadas en gran parte del país durante la última semana de diciembre del año pasado representan, sin duda, la crisis social y política más importante que ha enfrentado hasta hoy el Gobierno de Evo Morales. La elevación de los precios internos de los principales combustibles en una magnitud nunca antes vista evocó las medidas tomadas por los primeros gobiernos “neoliberales” de los años ochenta, cuando la urgente necesidad de recursos fiscales era satisfecha mediante el recurso de imponer un tributo universal y de fácil recaudación a todos los ciudadanos, sin miramientos sobre las diferencias de ingreso ni sobre los efectos que podría causar en las condiciones de vida de los más pobres.

La justificación de la medida anunciada por el Vicepresidente Álvaro García Linera —repetida después por los miembros del gabinete ministerial— hacía alusión al “desangramiento” de las arcas estatales por la subvención del precio de dichos combustibles, que alcanzaría a varios cientos de millones de dólares. Esta aseveración generó cierto respaldo a la disposición gubernamental porque iba acompañada de la denuncia en sentido de que los recursos destinados a mantener congelados los precios de los carburantes se deducían de los planes de inversión social y productiva.

Por el contrario, la experiencia popular en torno a los objetivos que en el pasado impulsaron este tipo de medidas y la creciente desilusión

respecto a los resultados de la política económica aplicada por el actual Gobierno, en especial de la denominada “nacionalización”, acentuaron la percepción de que la medida era un enorme paso hacia el pasado, hacia los tiempos en que la influencia de las empresas transnacionales se concretaba en disposiciones favorables a sus intereses. Por eso menudearon las alusiones al carácter “neoliberal” de la medida y se acabó bautizándola como “gasolinazo”, haciendo referencia directa a su semejanza con las acciones que tomaron gobiernos anteriores.

Aunque la contundencia de las protestas populares obligó al Gobierno a su temprana abrogación, los objetivos de la medida no quedaron claros para una parte importante de la población. Para muchos resulta todavía inadmisibles que un gobierno popular hubiese adoptado una medida de impactos económicos y sociales tan nocivos y con un altísimo costo político. La inexistencia de información precisa y accesible sobre los aspectos fiscales y la realidad energética del país que configuraron el contexto en el que se adoptó la decisión gubernamental contribuyó a la confusión respecto a sus propósitos y, en la actualidad, permite que el Gobierno retome la iniciativa apelando al temor que produce en la población la posibilidad de una crisis fiscal y de provisión de combustibles.

Con el propósito de aportar al imprescindible debate nacional acerca de la orientación y perspectivas de la política energética vigente, dentro de la cual se inscribe este tipo de medidas, el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), en el marco de la agenda de investigaciones de la Plataforma Energética, ha elaborado el presente estudio que intenta absolver algunas interrogantes que han quedado pendientes sobre los objetivos del “gasolinazo” y su relación con la orientación del denominado “Proceso de Cambio”.

Javier Gómez Aguilar
Director ejecutivo
CEDLA

**CONSOLIDANDO
EL PATRÓN PRIMARIO
EXPORTADOR**

El contexto actual de la economía boliviana se caracteriza por la presencia de niveles de crecimiento económico positivo, verificados ininterrumpidamente desde el año 2004, pero que han sido mayores en el último quinquenio. En este sentido, se puede destacar que en la segunda mitad de la anterior década el crecimiento anual promedio del producto interno bruto (PIB) fue del orden del 4,6%, casi un 50% mayor que la tasa promedio del quinquenio 2001-2005, que se situó en 3,1%. Estos resultados han sido alcanzados principalmente gracias a los elevados precios de las materias primas en el mercado internacional, escenario impulsado por el crecimiento económico excepcional de algunas regiones y países, como los denominados BRIC.

Ahora bien, el crecimiento del producto muestra su heterogeneidad al observar lo que sucedió en los distintos años de la serie y en las ramas de actividad económica consideradas individualmente.

En el gráfico 1 se aprecia que durante el segundo quinquenio, los años 2008 y 2009 muestran un comportamiento irregular respecto a la línea tendencial del período. En el caso del primer año mencionado, la explicación es que, debido a la incorporación de la empresa San Cristóbal en la producción, el sector de la minería alcanzó un crecimiento excepcional de más del 56%. Por el contrario, en el año 2009, como producto de la crisis internacional que ocasionó la caída de la demanda de materias primas, reflejada específicamente en la menor

demanda de gas natural por parte de Brasil —que bajó de un promedio diario de 31,3 MM de metros cúbicos en 2008 a sólo 24 MM de metros cúbicos en 2009—, la producción nacional de hidrocarburos sufrió una drástica reducción del 13,5%.

Esta observación inicial, que destaca la enorme importancia de los sectores extractivos, y en particular de algunos proyectos individuales, se ratifica al revisar la composición del crecimiento del producto desde la perspectiva de las ramas de actividad.

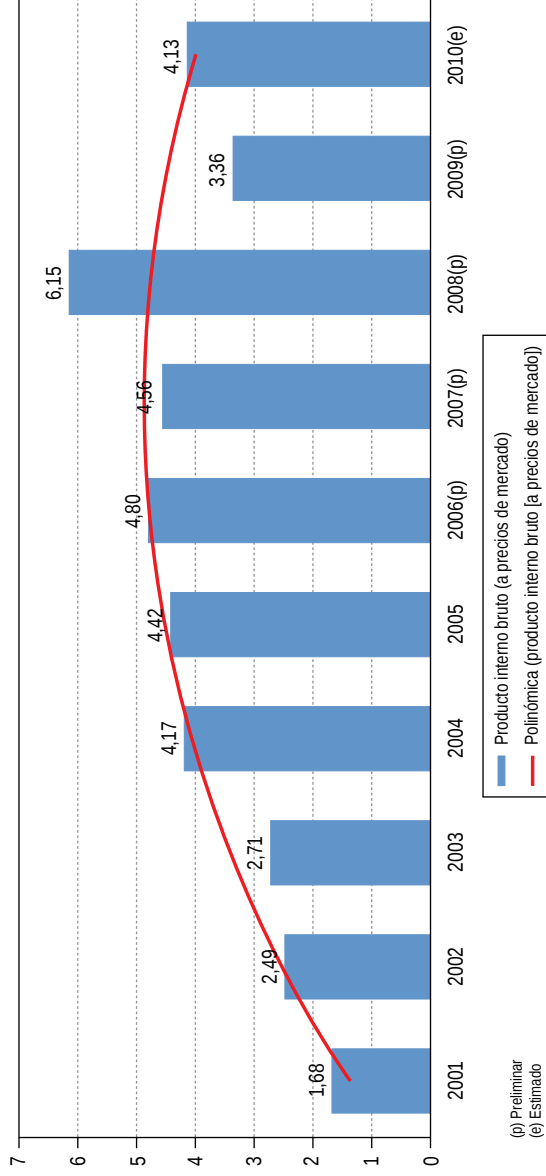
De acuerdo al gráfico 2, el crecimiento del producto nacional ha estado jalonado en la última década por la irrupción renovada de las industrias extractivas de hidrocarburos y minerales. En el período 2001-2005 el crecimiento del PIB se explica en gran parte por el crecimiento de la producción de hidrocarburos, especialmente de gas natural, con una tasa promedio anual del 10%. En cambio, en los cuatro años siguientes —2006-2009— ese sitio fue ocupado por la actividad minera, que alcanzó una tasa promedio anual de poco más del 20%.

El importante y creciente peso de las actividades extractivas en la estructura y la dinámica de la economía boliviana se refleja de una manera aun más concluyente en la incidencia de las ramas de actividad sobre el comportamiento del PIB nacional.

Como muestra el gráfico 3, en el período 2001-2005, la rama agropecuaria fue la que tuvo mayor incidencia en la variación del PIB, aunque es perceptible la importancia que el sector de hidrocarburos fue adquiriendo, ubicándose en el segundo lugar en términos de incidencia. También destaca la importancia del sector de transporte y del sector de la industria manufacturera, en ambos casos debido al impacto que tuvo sobre ellos el crecimiento inusitado de las exportaciones de gas natural al mercado brasileño a partir de los primeros años del período y a la reanimación del rubro de refinación de derivados de petróleo en 2002 y 2004.

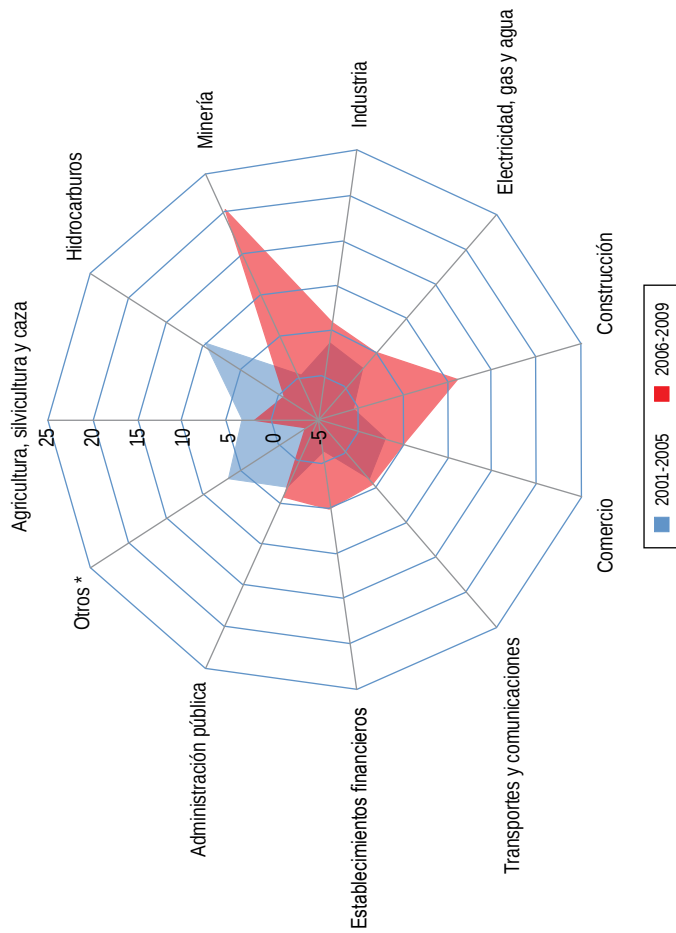
En la segunda parte del decenio —período 2006-2009— sobresalen claramente las ramas de la industria y la minería, contrastando con la caída importante en la incidencia de la rama de hidrocarburos, que

Gráfico 1
Bolivia: crecimiento del PIB real (porcentaje)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE y del Informe de Gestión Gubernamental 2010.

Gráfico 2
Crecimiento anual promedio del PIB según rama de actividad
(porcentaje)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE.

pasa a tener una incidencia anual promedio negativa. En el caso de la industria, también es visible la influencia del comportamiento de la producción de metales, particularmente en los años 2008 y 2009. Por el contrario, llama la atención la situación de la agricultura, silvicultura y pesca, cuya incidencia promedio anual en el PIB cayó de un 20% de la primera etapa, a sólo un 8%, lo que sumado a la caída de su tasa de crecimiento advierte sobre riesgos en la provisión de alimentos y materias primas para la industria nacional.

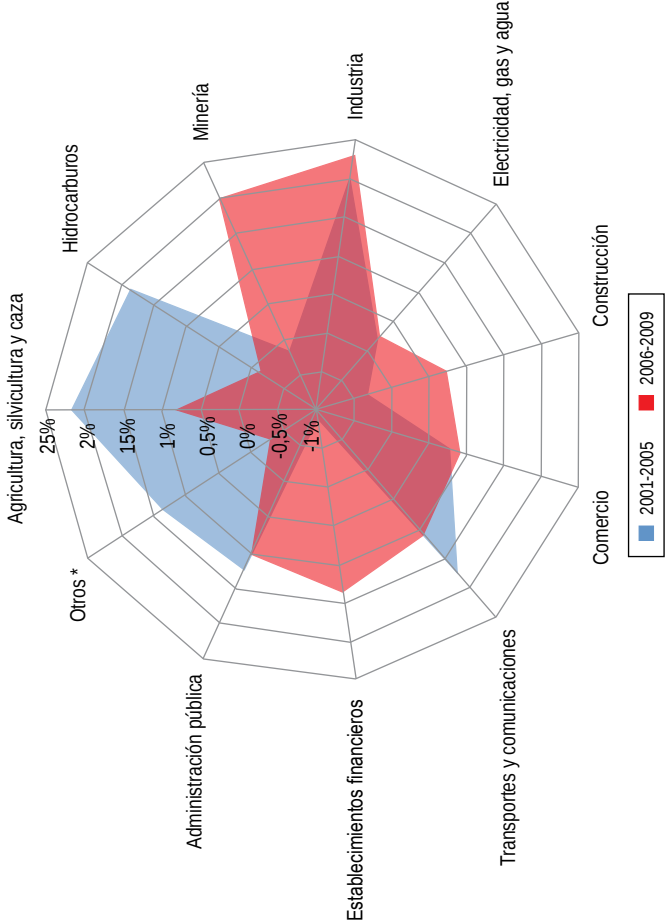
Este escenario, al margen de retratar de manera patente la continuidad de la naturaleza primaria de la economía nacional, característica común de toda nuestra historia, revela la orientación de las políticas económicas implementadas por el actual Gobierno y marca las probables tendencias del desarrollo futuro. Para efectos de este análisis, su importancia radica en que revela que el contexto económico previo a la elevación de precios de los combustibles líquidos estuvo signado por la enorme influencia del comportamiento de estas dos industrias extractivas en el crecimiento económico.

Desde la perspectiva del comercio exterior, también es posible captar el proceso de consolidación del patrón primario exportador de la economía nacional.

En primer lugar, la balanza comercial del país muestra que el comportamiento tradicionalmente asociado al comercio exterior de los países primario exportadores, en que la especialización en la oferta de bienes primarios determina también el carácter de la demanda, se reedita plenamente en la última década.

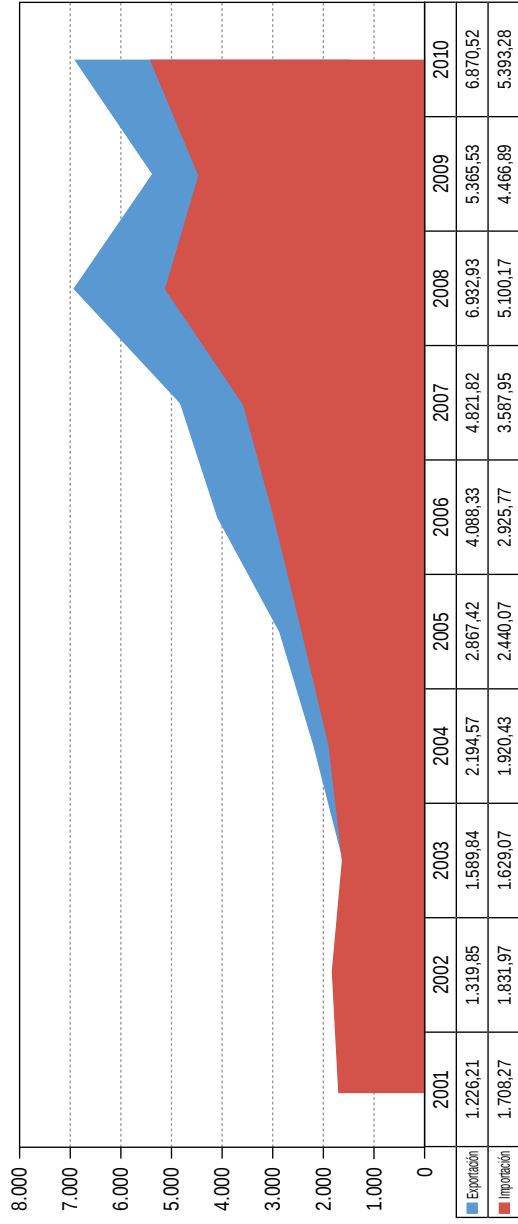
Si bien el país logra alcanzar una balanza comercial superavitaria desde el año 2004 y llega a quintuplicar las exportaciones en el curso de la década, la inflexibilidad de las importaciones, explicada por la debilidad del aparato productivo y la poca industrialización, ocasiona que el superávit comercial sea extremadamente volátil, reduciéndose en episodios de caída de los precios internacionales de las materias primas, como el producido en 2009 por la crisis internacional.

Gráfico 3
PIB: incidencia promedio de las ramas de actividad en crecimiento (porcentaje)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE.

Gráfico 4
Valor de exportación e importación de bienes (en MM\$US)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE.

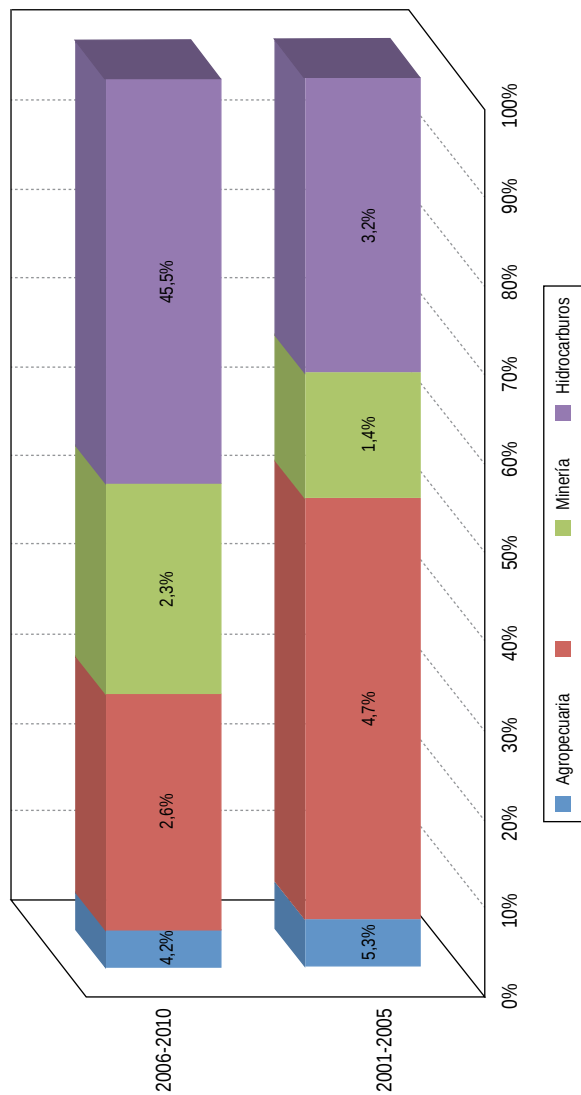
Más aun, la estructura sectorial de las exportaciones revela el cambio producido en ella durante la segunda mitad de la década anterior: las ventas externas de productos primarios provenientes de las ramas de hidrocarburos y minería han pasado a ser dominantes, concentrando aproximadamente el 69% del total, frente a una participación más equilibrada vigente en el quinquenio anterior, cuando estos sectores representaban el 47%, porcentaje similar al de la industria manufacturera. Esta situación refleja una tendencia a la mayor primarización relativa de la oferta productiva del país, producto de la concentración de la atención de la inversión privada y de las políticas públicas en las ramas extractivas, que en la actualidad producen rentas excepcionales.

Sin embargo, el gráfico de la estructura de las exportaciones, expresada en términos de valor, no alcanza a retratar adecuadamente el comportamiento de estas, en particular de las exportaciones de las industrias extractivas. Resulta que dichas exportaciones, aunque han crecido en términos relativos y en términos de valor, no lo han hecho en términos de volumen.

Como se puede ver en el gráfico 6, los índices de precio (valor unitario) y de volumen de la exportación de hidrocarburos y de minerales en el período 2006-2010 tienen un comportamiento discorde que ha aumentado la brecha entre ambos: (i) mientras el índice de precio de la exportación de hidrocarburos se incrementó en un 45,8%, el índice de volumen sólo creció en un 2,6%; (ii) en el caso de los minerales, el índice de valor se elevó en un 51% y el de volumen sólo en un 15%.

Es especialmente importante destacar lo sucedido con las exportaciones del sector hidrocarburos, pues el Gobierno, al dar continuidad a la orientación exportadora de la economía —que fue el aspecto principal del neoliberalismo—, sometió su propia capacidad de actuar a través de la política fiscal a la obtención de rentas provenientes de la exportación de gas natural. Pese al convenio de exportación a la República Argentina, firmado para promover nuevos contratos

Gráfico 5
Estructura sectorial de las exportaciones (porcentaje)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE.

petroleros y que contiene condiciones de precio más favorables que las del contrato con Brasil, el volumen de venta de gas natural al exterior no ha aumentado, debido principalmente al estancamiento de la producción.

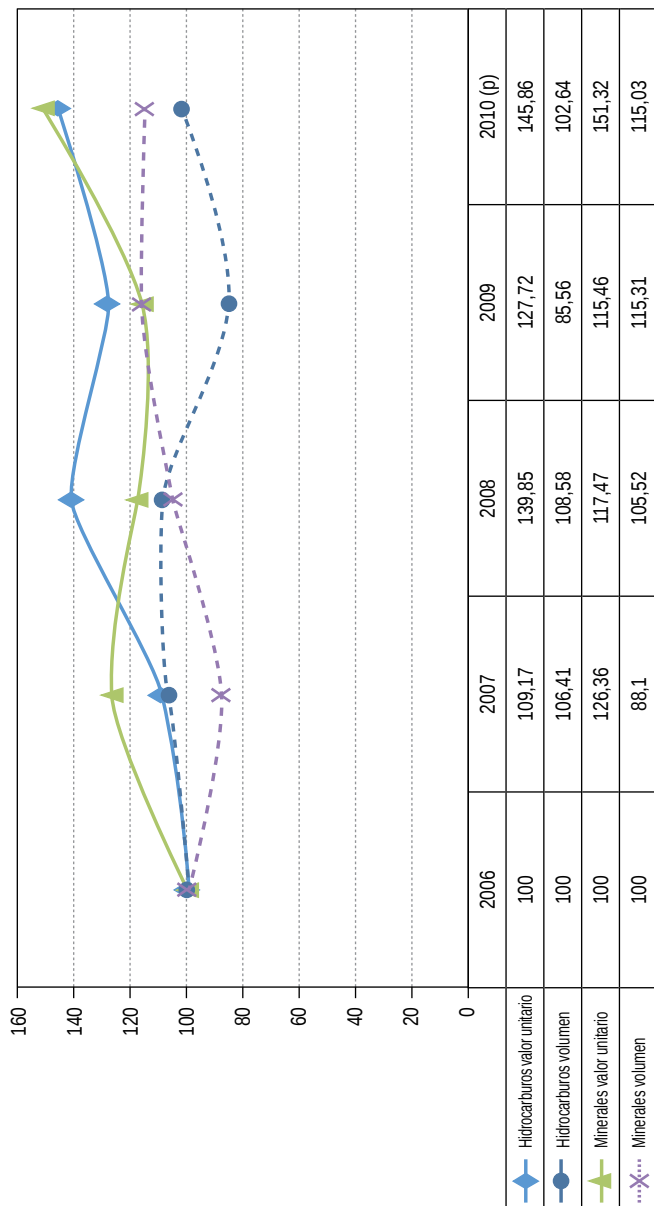
En el caso de la exportación de minerales, el incremento de la oferta exportadora a partir del año 2008 se debe esencialmente a la incorporación de la empresa San Cristóbal en la producción de concentrados de zinc-plata-plomo. Esta empresa, que es responsable de la producción del 70% del volumen de minerales del país, ha permitido el alza de las exportaciones y, gracias a la escala de su capacidad productiva, desde el año de su incorporación ha venido compensando la caída en la producción de otras empresas del sector.

Esta situación contradice a la propaganda oficial, pues demuestra la escasa virtualidad de las políticas públicas para impulsar la actividad productiva y su extrema dependencia de las condiciones de los mercados internacionales; desde otra perspectiva, resume el carácter rentista del Estado.

Obviamente, si esto sucede con la producción para la exportación, la situación de la producción para el mercado interno es todavía más delicada, debido a que la evidente pobreza del consumidor nacional impide la nivelación de los precios con los de los mercados internacionales.

La presencia de un creciente proceso de inflación a partir del mes de junio de 2010, concentrado en el capítulo de alimentos, muestra el deterioro paulatino de la capacidad productiva y la persistencia de la orientación exportadora —que deviene a su vez en concentración de la tenencia de la tierra—, que determinan la insuficiencia de la oferta interna. Esta situación exacerbó el comportamiento de las importaciones, que tradicionalmente han seguido de cerca el incremento de las exportaciones. Además, hay que mencionar que, a partir de los eventos de inflación producidos en 2007 y 2008, el Gobierno priorizó la importación directa de alimentos como instrumento para combatir el incremento de sus precios internos.

Gráfico 6
Índices de precios y volumen de las exportaciones (2006-2010)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE.

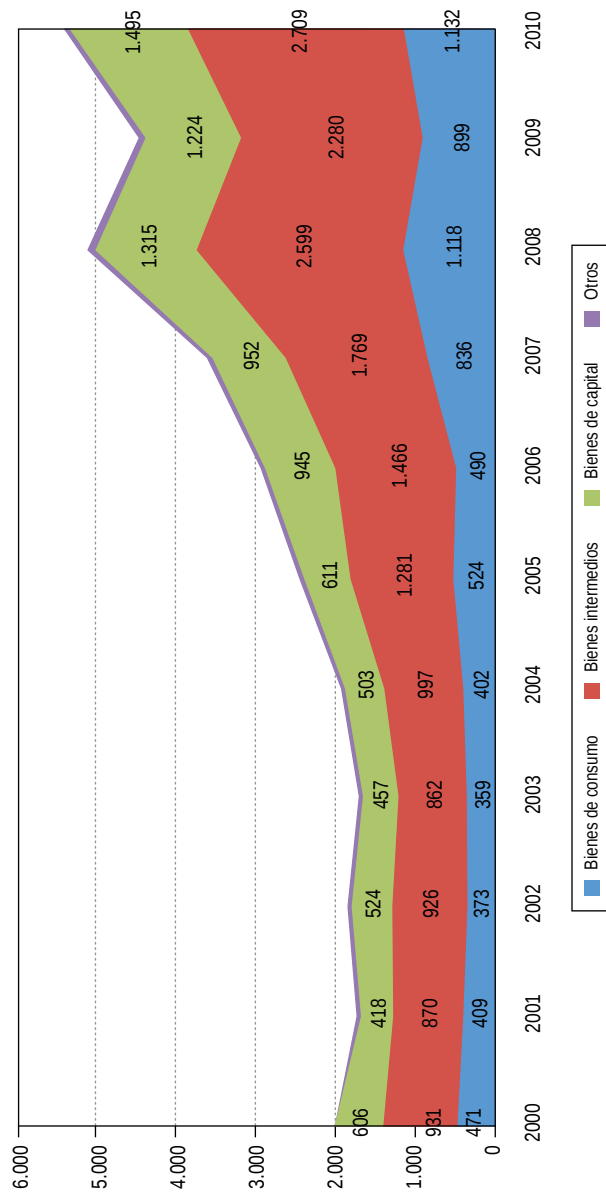
El gráfico 7 refleja ese incremento inusitado de las importaciones, que se inicia el año 2005 y que continúa de manera ampliada desde el año 2006 hasta la fecha.

El comportamiento de las importaciones desde el punto de vista del destino o uso económico de los bienes importados —expresado en el índice de volumen (gráfico 8)— muestra que el grupo de bienes intermedios y materias primas fue el que más creció en varios años del quinquenio 2006-2010. También refleja el crecimiento de la importación de bienes de capital a partir de 2008, con un incremento mayor en el último año. Finalmente, destaca que la importación de bienes de consumo creció levemente durante los cuatro años iniciales, aunque en 2010 sufrió un salto extraordinario, llegando a constituir 1,5 veces el volumen importado en 2006.

Un incremento de los bienes de capital e intermedios daría la impresión de que el crecimiento de las importaciones respondería a una mayor dinámica de la producción nacional. Empero, revisando el comportamiento de cada grupo, resulta que: (i) dentro de los bienes intermedios el ítem de mayor crecimiento es el de los combustibles, que pasó de constituir el 3% del total de bienes importados —como promedio en el quinquenio 2001-2005— a más del 9% en el quinquenio 2006-2010; (ii) en el grupo de bienes de capital, la maquinaria industrial tiene la más alta participación, con un 10,6% en el último quinquenio, aunque la misma no ha variado desde principios de la década; una situación parecida se da en el caso de los bienes de capital destinados a la agricultura, aunque su participación es irrelevante, pues no pasa del 1,7% del total de las importaciones; (iii) en el grupo de bienes de consumo, el ítem más importante es el de los vehículos de transporte particular, que aumentó su participación del 3% al 5% del total en los mismos períodos.

En resumen, el aumento de las importaciones a un ritmo similar al de las exportaciones no ha tenido como objetivo mejorar la capacidad productiva, sino paliar las dificultades en la producción nacional de ciertos bienes, como los combustibles y, adicionalmente, proveer

Gráfico 7
Valor de las importaciones (en MM\$US)



Fuente: elaboración del CEDLA con información del INE.

Gráfico 8
Índice de volumen de las importaciones (2006-2010)



Fuente: elaboración del CEDIA con información del INE.

algunos bienes de consumo duradero demandado por ciertos estratos sociales de mayor capacidad adquisitiva.

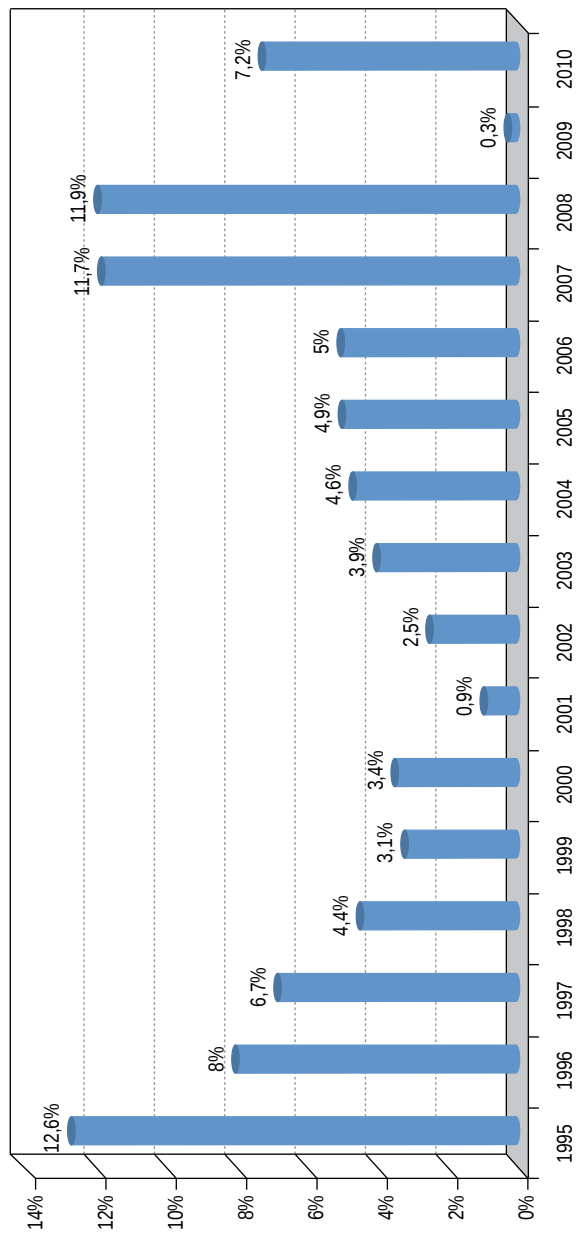
Por último, el contexto de la economía nacional muestra la reanimación de procesos inflacionarios en el último quinquenio. Como se observa en el gráfico 9, el incremento anual de precios en los años 2007, 2008 y 2010 fue inusualmente alto respecto a las variaciones registradas en los anteriores cinco años. Excepcionalmente en 2009, y coincidiendo con la etapa más aguda de la crisis internacional, la inflación interna fue prácticamente nula.

Las razones para esa elevación de precios internos han sido varias; entre ellas podemos señalar la influencia de la inflación internacional a través de los precios de las importaciones —en particular de los precios de los alimentos—, así como la presencia de una situación extraordinaria de elevada liquidez en la economía nacional a consecuencia del incremento de los ingresos provenientes de las crecientes exportaciones, alentadas por la elevada demanda internacional de materias primas. Sin embargo, se debe enfatizar que otra razón fundamental para la elevación de los precios internos fue el debilitamiento de la producción, es decir, la caída relativa de la oferta frente a la demanda, incrementada por la disponibilidad de mayores ingresos.

Esta situación vuelve a marcar una de las características típicas de las economías primario exportadoras: su deformación estructural, caracterizada por la hipertrofia de los sectores de elevada productividad destinada al mercado exterior, a costa del abandono de los sectores que producen para el mercado interno.

Como ya vimos, la respuesta del Gobierno fue la implementación de políticas de corto plazo, como las prohibiciones y controles de la producción de determinados productos, especialmente de alimentos, pero especialmente el incremento de la importación de bienes del exterior. Obviamente, recurrir al aumento de importaciones para paliar el déficit productivo conlleva riesgos mayores en el largo plazo para la capacidad productiva y para la capacidad financiera estatal, puesto que se requiere importantes y crecientes cantidades

Gráfico 9
Inflación anual (porcentaje)



Fuente: elaboración del CEDIA con información de INE.

de divisas para mantener esta “solución”; también se inscribe en este marco la implementación del “gasolinazo”, que pretendía reducir la presión de la subvención de los combustibles sobre la capacidad financiera del fisco.

**RESTRICCIONES
FISCALES
PARA LA POLÍTICA
POPULISTA**

Bonanza y déficit fiscal

Un aspecto realizado frecuentemente por el Órgano Ejecutivo como un logro de la administración pública es el referido al balance fiscal. Como se conoce, en 2010 Bolivia habría registrado un superávit del 2%¹, constituyéndose en la quinta gestión en que se registra un balance fiscal favorable.

Una mirada a esa situación muestra que el superávit fiscal de los primeros años se debió a los extraordinarios ingresos fiscales captados por la renta de hidrocarburos, hecho que fue reforzado por un aumento en el resto de los ingresos tributarios. Posteriormente, este balance fiscal positivo, además de explicarse por la mayor disponibilidad de ingresos públicos, también se debió a la baja ejecución en el gasto fiscal.

Lo anterior se infiere de la observación del aumento de ingresos en las cuentas fiscales de las entidades del sector público. Según cifras oficiales, en la gestión 2007 se acumuló en las cuentas fiscales de las entidades del sector público la suma de 9.190 MMBs. (1.312 MM\$US), en tanto que en 2010 esa cifra subió a 13.827 MMBs. (1.915 MM\$US) (VPCF 2010).

Hasta aquí las cifras evidencian, en términos del balance general de las finanzas públicas, una holgura fiscal que ha sido resaltada por

¹ Dato del Informe de Gestión Presidencial 2010, realizado en enero de 2011.

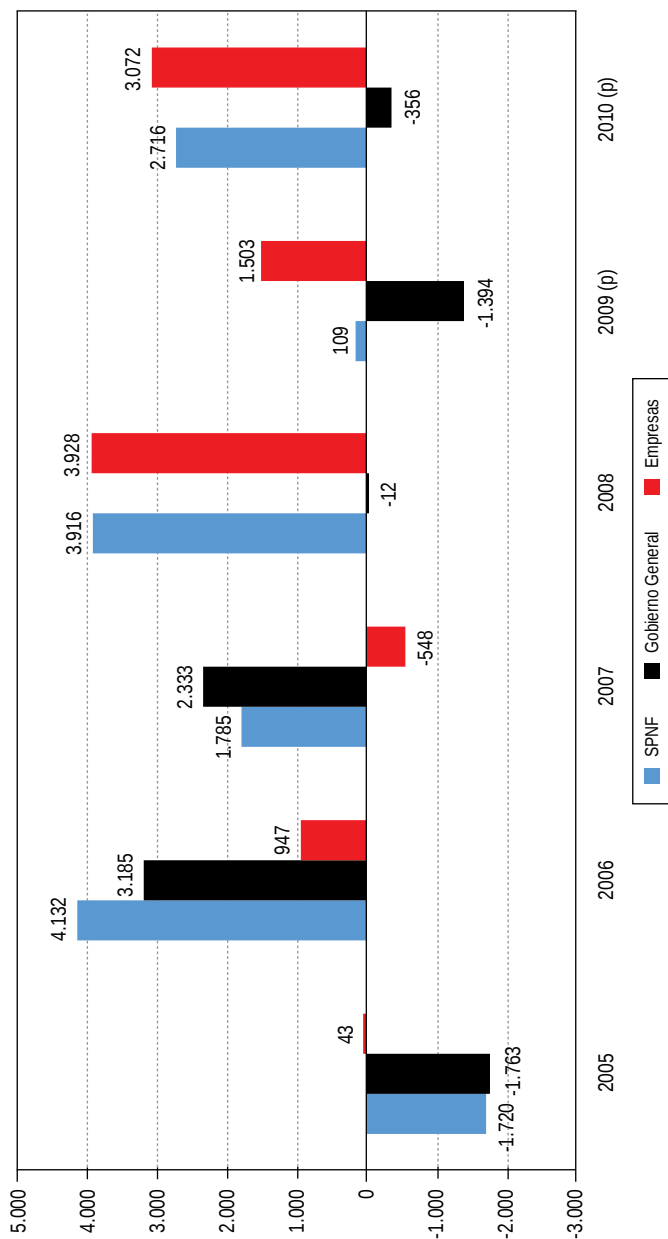
organismos internacionales como el Fondo Monetario Internacional (FMI). Sin embargo, es necesario hacer una precisión: el superávit fiscal se compone del balance fiscal de dos grupos de instituciones del sector público: por un lado está el Gobierno General y, por el otro, las empresas públicas. Si se observa el gráfico 10, se puede advertir que en la gestión 2006 el superávit fiscal del Sector Público No Financiero (SPNF) se explicó en un 77% por el balance positivo del Gobierno General y en el restante 33%, por el superávit de las empresas públicas. En las gestiones siguientes, el balance del Gobierno General tiende a deteriorarse, llegando a mostrar en 2009 y 2010 un déficit de 1.394 MMBs. y de 356 MMBs., respectivamente; paralelamente, las empresas públicas exhiben un superávit desde 2008. De modo que la primera conclusión que podemos sacar es que el superávit fiscal del SPNF se explica esencialmente por el superávit registrado en las empresas públicas.

Veamos qué sucedió con el Gobierno General. En el período 2006-2010, éste registró déficit durante los últimos tres años, destacándose el año 2009, con un desbalance de 1.394 MMBs., que repercutirá en un leve superávit del SPNF merced al superávit de las empresas públicas.

Empero, el Gobierno General se compone de cuatro subgrupos: el Gobierno Central, las gobernaciones (antes prefecturas), los gobiernos municipales y la seguridad social. Dentro de este conjunto, se aprecia que el Gobierno Central tuvo déficit durante los tres últimos años, contrastando con el superávit constante de los otros subgrupos durante el quinquenio, exceptuando el año 2009, cuando gobernaciones y municipios registraron balances negativos.

En este sentido, podemos afirmar que el espacio fiscal ganado a nivel nacional no se refleja en el nivel del Gobierno Central, lo que limitaría financieramente las acciones que el Órgano Ejecutivo pretendiera realizar. Esta situación también parece ser parte de la explicación del endeudamiento que el actual Gobierno viene registrando en los últimos años, y es que resulta llamativo que una economía con cinco años de superávit fiscal haya aumentado su endeudamiento externo.

Gráfico 10
Tendencia del balance fiscal del SPNF, Gobierno General y empresas públicas (En MMBs.)



Nota 1: la información de 2001 a 2009 corresponde al Dossier Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Nota 2: el dato de la gestión 2010 se obtuvo de la Dirección General de Administración y Finanzas Territoriales, MEFP-VTCP-DGAPF, localizadas en la página web de MEFP, y sistematizado antes de la publicación del Dossier Fiscal 2010.

Fuente: elaboración del CEDLA con información del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Viceministerio de Tesoro y Crédito Público.

El actual Gobierno ha registrado niveles de contratación de deuda externa más altos que los de anteriores gobiernos. Como puede notarse en el gráfico 11, en las gestiones 2007, 2008 y 2009 se contrató deuda por encima de los 1.000 MM\$US anuales; si sumamos la deuda contratada entre 2006 y 2010, tenemos que en cinco años el Estado contrató un total de deuda externa de 3.974 MM\$US. De esta cifra, el 36% es deuda adquirida con la CAF, el 16% corresponde a Venezuela, el 15% a Brasil, el 14,3% al BID y el 10% a China Popular. Es decir que el 91,3% de la deuda contratada en los últimos cinco años se concentra en cinco acreedores, tres de ellos bilaterales y dos multilaterales.

Las cifras expuestas en este acápite dan cuenta de cierta debilidad en el financiamiento del Gobierno Central. De mantener esa tendencia, el Ejecutivo tendría límites para emprender políticas inscritas en su plan de desarrollo. En ese contexto, la posibilidad de adquirir deuda externa otorgaría a la administración central un margen para el financiamiento de sus principales programas y/o políticas de desarrollo

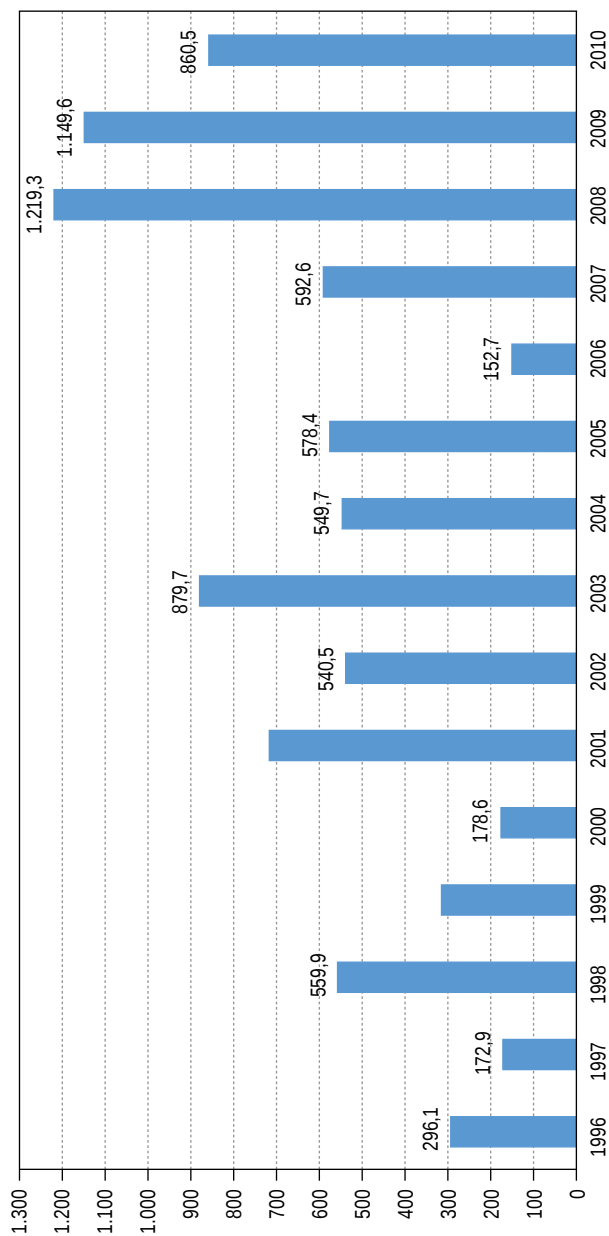
En atención a todo lo anterior, parece pertinente preguntarse si los beneficios fiscales del “gasolinazo”, D.S. 0748, podrían haber aliviado las presiones fiscales sobre la administración central. Esto puede valorarse desde el punto de vista del gasto, por la eventual anulación del subsidio, o por su efecto en los ingresos públicos, teniendo en cuenta el incremento de las recaudaciones tributarias debido al aumento de la alícuota del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD).

El carácter inflexible del gasto público

Históricamente se sostiene que la estructura del gasto público es inflexible, es decir que éste muy difícilmente puede ser disminuido o controlado, carácter que no ha variado hasta la fecha.

Este fenómeno se aprecia en el gráfico 12, con la particularidad de que el gasto del SPNF está compuesto esencialmente por egresos corrientes. En el año 2005 ese grupo representaba el 70% del gasto total, participación que muestra un ligero aumento en 2009, alcanzando

Gráfico 11
Evolución de los créditos contratados de la deuda externa (en MM\$US)



Nota: datos del Informe de Deuda Externa del Banco Central de Bolivia a diciembre de 2010.

Fuente: elaboración del CEDLA con información del Banco Central de Bolivia.

Gráfico 12
Estructura del gasto corriente del SPNF (en MMBs.)



Nota 1: la información de 2001 a 2009 corresponde al Dossier Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Nota 2: el dato de la gestión 2010 se obtuvo de la Dirección General de Administración y Finanzas Territoriales, MEFP-VTCP-DGAF.

Fuente: elaboración del CEDLA con datos de MEFP-VTCP-DGAF.

el 71%, pero para 2010 aumenta hasta el 76%. En el caso de los egresos de capital (gráfico 13), si bien se observa desde 2005 una marcada tendencia ascendente, vemos que su participación en el gasto total ha disminuido: en 2005 representaba el 30% del gasto total, en 2009, el 28,6% y en 2010 constituía el 24%. Como puede verse, desde 2010 se verifica un incremento en el gasto corriente, mientras que el gasto de capital registra una tasa de crecimiento negativa.

Lo anterior muestra que la presión sobre el balance fiscal está claramente vinculada al gasto corriente. Una mirada a la estructura de este grupo da cuenta de los siguientes aspectos:

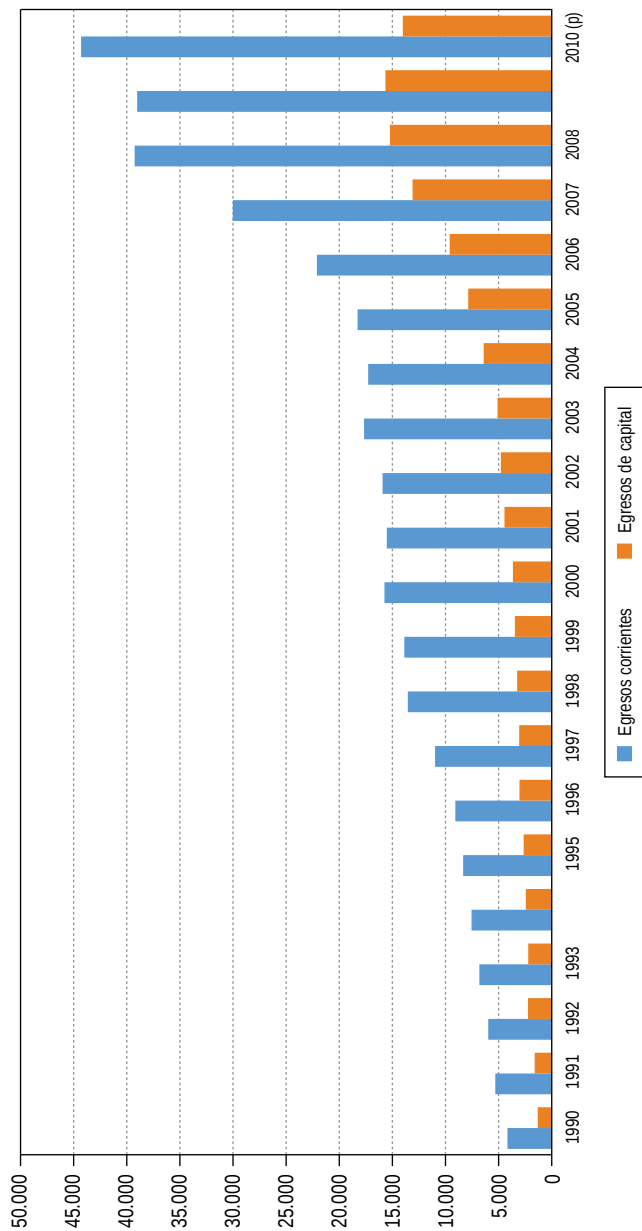
- (a) El gasto en servicios personales no deja de ser uno de los principales factores de inflexibilidad del gasto; como se aprecia en el gráfico 14, éste registra un comportamiento ascendente. La desagregación de dicho grupo muestra que las remuneraciones se concentran en Educación y Resto del Gobierno Central (RGC), con la particularidad de que en 2007, 2008 y 2009 las remuneraciones del RGC aumentan a un ritmo mayor que las remuneraciones en el sector educativo.

Otro elemento que resalta es que las remuneraciones en las empresas tienen una participación mayor desde 2007. En ese año se destinó a este grupo la suma de 540 MMBs., en tanto que en 2009 fue de 820 MMBs., cifra menor en 50 MMBs. que la destinada al sector salud.

En cifras globales, en 2008 se destinó 11.060 MMBs. a remuneraciones (1.580 MM\$US) y en 2009, 12.824 MMBs. (1.832 MM\$US).

- (b) El otro grupo es el de gasto en Bienes y Servicios (Bs. y Ss.), que se constituye en el principal gasto desde el año 2007, hecho que se explica por las operaciones de comercialización al mayoreo de YPF B (compra de hidrocarburos a las empresas petroleras). Por esas operaciones se habría

Gráfico 13
Comportamiento del gasto corriente y del gasto de capital del SPNF (en MMBs.)

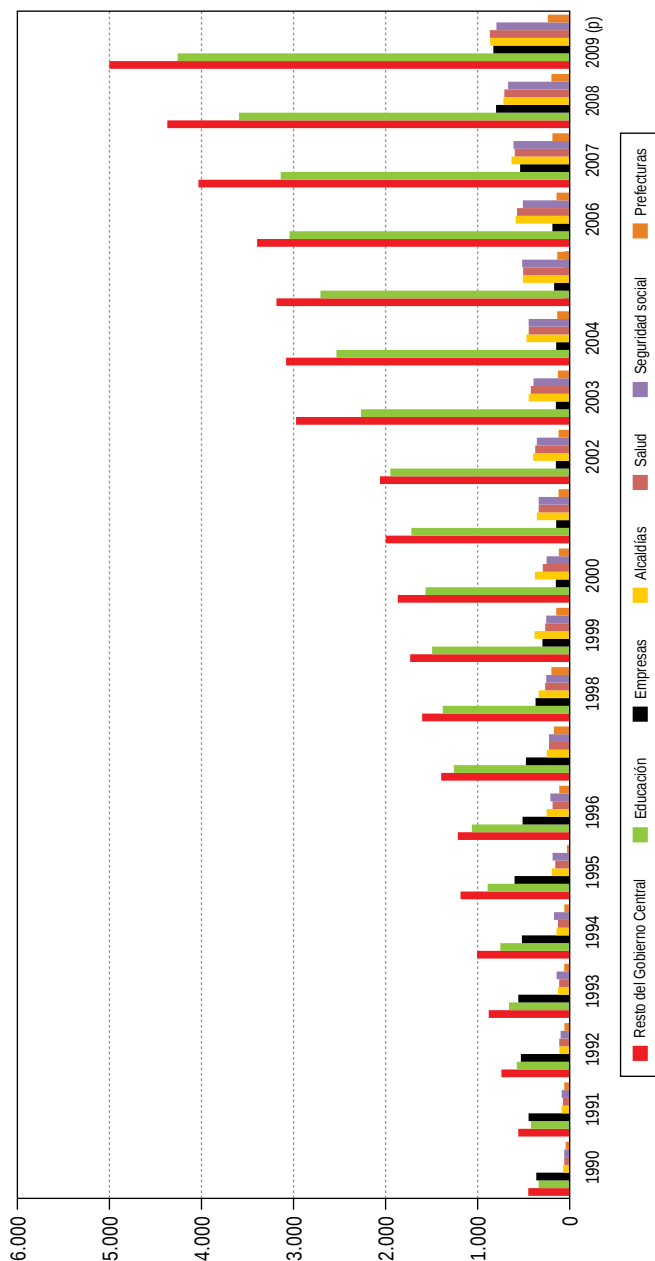


Nota 1: la información de 2001 a 2009 corresponde al Dossier Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Nota 2: el dato de la gestión 2010 se obtuvo de la Dirección General de Administración y Finanzas Territoriales, MEFP-VTCP-DGAPF.

Fuente: elaboración del CEDIA con datos de MEFP-VTCP-DGAPF.

Gráfico 14
Gasto en remuneraciones (En MMBs.)



Nota: la información corresponde al Dossier Fiscal 2009 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Fuente: elaboración del CEDLA con datos del MEFP.

ejecutado la suma de 8.161 MMBs., es decir el 66% de lo que se registró en la partida de Bienes y Servicios en 2007. A ello se añaden, aunque no con la misma magnitud, los gastos que el Estado asumió en las empresas de Huanuni y Vinto por un monto de 858 MMBs.

En cifras globales, en 2009 se ejecutó la suma de 14.871 MMBs., equivalente a 2.124 MM\$US, y en 2010, 18.736 MMBs., es decir, 2.676 MM\$US.

- (c) Finalmente, el tercer grupo de gastos es el de las transferencias corrientes. En el año 2009 en este grupo se habría ejecutado la suma de 7.644 MMBs. (1.092 MM\$US); más de la mitad de este monto se explica por el pago de pensiones y el resto, por transferencias al sector privado.

Según se infiere de un ejercicio realizado por el FMI, en el grupo de transferencias corrientes figuraría el gasto en subsidios a los combustibles para el mercado interno; este organismo identificó esos gastos y realizó proyecciones para el período 2010-2014 (FMI 2009). Lamentablemente, no se puede identificar ese tipo de gasto en los formatos de información fiscal que da a conocer el Órgano Ejecutivo.

Como se observa en el cuadro 1, el gasto en subsidios alcanzaría su registro más alto en 2008 con 4.264 MMBs. (609 MM\$US), dato que, comparado con el total del gasto público del SPNF, aumenta en un 7,8%. Posteriormente se ha previsto que este gasto vaya disminuyendo², y por tanto disminuye su participación en el gasto total.

Por todo lo anterior, podemos afirmar que las partidas de remuneraciones y de compra de bienes y servicios explican el carácter inflexible del gasto del SPNF. En ese contexto, aunque es indudable

² Es importante recordar que las cifras de subsidios desde 2010 son proyecciones del FMI.

la importancia, en términos absolutos, del gasto en subsidio de combustibles, es también cierto que la anulación de este tipo de gasto no hubiera cambiado la estructura del gasto público, es decir, no habría representado un gran alivio a las presiones actuales que tiene esta estructura. Aunque con esta afirmación no se desdeña la posibilidad de que esos valores pudieran haber sido asignados a otro tipo de gasto, la valoración de la anulación del subsidio pasa por un balance de costos y beneficios, en el que resulta indudable que el costo social de la medida anularía el beneficio fiscal de la anulación del subsidio.

Cuadro 1
Subsidios a la importación de combustibles

	Subsidios (MMBs.)	Subsidios (% del gasto total SPNF)
2006	1.065	3,4
2007	688	1,6
2008	4.264	7,8
2009 estimado	2.309	4,2
2010 proyectado	2.819	4,8
2011 proyectado	2.711	5,5
2012 proyectado	2.654	5,0
2013 proyectado	1.604	2,9
2014 proyectado	1.666	2,8

Nota 1: la información de subsidios corresponde al Informe del FMI.

Nota 2: la relación de los subsidios con el gasto público considera información oficial del MEFP de las gestiones 2006 al 2010 (p), y los datos de 2011 a 2014 información del FMI.

Fuente: elaboración sobre la base del reporte del FMI "Staff Report for the 2009 Article IV Consultation-FMI", y datos del MEFP.

Los límites de la generación de ingresos fiscales

La estructura de ingresos del sector público tiene dos rubros principales: el primero se refiere a los ingresos que se reciben por

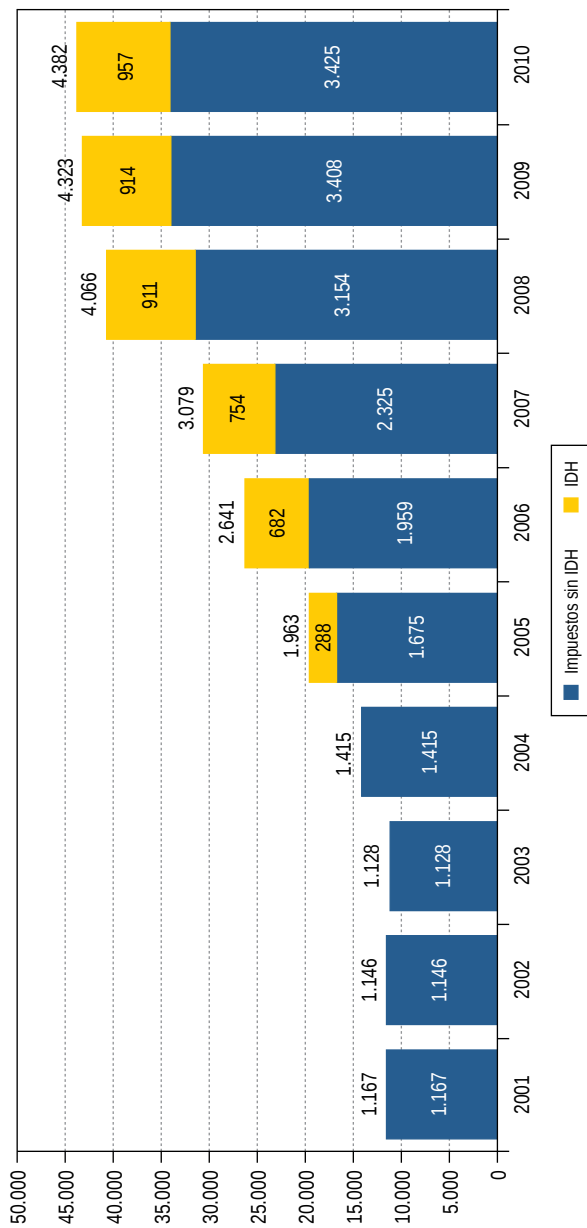
recaudación tributaria, y el segundo, a los ingresos de la renta de los hidrocarburos. Como menciona el informe del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP), en 2009 “los ingresos más importantes se originaron por los Hidrocarburos e Ingresos Tributarios, con una participación de 49% y 36% respectivamente, representando un 86% sobre los Ingresos totales” (MEFP 2009). Estas cifras muestran que una disminución de cualquiera de estos ingresos limitaría seriamente la capacidad del sector público para llevar adelante sus políticas.

En el caso de los tributos, el gráfico 15 muestra que los ingresos tributarios han perdido dinámica en su crecimiento durante los últimos tres años de la serie, en especial por la caída en la tasa de variación de los impuestos distintos al Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). De manera particular, el crecimiento de los ingresos por impuestos distintos al IDH se ha detenido desde 2008, motivo por el cual los incrementos en el total de tributos durante esos años se deben al alza en las recaudaciones de ese impuesto, que grava el valor bruto de los hidrocarburos. Lo evidente es que desde hace tres años el Estado enfrenta un escenario que no muestra grandes cambios en términos de recaudación tributaria, lo que estaría justificando que el Gobierno piense en la aplicación de medidas de ajuste fiscal, ya sea atacando algunos gastos o perfilando medidas destinadas a la obtención de recursos adicionales.

En el caso de la renta de hidrocarburos se conoce, por información oficial, que los ingresos registran una disminución desde 2009, explicada fundamentalmente por una caída de los ingresos por concepto de IVA/IUE que son captados en el sector. Una mirada detallada al rubro IVA/IUE y Otros de la gestión 2009 muestra que un tercio de la recaudación se realizó en valores fiscales³. Si se considera solamente la recaudación en efectivo de este grupo de ingresos (IVA, IUE, IT y

³ Como se indicó anteriormente, el D.S. 28984 da un incentivo a compañías petroleras que explotan en campos clasificados como campos petrolíferos marginales. Ese incentivo se haría efectivo mediante certificados de notas de crédito fiscal (CENOCREF); posiblemente parte de los papeles que se registran como recaudación en valores provienen de este incentivo.

Gráfico 15
Recaudaciones tributarias 2001-2010 (p)
(MM\$US)



Nota: Informe de Gestión Gubernamental 2010, presentado en enero de 2011.

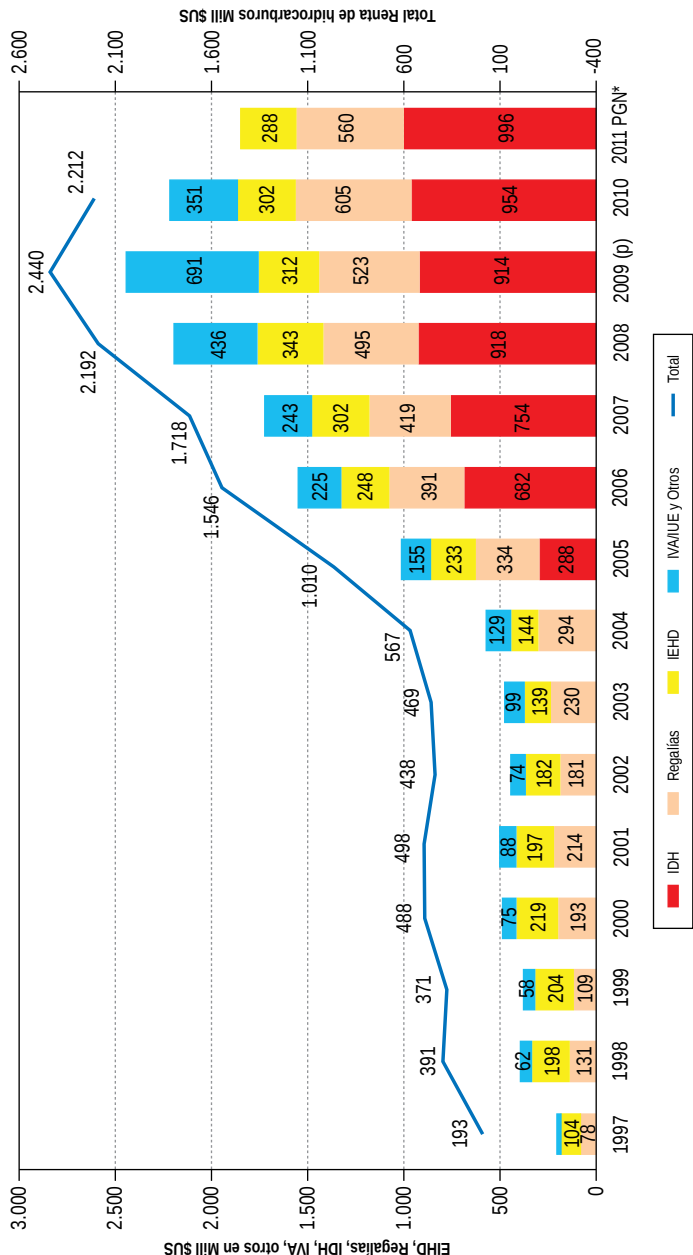
Fuente: Informe de Gestión Gubernamental 2010, de enero de 2011.

otros), se identifica que entre 2008 y 2009 hubo una disminución del 19% en la recaudación, en tanto que para 2010 hubo un aumento del 2% en la misma.

Dejando de lado los ingresos que se recibe por IVA/IUE y Otros, resalta claramente desde el año 2008 un estancamiento en la renta de hidrocarburos IEHD; en otras palabras, ya no se registran las mismas tasas de crecimiento verificadas entre 2005 y 2007.

Para lograr nuevamente aumentos importantes en la recaudación, como sucedió en gestiones pasadas, tendríamos que esperar *shocks* externos de precios o medidas dirigidas a profundizar el control de la evasión y elusión fiscal, o innovar políticas tributarias. En este escenario fiscal, la medida del “gasolinazo” podría haber sido impulsada con el propósito de elevar significativamente la recaudación tributaria.

Gráfico 16
Renta del sector hidrocarburos (en MM\$US)



Nota: las cifras de 2011 fueron sistematizadas del PGE aprobado para esta gestión, pero no se pudo identificar la recaudación de ingresos tributarios por IVA, IUE y otros para el sector de hidrocarburos.

Fuente: elaboración del CEDLA con información del Servicio de Impuestos Nacionales (SIN), Viceministerio de Tesoro y Crédito Público y Ley Financial 2011.

LÍMITES DE LA “NACIONALIZACIÓN” DE LOS HIDROCARBUROS

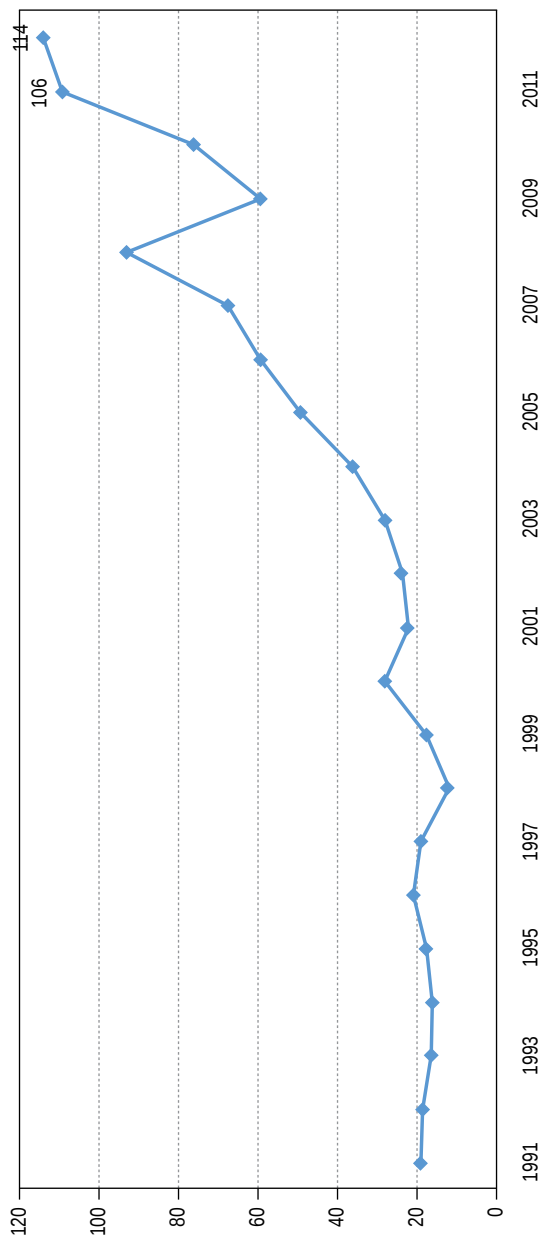
Precio del petróleo bajo dominio de los monopolios

La tendencia alcista del precio del petróleo se reanimó nuevamente en 2010; durante ese año el precio promedio del barril de petróleo de Texas fue de \$US 79,40. Goldman Sachs, el mayor vendedor de acciones de materia prima de Wall Street, ya pronosticaba a fines de octubre de 2010 que el precio del barril estaba próximo a superar los 100 dólares, cuando éste alcanzó “el rango de \$US 70 a 80”⁴. Al iniciar el año 2011, el barril de petróleo se cotizó en \$US 91,68, situación que sirve para sustentar los pronósticos de entidades y empresas especializadas. Tal es el caso de la Energy Information Administration de los Estados Unidos que, en su reciente *Outlook* de abril, proyecta un precio promedio anual para el barril de petróleo WTI (West Texas Intermediate) de \$US 106 para 2011 y de 114 para 2012 (gráfico 17).

La explicación de esta tendencia reside, fundamentalmente, en las necesidades de acumulación inmanentes al propio sistema capitalista: la búsqueda de ganancias sobre la base de la explotación del trabajo y del desarrollo de la tecnología es lo que impulsa al capitalista a competir en la producción. En el actual contexto, y desde hace varios años, hay un debilitamiento de la economía de los Estados Unidos

⁴ *Financial Times* de 21/10/2010. <http://www.hoy.com.do/economia/2010/10/21/347018/Petroleo-se-calienta-con-alcistas-apuntando-a-US100-porbarril>.

Gráfico 17
Precio promedio del crudo WTI (1) (en \$US/Bbl)



(1) WTI es el precio internacional de referencia para el petróleo boliviano.

Fuente: elaboración del CEDLA con datos de U.S. Energy Information Administration. Short-Term Energy and Summer Fuels Outlook, abril de 2011.

que, al no poder hacer frente a la pérdida de competitividad de su producción, ha motivado que los capitales se trasladen paulatinamente al Asia, principalmente a China e India, donde la fuerza de trabajo es abundante y barata y donde la tecnología, aunque aún no se desarrolla en esos lugares, es asimilada fácilmente. Este desplazamiento de la producción capitalista es la causa estructural para el aumento de la demanda de materias primas, por lo que la tendencia al alza de sus precios es generalizada⁵. Así, entre 1999 y 2009 China aumentó su consumo de petróleo en un 93%, llegando a consumir 8,6 MM de barriles diarios; de la misma forma, India incrementó su consumo en 49%, llegando a utilizar 3,2 MM de barriles diarios⁶.

Un componente adicional para el alza de precios del petróleo, relacionado también con el debilitamiento de la economía de los Estados Unidos, se focaliza en el sistema financiero. Como el dólar es la moneda mundial, este país recurre a su emisión para hacer frente a los permanentes déficit que tiene en sus balanzas comercial y fiscal; con ello no sólo provoca inflación mundial, sino que debilita las exportaciones y, por ende, la producción del resto de las economías.

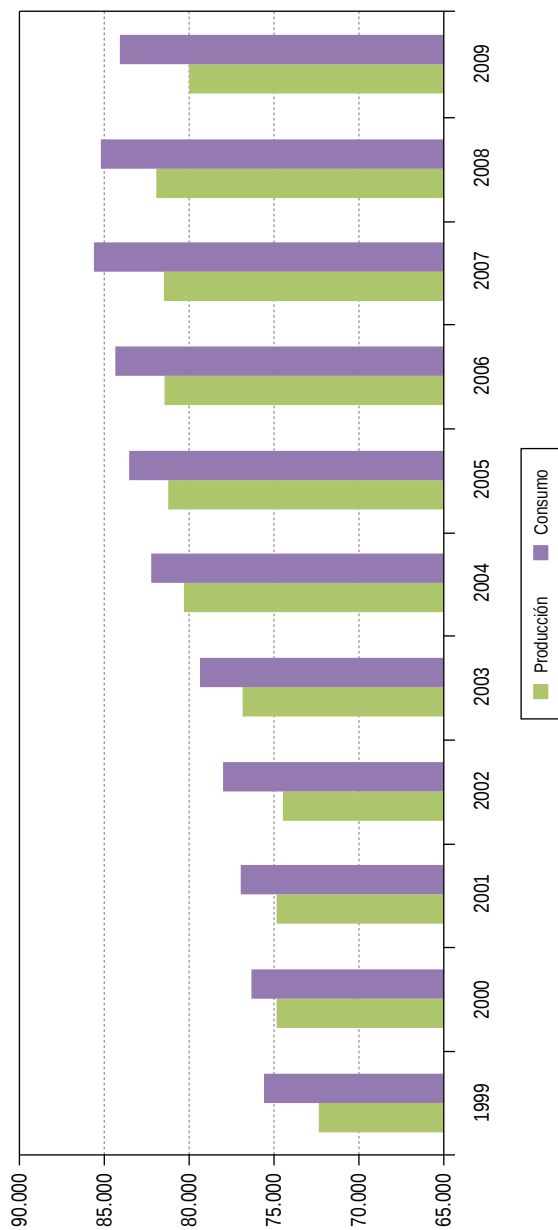
El segundo factor que determina el alza de los precios del petróleo se concentra en la dinámica de acumulación de su propio mercado. Como se puede apreciar en el gráfico 18, entre 1999 y 2009 existe un permanente déficit en la oferta mundial de petróleo⁷. Aunque este desequilibrio entre oferta y demanda estaría sustentado por la presión de la estructura económica en expansión, la situación podría agudizarse si se toma en cuenta que durante los últimos años se ha hablado insistentemente del agotamiento inminente de este hidrocarburo.

⁵ Durante el año 2010, el precio promedio de los minerales aumentó en 57% y el de los alimentos en 27% (con estadísticas de CAN: <http://www.comunidadandina.org/estadisticas.asp>).

⁶ Fuente: *BP Statistical Review*.

⁷ La Agencia Internacional de Energía estimó la demanda diaria de petróleo para 2010 en 87,8 MM de barriles y en 89,3 MM para el año 2011. Asimismo el consumo de China en diciembre de 2010 alcanzó a 10,4 MM de barriles diarios. www.informador.com.mx/.../2011/.../precios-del-petroleo-afectarian-recuperacion.htm

Gráfico 18
Oferta y demanda mundial de petróleo (en miles de barriles diarios)



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de datos del BP Statistical Review.

La teoría de Gubert, que pronostica el agotamiento de las reservas de petróleo en los Estados Unidos, se ha difundido bastante en los últimos años y ha contribuido al estudio de los problemas que enfrenta su oferta. Esta teoría plantea el agotamiento natural de un recurso no renovable como el petróleo a medida que se explotan sus yacimientos. El indicador para medir la declinación de la producción es la tasa de retorno energético; ésta mide la cantidad de energía que se requiere para la extracción de un barril de petróleo. El punto crítico, de agotamiento irreversible, se alcanzaría cuando se requiera igual o mayor cantidad de energía para extraer un barril de petróleo.

Cuando se explotaba los primeros yacimientos, para extraer un barril de petróleo (159 litros) se necesitaba apenas 1,6 litros de petróleo; hoy en día, esta misma operación requiere entre 11 y 32 litros de petróleo⁸.

Si las reservas probadas son aquellas que pueden ser recuperadas comercialmente en un 90% o más⁹, entonces podría afirmarse que implícitamente se está valorando su rendimiento energético, porque a medida que éste disminuye aumenta el costo de producción y pone en riesgo su comercialización.

Sin embargo, la magnitud de la caída en la tasa de rendimiento energético en la producción de petróleo podría ser menor si se tomara en cuenta que las reservas de petróleo han evolucionado menos dramáticamente de lo que se afirma. Asimismo, podría afectar relativamente menos al precio de la energía si se considerase la evolución en la producción de sustitutos.

Así, podemos ver en el cuadro 2 que, pese a la caída del 24,62% de las reservas probadas de petróleo en Norte América y la Unión Europea en los últimos 20 años, en el ámbito mundial estas han crecido un 32,48% en el mismo lapso, poniendo en entredicho la alarma difundida sobre un agotamiento acelerado.

⁸ Cálculo propio basado en: http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_de_retorno_energ%C3%A9tico

⁹ http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121#probadas

Cuadro 2

Reservas probadas de petróleo (en miles de MM de barriles)

	1989	1999	2009
Países OPEP	763,2	831,9	1.029,4
Norte América	97,9	69,5	73,3
Unión Europea	7,7	9,0	6,3
Países no OPEP	70,2	87,9	101,3
Unión Soviética	67,3	87,2	122,9
Total reservas	1.006,3	1.085,5	1.333,2

Fuente: BP Statistical Review.

Lo que sucede en este mercado es que las empresas petroleras monopolísticas, que detentan el control de la producción y tecnología del petróleo, tienen gran influencia para fijar también rentas monopolísticas en la economía capitalista y exacerbar con ello el alza de precios. Gozan de este privilegio debido a su poder económico, que les permite controlar la producción de energía, que es neurálgica para poner en marcha la estructura productiva del capitalismo. Gracias a este monopolio, las empresas petroleras presionan para obtener ganancias extraordinarias muy por encima de la tasa de ganancia media social. Por ejemplo, en 2007 el costo de producción de PEMEX en sus campos más productivos en Cantarell ascendió a \$US 4,36 por barril¹⁰; sin embargo, ese mismo año el precio promedio del barril de petróleo fue de \$US 72,20, es decir, tuvo una tasa de ganancia de 1.556%, cuando la tasa de interés libor a 6 meses el 31 de diciembre de 2007 fue del 4,6%¹¹.

¹⁰ “Este aumento se explica por un incremento de los precios y el consumo de gas para bombeo neumático; mayores gastos de mantenimiento; el aumento de los precios de los equipos y servicios asociados a la producción y la madurez promedio de los campos petroleros.” <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11895>

¹¹ <http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20342>

Con estas ganancias, es muy difícil creer que no pueda desarrollarse una tecnología energética capaz de hacer frente al agotamiento del petróleo mediante la explotación de yacimientos geológicamente más complicados o mediante otros sustitutos. Sin embargo, como el incentivo que las empresas petroleras dan a la producción de biocombustibles tiene la finalidad de garantizar mayores ganancias, el desarrollo tecnológico estará siempre subordinado a la mejora de los márgenes de los beneficios que dicha producción de sustitutos pueda brindar al capital. Se puede colegir que la producción de sustitutos no se justifica en la actualidad, pues su rendimiento estaría muy por debajo del que todavía ofrece el petróleo. Sin embargo, la elevación sostenida del precio del petróleo está generando las condiciones para que la producción de sustitutos, especialmente de biocombustibles, se haga rentable, sin importar la lógica amenaza para la seguridad alimentaria del planeta que ello supone.

La estructura monopólica de la producción de petróleo está dominada por cuatro petroleras, según el ranking mundial de empresas publicado por la Revista *Fortune Global* en 2008: Royal Dutch Shell, de Inglaterra-Holanda, Exxon Mobil, de Estados Unidos, British Petroleum, de Inglaterra, y Chevron, de Estados Unidos. Sin embargo, el debilitamiento de las economías de Estados Unidos y Europa, al parecer, estaría propiciando el surgimiento de un nuevo bloque de poder, conformado por siete empresas estatales que no pertenecen a los países desarrollados. Según el ranking de las 50 empresas petroleras más importantes de Energyintel, las empresas estatales que estarían disputando el dominio del sector serían: ARAMCO, de Arabia Saudita, NIOC, de Irán, PDVSA, de Venezuela, CNPC, de China, Petrobrás, de Brasil, Gazprom, de Rusia, y Petronas, de Malasia¹².

¹² Fuente: http://www.energyintel.com/DocumentDetail.asp?document_id=245527. Este ranking es de 2007; su elaboración cuestiona el ranking de la revista *Fortune* porque utiliza criterios que están orientados a las operaciones productivas, como volumen de reservas, producción y capacidad de refinación, dando menor importancia a los criterios financieros, como el volumen de ventas y de ganancias.

La disputa por el monopolio del petróleo también está acompañada por la presión que ejerce sobre el mercado la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP), de la que forman parte las tres empresas estatales más importantes: Aramco, NIOC y PDVSA. Esta organización —gracias a que los países asociados controlan el 77,2% de las reservas mundiales y el 41,4% de la producción— asigna cuotas de producción a los países miembros, de modo que cuando los precios están bajos puede restringir la oferta y ocasionar su alza.

Por todo ello, se puede afirmar que detrás de las relaciones de oferta y demanda de petróleo, lo que explica el alza de su precio es la necesidad de garantizar la concentración y acumulación de capital, para permitir a las empresas monopólicas tener un mayor control de las rentas extraordinarias provenientes de la producción petrolera. Queda claro que el grado de concentración y centralización al que ha llegado el monopolio de la producción de energía rompe con todos los principios del libre mercado.

Finalmente, cabe mencionar que en la dinámica propia del sector petrolero también existe un factor financiero que impulsa artificialmente los precios al alza. Desde 1992 se han creado fondos de inversión que negocian con todo tipo de valores; gracias a la tendencia alcista de los precios del petróleo y a su alta volatilidad, estos fondos están concentrando sus carteras en valores futuros de petróleo, ocasionando con ello el incentivo financiero para el alza.

Presencia estatal y control transnacional en el sector

El control de las áreas de producción

El Gobierno del MAS anunció el 1° de mayo de 2006 la que se presenta como la mayor de las reformas implementadas en su gestión y como la medida que habría transformado la economía nacional de manera radical: la nacionalización de los hidrocarburos.

El Decreto Supremo 28701 contempló dos elementos fundamentales: (i) la imposición de una obligación temporal a los campos gasíferos considerados grandes, consistente en el pago de un impuesto adicional del 32% sobre el valor de la producción por el lapso de 180 días, condicionado a la “migración” de los contratos petroleros firmados por las compañías extranjeras, y (ii) la compra de las acciones de cinco empresas que en el pasado pertenecieron al Estado, y que debería realizarse en el número necesario para alcanzar el 50% más 1 del paquete accionario de cada una de ellas, de manera de garantizar el control estatal.

Mientras la primera medida se orientaba a presionar a las empresas transnacionales al cumplimiento de la transformación de los contratos de riesgo compartido en otros de diferente tipo, obligación prescrita por la Ley 3058, del 17 de mayo de 2005, la segunda se orientaba a convertir a las empresas Andina, Chaco, Transredes, Empresa Boliviana de Refinación y a la Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia en socias de la empresa pública YPFB, que volvería a participar en los negocios hidrocarbúferos. Demás está decir que esta segunda medida no recurriría a la expropiación, como ocurrió en el pasado, ni tampoco tenía el propósito de excluir la inversión extranjera de las actividades económicas para dar lugar al monopolio estatal, como también sucedió en el pasado.

Aunque legalmente se definió que las reservas y la producción de hidrocarburos son de propiedad del pueblo boliviano, la “nacionalización” —al disponer el retorno de YPFB a la actividad hidrocarbúfera en condiciones precarias y sometida a la libre competencia con las empresas transnacionales— permitió que las reservas y la extracción —que es lo que les da valor económico— continuasen en manos de estas, cuyos intereses se supone que deberían afectarse.

Para conocer el resultado de la “nacionalización” en términos de participación estatal en el sector de hidrocarburos, observamos, en primer lugar, la evolución de la participación de las distintas empresas en el control de las áreas petroleras.

El cuadro 3 muestra que el Estado ha incrementado su participación en el control de las áreas petroleras luego de la “nacionalización”, pasando de no tener áreas petroleras bajo su control en el año 2004, a controlar el 47% del total de la superficie de las áreas petroleras en 2010, a través de YPFB Corporación y de sus empresas subsidiarias Andina y Chaco. Además, se debe considerar que en una superficie de aproximadamente 4,9 MM de hectáreas, sujetas a convenios de exploración con PDVSA de Venezuela, GTLI de Bolivia, YPF de Argentina y Petrobrás de Brasil, la estatal YPFB posee la exclusividad para convertirse en el futuro en socia mayoritaria de posibles sociedades mixtas. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que este incremento inusitado se debe principalmente a la inclusión, en aplicación de la Ley 3058, de 56 áreas reservadas para YPFB, equivalentes a más de 10 MM de hectáreas.

Como consecuencia de esas disposiciones, las áreas en explotación pasaron a ser minoritarias, aunque en sentido estricto son las que contienen las reservas de valor comercial probado. Hay que enfatizar que en estas áreas la “nacionalización” respetó íntegramente los derechos de las empresas extranjeras, bajo la concepción de que la inversión extranjera es imprescindible, aunque ello haya relegado definitivamente toda antigua crítica a su ilegalidad por parte del MAS.

El D.S. 29130 de mayo de 2007 permite a YPFB realizar actividades de exploración y explotación en áreas reservadas, de manera directa y en asociación mediante sociedades anónimas mixtas (SAM), previa la firma de “contratos de exploración y explotación en áreas reservadas” (CEEAR). Para conformar esas SAM se establecen las siguientes condiciones: (i) que sean empresas de Estados con los que Bolivia tiene acuerdos de cooperación energética, (ii) que hayan ganado una licitación pública internacional o (iii) que haya suscrito “convenios de estudio”. A su vez, esos convenios de estudio deben cumplir con las siguientes condiciones: (i) que sean empresas de reconocida experiencia, (ii) que los costos de los estudios estén totalmente a cargo de las empresas, (iii) no se puede acordar más de un convenio por área

Cuadro 3

Áreas de operación petrolera 2004-2010

Operador	2004		2010			
	Exploración/exploración		Exploración		Explotación	
	ha	%	ha	%	ha	%
YPFB	-	0%	5.778.191	45%		
Petroandina SAM			3.344.671	26%	5.778.191	43%
GTLL SAM			1.252.750	10%	3.344.671	25%
Petrobras Bolivia ¹	1.125.970	36%	1.031.250	8%	1.252.750	9%
Repsol	902.275	28%	591.250	5%	76.859	10%
Andina (YPFB Andina)	442.875	14%	331.875	3%	188.525	25%
Petrobras SAM		0%	271.953	2%	111.000	15%
Chaco (YPFB Chaco)	144.425	5%	14.375	0%	442.875	3%
YPF SAM					271.953	2%
Pluspetrol	311.838	10%	112.000	1%	144.425	1%
Total E&P	111.675	4%	25.250	0%	112.000	1%
BG	57.600	2%			99.338	13%
Vintage	27.250	1%			37.625	5%
Petrobras Energía	22.800	1%			57.600	8%
Matpetrol	12.500	0%			27.250	4%
Dong Won (GTL) ²		0%			22.800	3%
Canadian	1.825	0%			5.000	1%
Suma total	3.161.033	100%	12.753.565	100%	760.371	100%
%			94%		6%	100%

(1) La Ley 079 de diciembre de 2010 aprueba el Contrato de Cesión del Contrato de Operación del Área Itaú de Total & EP a Petrobras Bolivia e YPFB Chaco, convirtiéndose Petrobras Bolivia en el nuevo operador del campo.

(2) La Ley 075 de diciembre de 2010 aprueba el Contrato de Cesión del Contrato de Operación del Área Palmar de Dong Won a GTLL, convirtiendo a esta última en el nuevo operador.

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de la Ley 3910, la Ley 3911, el D.S. 0676 e información de YPFB y medios de prensa.

reservada, y (iv) la duración no puede ser mayor que un año calendario. Si los resultados de los estudios resultaran positivos, se podría pasar a establecer contratos CEEAR entre YPFB y la sociedad anónima mixta, en que la empresa estatal debería tener obligatoriamente por lo menos el 50% más 1 de las acciones.

Las condiciones de este complicado mecanismo y los resultados hasta ahora verificados parecen confirmar la presunción de que su establecimiento estuvo guiado por la intención de eludir el recurso de las licitaciones internacionales y realizar la elección de socios de manera discrecional, como ocurre con los casos de Petroandina y GTLI, cuyos socios principales son la empresa estatal venezolana PDVSA y la empresa que desarrolla el proyecto del Mutún, Jindal S&P, respectivamente.

La empresa GTLI participa mediante convenios de estudios en cuatro áreas, con una superficie total de 1.252.750 hectáreas. Ellas son: (i) Bloque Río Beni, ubicado en los departamentos de La Paz, Pando y Beni, (ii) Bloque Almendro, ubicado en el departamento de Santa Cruz, (iii) Bloque Itacaray, ubicado en el departamento de Chuquisaca, y (iv) Bloque Cupecito, situado en el departamento de Santa Cruz. Por otra parte, Petroandina participa en 12 áreas, con una superficie total de 3.344.671 hectáreas; la empresa argentina YPF —cuya accionista mayoritaria, con el 84%, es la española Repsol—, operará en tres áreas de estudio con una superficie total de 112.000 hectáreas y Petrobras operará en tres áreas de estudio con una superficie de 271.953 has.

El control de las reservas de hidrocarburos

En el caso de las reservas de hidrocarburos, se puede sostener también que la presencia de las empresas transnacionales es dominante. Pese a la disposición de la Ley 3058, que define la propiedad nacional de las reservas —disposición refrendada por la Constitución Política del Estado aprobada en 2009—, el control efectivo de estas depende de las operadoras, pues son las que, al convertirlas en bienes de uso accesibles, les permiten asumir un valor de cambio o precio

en el mercado internacional. De hecho, su propia conservación, como veremos más adelante, depende de la gestión técnica y de la administración directa de los campos petroleros donde residen, operados por las empresas transnacionales.

El cuadro 4 refleja los volúmenes de las reservas de hidrocarburos que se hallan bajo control de los diferentes operadores. Para actualizar dichas magnitudes, se proyectaron las reservas para el año 2009, a partir de la deducción de los volúmenes producidos entre 2005 —año de la última certificación publicada en detalle por YPF— y el 31 de diciembre de 2008. Como se puede ver, las empresas Petrobras, Repsol y Total E&P controlaban en 2005 el 83,4% de las reservas de gas natural y petróleo, expresadas en términos energéticos; esta participación se incrementó para el año 2009, llegando al 85,2% del total de reservas. Por el contrario, el control de las reservas por parte de YPF, a través de las subsidiarias Andina y Chaco, era de sólo el 12% en 2005 y disminuyó al 11% en 2009.

Para observar la evolución de las reservas de hidrocarburos de manera más detallada, las clasificamos de acuerdo al tamaño de los reservorios que las contienen en: (i) aquellas que se encuentran en los megacampos gasíferos, que son nuevas y se hallan a gran profundidad, y (ii) las reservas del resto de los campos, que se encuentran en campos superficiales, con muchos años en producción.

Según el gráfico 19, los megacampos contenían el 85% de las reservas probadas de gas natural y petróleo, mientras que los campos convencionales, el restante 15%. Se debe señalar también que la proporción de petróleo respecto al total de hidrocarburos, tanto en los megacampos como en el resto de campos, no supera el 15%. Esto revela la limitación a la que se enfrenta la producción de petróleo y la consecuente producción de diesel y gasolina para el consumo interno.

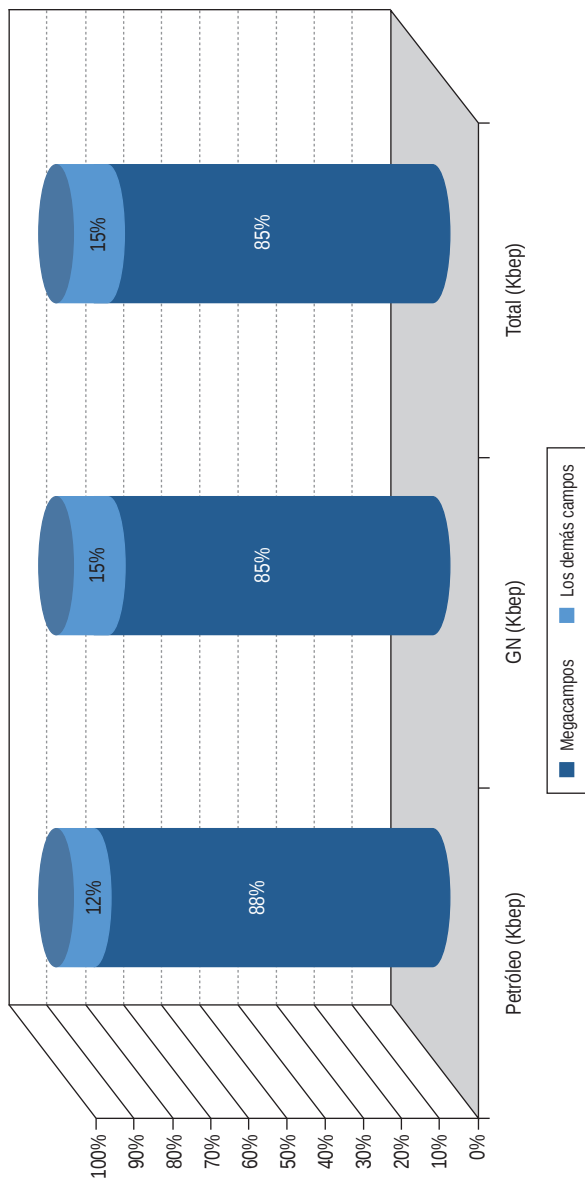
Cuadro 4 **Reservas probadas de hidrocarburos por operador 2005-2009**

Operador	2005				2009 *			
	Reservas en Kbp				Reservas en Kbp			
	Gas natural	Petróleo	Total	%	Gas natural	Petróleo	Total	%
Andina	309.046	21.552	330.598	6,60%	259.553	15.196	274.749	6,00%
Chaco	252.353	24.968	277.321	5,50%	205.187	14.560	219.747	4,80%
Vintage	101.258	7.531	108.789	2,20%	95.630	7.108	102.738	2,30%
Repsol (ex Maxus)	1.018.754	163.148	1.181.902	23,60%	990.287	146.353	1.136.640	24,90%
Petrobras Energía	28.634	932	29.566	0,60%	18.801	-	18.801	0,40%
Pluspetrol	25.446	1.302	26.748	0,50%	15.390	779	16.170	0,40%
BG Bolivia	49.175	4.669	53.844	1,10%	36.170	2.500	38.669	0,80%
Petrobras Bolivia	2.189.707	191.733	2.381.440	47,70%	1.998.266	152.765	2.151.031	47,10%
Total & EP Bolivie ¹	554.662	49.292	603.954	12,10%	554.662	49.292	603.954	13,20%
Dong Won ¹	2.190	506	2.696	0,10%	2.190	506	2.695	0,10%
Matpetrol	-	220	220	0,00%	-	69	69	0,00%
Canadian Energy	497	42	540	0,00%	497	42	540	0,00%
Total	4.531.721	465.896	4.997.617	100,00%	4.176.632	389.171	4.565.803	100,00%

(*) Proyectado: reservas de 2005 menos producción a 31 de diciembre de 2008.

(1) Las Leyes 075 y 079 de diciembre de 2010, transfirieron los derechos de Dong Won en el campo Palmar a la empresa GTLI y los derechos de Total E&P en el campo Itaití a Petrobras Bolivia, con lo que las segundas se convirtieron en operadoras de dichos campos.
Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPFB.

Gráfico 19
Reservas probadas (1) de hidrocarburos por tamaño de campo (enero de 2010)



(1) Proyectadas: reservas 2005 menos producción 2005-2009.

Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPF.

Debido al peso de sus reservas, es posible prever que el potencial de las empresas operadoras extranjeras proviene de los cuatro megacampos en explotación: (i) San Alberto y (ii) San Antonio, controlados por Petrobras, que posee el 35% de las reservas, YPFB-Andina, que posee el 50% (25% YPFB y 25% Repsol S.A.) y Total E&P Bolivie, que posee el restante 15%; (iii) Margarita, controlado por Repsol S.A., que posee 37,7% de las reservas, BG, que posee el 37,5% y Pan American Energy-British Petroleum poseen el 25%; y (iv) Itaú, que está pronto a entrar en producción, es controlado por Petrobrás, que posee el 30% de las reservas, Total E&P Bolivia, el 41%, YPFB-Chaco, el 4% y BG, el 25%¹³.

Cuadro 5

Reservas de hidrocarburos a 31/12/2009 (Kbep)

	Petróleo	G.N.	Total
Megacampos	344.399	3.482.228	3.826.627
Resto	44.772	621.658	666.430
Total	389.171	4.103.886	4.493.057

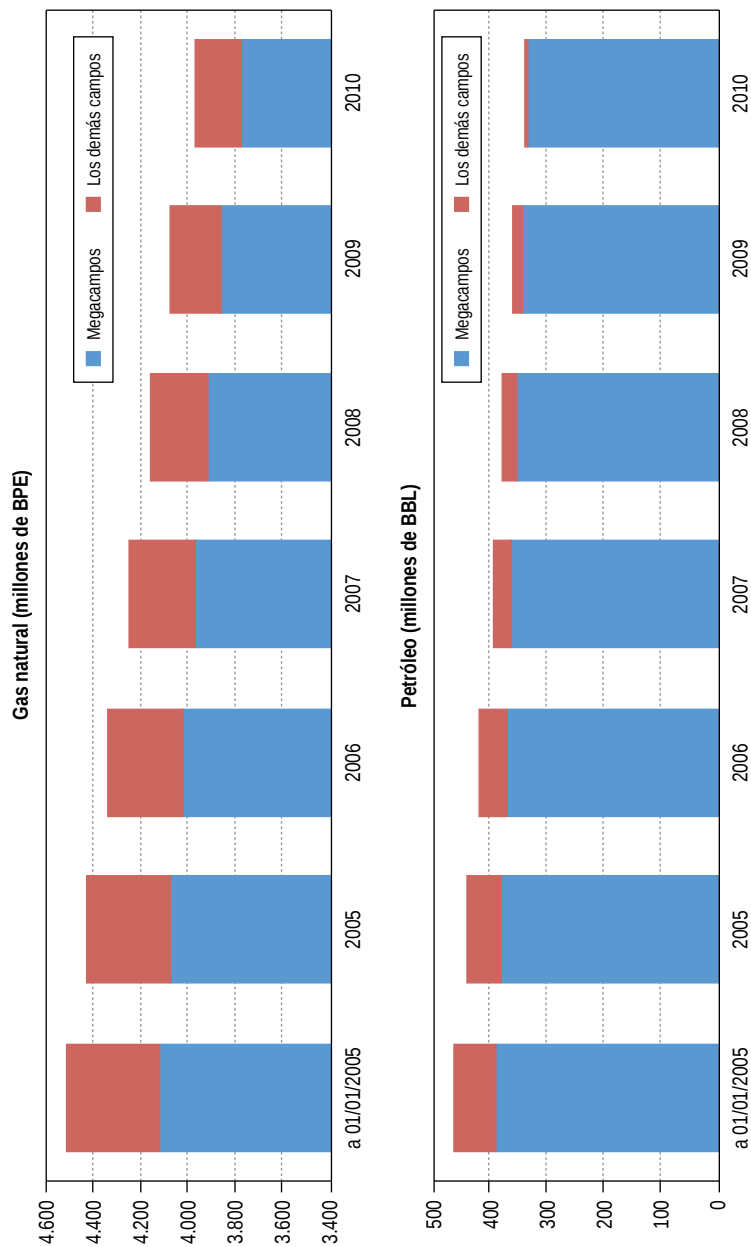
Fuente: elaboración del CEDLA con base en información YPFB.

El ejercicio del gráfico 20 es una estimación de la reducción de las reservas probadas existentes en 2005, considerando el registro histórico de su producción hasta la actualidad. Según esta estimación, en los campos convencionales las reservas de gas y de petróleo deberían agotarse en los próximos tres años.

Se debe señalar además que en la evolución de la producción de gas natural y petróleo se ha producido una transición muy rápida respecto a las fuentes de producción. Hasta el año 2000 el 100%

¹³ Existen además dos megacampos cuyas reservas aún no se certifican: (i) Huacaya, operado por Repsol S.A., con el 37,5% de las reservas, por BG con el 37,5% y por Pan American Energy con un 37,5%; (ii) Incahuasi, operado por Total E&P Bolivie con 80% de reservas y por Tecnoptrol con el 20% (*Energy Press* 489, marzo de 2010). En el campo Itaú, recientemente Total E&P Bolivie transfirió a Petrobras el 30% de las reservas y el control del campo; asimismo YPFB-Chaco compró a Total E&P Bolivie el 4% de sus acciones (Erbol 15/02/2011).

Gráfico 20
Declinación de reservas



Fuente: elaboración del CEDLA con estadísticas de YPF.

de la producción de gas natural y petróleo provenía de campos convencionales. Desde el año 2005, la producción de los megacampos ya supera a la producción de los campos convencionales. Para el año 2010, el 65% de la producción de gas natural y petróleo proviene de los megacampos. Es decir que la producción de gas y de petróleo durante los próximos años dependerá de los megacampos.

En el caso del petróleo resulta más patente que su producción está y estará asociada en el futuro cercano a la producción de gas natural. A partir de un ejercicio de aplicación de la clasificación de campos que disponen las normas sectoriales, hemos proyectado las reservas de petróleo en los diferentes campos a cargo de las operadoras, partiendo siempre de las reservas certificadas en 2005 y deduciendo la producción hasta diciembre de 2009. El resultado es que las principales reservas de petróleo —alrededor del 90%— se hallan en manos de las empresas Petrobras, Repsol y Total E&P, que operan los megacampos gasíferos. También se puede conocer que el 84% de las reservas de petróleo se hallarían en los campos gasíferos y sólo el 15%, en los campos clasificados como petroleros (grandes y marginales). Asimismo, se revela que cerca del 1% de las reservas de petróleo se encontraría en campos que, pese a tener certificadas reservas de petróleo en 2005, no han estado en producción durante el período 2005-2009.

Finalmente, se debe enfatizar que a partir de la certificación de reservas realizada por la empresa Ryder Scott por encargo de YPFB, que revela una caída significativa de las mismas, las proyecciones oficiales de extracción de hidrocarburos y los proyectos de utilización de estos en fases más avanzadas como la industrialización, quedan totalmente cuestionados en su viabilidad. Como se puede observar en el cuadro 7, las reservas probadas de hidrocarburos han disminuido en cerca del 58% respecto a las reservas proyectadas tomando en cuenta la certificación de 2005¹⁴; de manera específica, las reservas de gas natural habrían descendido en un 52% y las de petróleo y condensado, en un 39% aproximadamente.

¹⁴ Ver cuadro 5 de este documento.

Cuadro 6
Campos y reservas de petróleo por operador (en barriles)

Operador	Campos				Reservas *				
	Petrolero		Gasifero	Otro **	Dic. 2009 Reservas en c.petroleros	Dic. 2009 Reservas en c.gasiferos	Dic. 2009 Reservas en otros	Dic. 2009 Total reservas BBIs.	Participación porcentual en reservas
	Marginal/ pequeño	Grande							
Andina	6	-	5	7	6.304.228	7.114.922	1.754.142	15.173.292	40%
Chaco	7	-	14	1	706.403	13.803.999	27.960	14.538.362	40%
Petrobras **	-	-	4	-	-	152.536.106		152.536.106	39%
Repsol	3	2	3	-	1.404.678	144.729.066		146.133.744	38%
BG	-	-	5	1		1.152.480	1.343.354	2.495.834	10%
Pluspetrol	1	-	3	3	422.472	164.359	191.303	778.135	00%
Vintage	-	1	3	-	2.233	7.095.464		7.097.697	20%
Matpetrol	1	-	-	-	69.129			69.129	00%
Dong Won	-	-	1	-		505.128		505.128	00%
Canadian Energy	-	-	-	1			42.093	42.093	00%
Total E&P Bolivie	-	1	-	-	49.218.582			49.218.582	130%
Total	18	4	38	13	58.127.725	327.101.524	3.358.852	388.588.102	1000%
Participación %					150%	840%	10%		1000%

(*) Equivale a saldo en reservas de enero 2005 menos producción 2005-2009.

(**) Campos con reservas probadas en enero 2005 pero sin producción entre 2005 y 2009.

(***) Incluye Petrobras Bolivia y Petrobras Energía.

Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPFB.

Cuadro 7

Reservas certificadas por Ryder Scott a 31/12/2009 (Kbep)

	Gas natural	Petróleo	Condensado	Total
Probadas	1.684.056	9.594	200.520	1.894.170
Probables	628.556	7.301	91.066	726.923
Posibles	1.062.277	1.783	196.738	1.260.798
Total	3.374.888	18.679	488.325	3.881.892

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de reportes de la Agencia Boliviana de Información y de la Agencia de Noticias Fides.

Declinación de la producción y presencia estatal

Los elementos centrales de la situación del sector hidrocarburos en el país son el estancamiento de la producción de gas natural y la declinación paulatina de la producción de petróleo. A pesar de la modificación de la ley de hidrocarburos y la denominada nacionalización, la presencia del Estado como principal protagonista del desarrollo energético no se ha producido, y éste sólo ha gozado de la extraordinaria dinámica de las cotizaciones internacionales de materias primas, entre ellas las de los hidrocarburos.

Aunque las condiciones para cada producto son particulares, la condición general que determinó esta situación ha sido la permanencia del control de la producción por parte de las empresas transnacionales, que han priorizado la monetización acelerada de las reservas existentes a través de la exportación por sobre la búsqueda de nuevas reservas de petróleo que permitiesen la provisión de combustibles para el mercado interno.

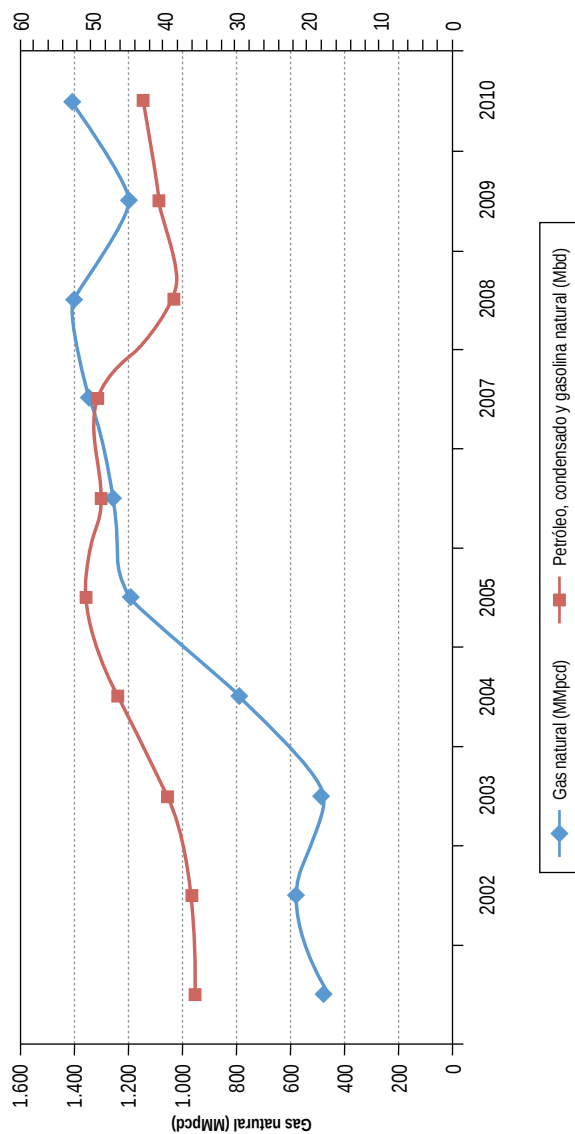
Esa situación de preeminencia de las empresas transnacionales en el control de la producción de hidrocarburos se destaca en el cuadro 9, en el que se comprueba que el grueso de la producción —cerca del 80%— continúa en manos de las operadoras extranjeras. El Estado, en cambio, sólo participa en la producción del restante 20% mediante las empresas Andina y Chaco, en asociación con empresas extranjeras.

Cuadro 8
Producción de gas natural, petróleo, condensado y gasolina natural

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GN (MMpcd)	272,4	221,4	312,2	472,8	582,1	486,6	783,1	1.190,2	1.261,0	1.347,5	1.396,8	1.202,2	1.409,9
Petróleo, condensado gasolina (Mbd)	37,8	32,5	31,4	35,8	36,3	39,5	46,4	50,9	48,8	49,3	38,9	40,7	42,9
KBEPD	83,9	70,0	84,3	137,6	135,0	156,2	239,3	250,2	265,4	277,7	275,6	241,9	279,8

Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPFB.

Gráfico 21
Producción de GN, petróleo, condensado y gasolina según operador (MMpcd y Mbd)



Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPF.

Asimismo, la información destaca que el control de la producción por las empresas transnacionales ha ido creciendo en los últimos cinco años; en especial, es patente el incremento de la participación de Petrobras, que pasó del 47% en 2004 al 63% en 2009.

Situación de la producción de refinados de petróleo

El petróleo o los líquidos con que se provee a las refinerías provienen de dos tipos de yacimientos. Por una parte están los hidrocarburos que en el yacimiento y al extraerlos a la superficie se encuentran en forma líquida; se los conoce como petróleo crudo. Estos son los hidrocarburos de mayor calidad porque basta aplicar métodos primarios de destilación para obtener gasolina y diesel de buena calidad. Los otros son los hidrocarburos que se encuentran en forma gaseosa en el yacimiento, y que al extraerlos se convierten en líquidos del gas. La gasolina natural, condensados y gases licuados de petróleo entran en esta categoría.

Por las características geológicas de las reservas en Bolivia, particularmente en los megacampos, la producción de petróleo está asociada a la producción de gas natural; por lo tanto, los líquidos ligeros, como es el caso de los condensados y la gasolina natural, existen en proporciones más abundantes.

La tecnología que emplean las refinerías es aún primaria y, por lo tanto, no es la adecuada para obtener los combustibles convencionales —como la gasolina y el diesel— a partir de los líquidos del gas natural. Las dos refinerías más importantes¹⁵, que pertenecen a YPFB, aún no cuentan con esta tecnología¹⁶. La refinería más grande, Gualberto

¹⁵ Ambas refinerías procesaron en 2010 el 93% del petróleo que se entregó a las refinerías (*Boletín Estadístico* YPFB 2010).

¹⁶ La moderna tecnología de la refinación excede la simple separación de los diversos productos útiles que se encuentran en el petróleo crudo y el refinador, a través de procesos de conversión que cambian la estructura química de algunas fracciones, puede modificar su rendimiento de modo que se adecue a la naturaleza de la demanda. Dentro de los procesos de conversión, se encuentran los conocidos como cracking, para convertir las fracciones pesadas en hidrocarburos líquidos, y la isomerización, para elevar el octanaje de las gasolinas livianas de bajo octanaje http://www.shell.com.ar/home/content/arg/aboutshell/shell_businesses/chemicals/refinement/.

Cuadro 9
Producción de hidrocarburos por operador (porcentaje)

Operador	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Petrobras Bolivia	21,97	42,4	44,2	53,99	54,57	57,2	58,79	60,48
Petrobras Energía	0	4,62	2,94	2,7	2,69	2,76	2,68	2,63
YPFB Chaco S.A.	20,37	16,93	24,92	10,84	12,86	12,72	12,43	12,17
YPFB Andina S.A.	26,95	19,6	15,56	13,64	12,91	9,83	8,69	7,54
Repsol	0	0	4,96	11,01	8,74	9,54	8,45	8,13
Pluspetrol	1,41	1,14	0,15	1,73	2,58	2,6	3,2	3,61
BG Bolivia	11,56	4,95	4,66	4,72	3,85	3,49	3,66	3,45
Vintage	3,62	2,96	2,57	1,33	1,75	1,84	2,07	1,95
Matpetrol	0,03	0,07	0,04	0,04	0,03	0,02	0,03	0,03
	100	100	100	100	100	100	100	100

Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPF.B.

Villarroel, entró en servicio en 1949; la segunda refinería, Guillermo Elder, lo hizo en 1962. Ambas emplearon hasta 1978 la técnica primaria de refinación atmosférica para refinar crudo. Desde ese año ambas plantas implementan la destilación al vacío para la producción de aceites lubricantes con los residuos de petróleo provenientes de la destilación atmosférica¹⁷.

Conforme a la política privatizadora¹⁸, en diciembre de 1999 YPFB vende ambas refinerías a la empresa Petrobrás por 104 MM\$US, que constituyó con ambas la Empresa Boliviana de Refinación S.A. Entre 2000 y 2007 Petrobras no realizó ninguna inversión para mejorar la capacidad de producción de las refinerías. En mayo de 2007, mediante el D.S. 29128, estas refinerías pasan nuevamente a manos de YPFB cuando ésta las compra por 112 MM\$US. De modo que la capacidad instalada para procesar 43.500 barriles de petróleo por día con la que cuentan actualmente ambas refinerías no se ha modificado desde 1979. Ni YPFB, ni Petrobrás tomaron en cuenta que la tecnología usada no era suficiente para atender las necesidades crecientes del mercado interno, pues desde 1992 en Santa Cruz se forman empresas privadas de importación de diesel de los mercados de Argentina y Chile¹⁹.

Sin embargo, YPFB proyecta implementar para 2013 tecnología moderna en Gualberto Villarroel, con la instalación de una planta de isomerización de gasolina liviana con capacidad para procesar 8.000 barriles por día²⁰.

El abandono del mercado interno muestra que no existe una política energética que priorice las necesidades internas del aparato productivo. Ésta, aun hoy, privilegia la exportación de los hidrocarburos como materia prima. Carlos Villegas, presidente de YPFB, señaló en una exposición en Río de Janeiro que la mayor parte del gas natural

¹⁷ *Energy Press*, mayo de 2007.

¹⁸ Ley 1330 de 24 de abril de 1992, Ley de Privatización.

¹⁹ *Energy Press*, mayo de 2007.

²⁰ Boletín YPFB, "Cochabamba se proyecta como polo industrial del gas natural", febrero de 2010.

producido en Bolivia tendrá como destino los mercados de exportación, y que está en marcha la difusión del plan de exploración que será presentado a diferentes foros mundiales con el objeto de captar inversiones petroleras²¹. Esto muestra la incapacidad del Estado para delinear una política energética propia: dependemos de la inversión extranjera y de los mercados extranjeros.

En el cuadro 10 se puede observar que la capacidad de utilización de las refinerías está al límite y que el aumento de la capacidad en Gualberto Villarroel desde 2013 no solucionará el déficit en la producción de diesel y podría no ser suficiente para la producción de gasolina. Mientras tanto, el incremento de la demanda en el mercado interno presionará aun más un aumento en las temidas importaciones. A propósito, el plan de inversiones de YPFB 2009-2015 no contempla mayores inversiones para mejorar la tecnología en las refinerías, y en lo que hace al diesel y al GLP, las proyecciones de la oferta son permanentemente deficitarias. Frente a ello, es posible esperar que la solución “para evitar el desangramiento económico de Bolivia”²² debido a la subvención de combustibles importados sea la que se planteó con el D.S. 0748, conocido como “gasolinazo”, es decir, imponer al mercado interno precios monopólicos fijados artificialmente.

En el cuadro 11 vemos la oferta y demanda de los cuatro principales productos que se obtienen de las refinerías: gas licuado de petróleo (GLP), gasolina especial, diesel y crudo reconstituido. Estos cubrieron el 83% de lo producido por las refinerías en 2009. Obsérvese en el cuadro 11 la demanda deficitaria de -11,45% de GLP, de -11,48% de gasolina especial y de -49,99% de diesel. En cambio la oferta de petróleo reconstituido, que es el residuo de petróleo que queda luego de los procesos de destilación atmosférica y al vacío, y que no se puede procesar con la actual tecnología, está totalmente destinada a la exportación.

²¹ *Energy Press* 533, febrero de 2011.

²² Palabras del portavoz presidencial, Iván Canelas, horas después del gasolinazo: (<http://www.cambio.bo/noticia.php?fecha=2010-12-28&idn=35490>)

Cuadro 10

Capacidad de operación instalada y utilizada de las refinerías (en Bbl día)

Refinería	Capacidad nominal	Capacidad utilizada	Porcentaje de utilización
Gualberto Villarroel	25.300	24.461	96,68%
Guillermo Elder	18.000	15.252	84,73%
Oro Negro	3.200	2.756	86,12%
Parapetí	200	29	14,7%
Reficruz	2.000	0	0

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Cuadro 11

Oferta y demanda de productos de refinerías 2009 (en BEP día)

Productos refinados	Mercado interno		Importación/ exportación ¹	% Déficit de oferta
	Oferta	Demanda		
GLP	6.875 ²	7.758	-888	- 11,45%
Gasolina especial	12.425	14.036	-1.611	- 11,48%
Diesel	10.596	21.184	-10.589	- 49,99%
Petróleo reconstituido	6.219	0	6.219	0%

(1) Las cifras importaciones/exportaciones no corresponden a las exportaciones/importaciones de ese año, porque los déficit se ajustan con las variaciones en inventarios.

(2) Incluye el GLP que sale de plantas de tratamiento de gas natural.

Fuente: elaboración del CEDLA con datos de BEN, Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

El petróleo reconstituido, que en 2009 era el 16% de lo producido en refinerías, será utilizado en la planta de isomerización para producir 8.000 barriles diarios de gasolina liviana. Si se asume que el 100% de esa producción será de gasolina especial, y que la tasa de crecimiento anual de la demanda será del 5,64% —que es la tasa promedio entre 2000 y 2009—, la producción adicional logrará cubrir la demanda y obtener un excedente de 1.961 barriles equivalentes de petróleo por día para el año 2014 (el 11,22% de la demanda). Sin embargo, la evolución de la tasa de crecimiento de la gasolina, que se observa

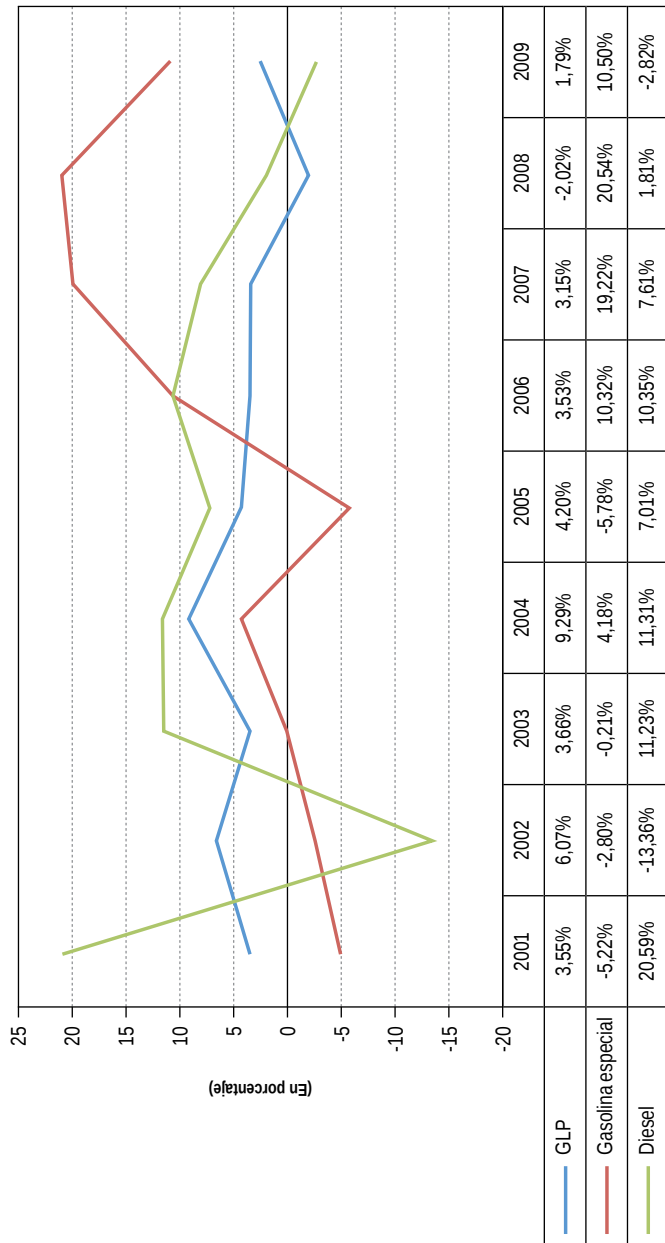
en el gráfico 22, ha sido muy inestable, teniendo un crecimiento muy fuerte desde 2006. Este crecimiento puede estar impulsado por el bajo costo relativo de la gasolina en el mercado interno, que estimula el crecimiento del transporte y del contrabando.

La tasa de crecimiento anual promedio de la demanda de GLP, que durante el período observado ha sido del 3,69%, es más estable, y correspondería en una mayor proporción al aumento efectivo de su demanda. YPFB pondrá en funcionamiento en 2013 dos plantas que separarán GLP del gas natural: la planta de Río Grande, que tendrá una capacidad de 2.754 barriles equivalentes de petróleo por día, y la de Gran Chaco, con una capacidad de 15.542 barriles equivalentes de petróleo por día²³. La proyección de la demanda de GLP para 2014, a una tasa anual de crecimiento del 3,69%, es de 9.300 barriles diarios equivalentes de petróleo. En este caso, el déficit de demanda será superado ampliamente, quedando un superávit de 18.296 barriles. Lo curioso es que estos excedentes no están contemplados en el plan de inversiones de YPFB 2010-2015, que permanente registra déficit en la oferta de GLP. Habrá que esperar que ésta no sea únicamente una noticia mediática, tal como se constató respecto a la fase de exploración y explotación, cuando recurrentemente se habla de los logros de la nacionalización, que en los hechos no existen.

En el caso de las tasas de crecimiento de la demanda de diesel, estas son tan volátiles como las de la gasolina especial, siendo del 5,97% el promedio anual del período. De continuar esa tasa, y sin previsión de un aumento de la producción, en 2014 la demanda de diesel sería de 28.309 barriles diarios, por lo que el déficit llegaría al 63%. Los componentes de esta demanda son más variados: en 2009 el 63% correspondió al transporte, el 29% a la agricultura y minería, el 5% a la industria, y el 3% se destinó para la generación de electricidad. En ese sentido, los bajos precios para el mercado interno no sólo estarían estimulando el contrabando, sino también la producción en aquellos

²³ <http://noticias.ypfb.gob.bo/noticia.php?noticia=26087>.

Gráfico 22
Tasa de crecimiento de la demanda de productos refinados



Fuente: elaboración del CEDLA con BEN, Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

sectores en que el diesel es insumo, lo que —a pesar del criterio del Gobierno de imponer precios artificiales de monopolio— los hace más competitivos, contrarrestando así la política monetaria expansiva de los Estados Unidos, que deteriora el conjunto de la economía.

En conclusión, si se quiere garantizar la provisión del mercado interno de combustibles sin tener que importarlos, salta a la vista que es una necesidad la implementación de moderna tecnología en refinerías, de forma tal que permita procesar el tipo de líquidos de petróleo provenientes de la explotación de gas natural. Empero, una política que aumenta la participación del Estado en la renta hidrocarburífera, sin afectar el control que tiene sobre el sector el capital monopólico y sin darle un papel protagónico a YPFB, es definitivamente insuficiente para ese propósito.

En definitiva, las empresas petroleras siguen teniendo el control de la producción de hidrocarburos y YPFB, a pesar de ser la empresa que representa a los propietarios de las reservas, sólo participa como accionista en dos empresas operadoras, por lo que carece de capacidad para controlar efectivamente la producción. La política hidrocarburífera, limitada a aumentar la participación del Estado en regalías e impuestos, no ha cuestionado la propiedad de la infraestructura productiva, ni de los medios de producción necesarios para “garantizar la soberanía energética”, tal como manda el artículo 358 de la Constitución Política del Estado. El Estado Plurinacional no define la política de hidrocarburos, ni ejerce presión sobre las petroleras para que produzcan, sino que debe recurrir a otorgarles incentivos para estimularlas. Así, como respuesta a la eventual crisis energética, parece haberse inscrito en la agenda gubernamental el aumento de los incentivos a las petroleras y la presión sobre el pueblo consumidor a través de la imposición de precios internacionales.

**VÍCTIMAS Y BENEFICIARIOS
DE LA “NIVELACIÓN”
DE PRECIOS**

Esta sección estará dedicada al análisis de las razones que sustentaron el D.S. 0748 del 26 de diciembre de 2010. Para ello, hemos utilizado aquellas que más frecuentemente se esgrimieron para explicar y sustentar tal medida. En todos los casos se examinará información del sector que da contexto económico-energético a la medida y a evaluar el sentido y pertinencia de las explicaciones. Al finalizar cada sección, se aproximará una síntesis que evalúe, a la luz del contexto analizado, la pertinencia y oportunidad de la medida.

La caída en la producción de hidrocarburos líquidos

Una de las razones que sustenta el D.S. 0748 es la caída en la producción de hidrocarburos líquidos en el país. Se ha sostenido también que esta caída en la producción es una herencia de los gobiernos neoliberales del pasado²⁴, y que en la actualidad existen muchas trabas para la exploración en áreas petroleras.

La evolución de la producción de hidrocarburos líquidos (ver gráfico 23) muestra que, en efecto, en los últimos seis años existe una tendencia clara a la caída en la producción total de líquidos, atribuible al descenso en la producción de petróleo y condensado (21% desde

²⁴ Declaraciones del actual ministro de Hidrocarburos y Energía, José Luis Gutiérrez, al analizar por qué los pozos someros ya no están en producción.

2005). Una caída anual de -4,1% en la producción de líquidos representa casi una quinta parte de la producción de diesel²⁵.

Los expertos han explicado la caída en la producción de hidrocarburos líquidos como un fenómeno predecible y atribuible a dos hechos: (i) la cualidad gasífera de las cuencas hidrocarburíferas bolivianas, y (ii) la ausencia sostenida de actividades de exploración en zonas de mayor potencial petrolero. En efecto, es plausible que en un territorio en el que la producción de GN constituye el 85,9% de la producción de hidrocarburos, la reducción en la actividad exploratoria, la exploración poco exitosa (fallida o de pobres descubrimientos) y el natural agotamiento de las reservas más antiguas tendrán mayor impacto en la menor de las producciones, es decir, en la producción de hidrocarburos líquidos.

Si revisamos la evolución de la actividad exploratoria encontraremos que ésta ha sufrido una contracción importante en el mismo período (ver cuadro 12).

Cuadro 12
Evolución de la actividad de exploración petrolera

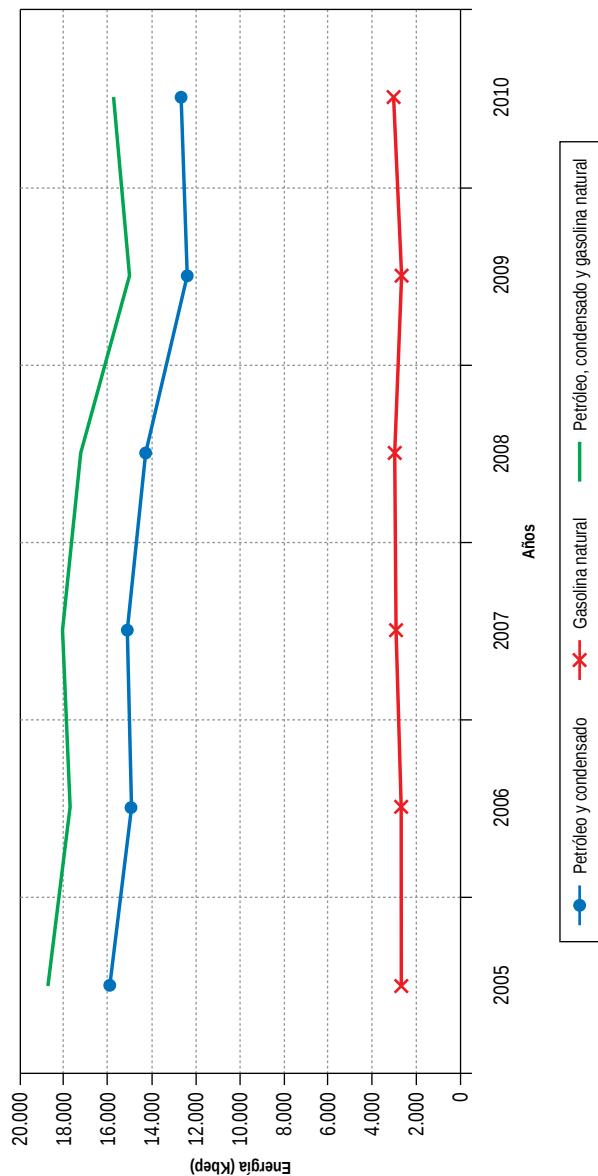
Tipo de pozo	Año											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 [e]
Exploratorio	39	20	12	15	12	3	4	4	2	0	5	15
Desarrollo	25	33	19	14	9	12	5	1	2	5	10	26
Total	64	53	31	29	21	15	9	5	4	5	15	41

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del Informe de Gestión Gubernamental 2010.

El cuadro anterior muestra que existe asidero para afirmar que una menor producción de hidrocarburos líquidos tiene relación con la caída en la actividad exploratoria y de desarrollo de nuevos campos.

²⁵ Una caída de 4,1% en la producción de petróleo representa a 653.000 Bbl que, por el contenido mínimo de diesel de 25,08% de los campos petrolíferos bolivianos, alcanza al 16% de la producción total de diesel de 2009.

Gráfico 23
Evolución de la producción de líquidos (Kbep)



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

Dado que la caída en la producción de líquidos y en la actividad petrolera no es un fenómeno que se circunscribe a los últimos seis años, como quisiera verse en determinados ámbitos de análisis y especulación política, nuestra investigación ha intentado aproximarse a las causas que expliquen este fenómeno. Las siguientes reflexiones intentan abrir espacios de discusión sobre las eventuales alternativas a la producción de líquidos:

- (a) En el entendido de que la producción de líquidos proviene mayoritariamente de la producción de estos en los campos gasíferos, ¿cualquier incremento en su volumen estaría necesariamente asociado a un incremento en la producción de GN? Si esto es así, ¿qué sentido tendría incrementar la producción del gas natural asociado si el mercado de gas natural se ha estabilizado en algo más de 40 millones de metros cúbicos día? ¿Es éste el sustento para insistir en acciones de política dirigidas a incrementar los volúmenes de exportación por medio de la consecución de nuevos mercados?
- (b) Desde una perspectiva diferente, el hecho de que el incremento en la producción de hidrocarburos líquidos esté asociado al crecimiento en la producción de gas natural ¿no representa, al mismo tiempo, una oportunidad para incrementar la actividad exploratoria y productiva con fines de industrialización?
- (c) Está claro que en un escenario de reservas delicado una definición de política debiera priorizar necesariamente la exploración y producción en áreas en las que la producción de hidrocarburos líquidos es mayoritaria y, en este caso, habría que preguntarse si las compañías petroleras encuentran en el país condiciones atractivas para realizar inversiones y desarrollar actividades de exploración y producción en estas áreas.

- (d) En el supuesto de que ninguna de las condiciones anteriores se cumpla, y que no sea posible incrementar el volumen de líquidos por medio de acrecentar la producción de gas natural asociado, siempre queda la alternativa de apelar a la producción propia en campos petroleros, es decir, a la producción a través de la(s) compañía(s) del mismo Estado. Esta producción podría incluso tener los incentivos, pérdidas y subsidios suficientes, hasta un límite en que la opción de importación sea más competitiva.

Contrariamente a lo que esperábamos, la investigación nos muestra que de los 42 campos en los que YPFB tiene participación accionaria —por medio de las subsidiarias ANDINA S.A. y CHACO S.A.—, solamente 28 se encuentran en producción y 14 no tendrían operaciones. Esto nos obliga a preguntarnos:

- (a) ¿Es de tal grado marginal la producción en estos campos que el precio del petróleo —incluidos los incentivos a la producción— no compensa los costos de producción y las empresas (subsidiarias de YPFB) se ven obligadas a cerrar los campos?
- (b) ¿Son razones de orden constitucional las que han impedido a las subsidiarias de YPFB llevar adelante la producción, incluso a pérdida?
- (c) ¿Los costos de producción en estos campos hacen de la importación de diesel una alternativa más viable? Es decir, ¿resulta más conveniente para YPFB importar diesel antes que incentivar la producción de sus subsidiarias?
- (d) Asumiendo que la producción en dichos campos no sea rentable, ¿no sería más conveniente dirigir los subsidios a la producción de las subsidiarias de YPFB antes que a la importación de productos terminados?

Las preguntas sugieren que una medida de política podría estar destinada a: (i) incrementar el valor de los incentivos; (ii) sacrificar ingresos estatales incorporados en la partida de costos recuperables o, incluso, (iii) soportar una producción a pérdida, pero más conveniente que la importación de combustibles terminados.

Desde este ámbito del análisis, pareciera ser que el D.S. 0748 nos ayuda a entender tres hechos:

- (a) La producción de líquidos y la exploración petrolera ha sufrido una caída en los últimos diez años, tendencia que no ha podido ser revertida por los sucesivos gobiernos.
- (b) A pesar del D.S. 28701, de nacionalización de los hidrocarburos, YPFB no ha logrado reponer, por sí misma o a través de sus subsidiarias, las actividades de exploración de hace una década.
- (c) Existen por lo menos diez campos sin operación, y no se ha tomado una medida de política que los ponga en funcionamiento hasta límites de pérdida competitivos con la importación de combustibles.

La magnitud del subsidio

Entre los varios argumentos que el Gobierno utilizó para explicar las razones por las que se vio obligado a promulgar el D.S. 0748, se encuentra invariablemente el monto del subsidio estatal para mantener constante el precio final de los combustibles importados, es decir, el monto total de dinero que el Estado debe pagar para que un combustible importado a precio internacional se venda a precio de mercado interno.

Para eliminar cualquier distorsión de la información proveniente de las diversas declaraciones de funcionarios de gobierno, hemos tomado como fuente el propio Informe de Gestión Gubernamental 2010. En éste se pueden observar algunos detalles:

- (a) La importación de combustibles habría llegado a 4,96 MMBbl²⁶ el año 2010, con un costo de importación de 666 MM\$US.
- (b) Debiera esperarse en 2011 una importación de 6,45 MMBbl y un costo de importación de 1.002 MM\$US.
- (c) El precio de importación promedio de 2010 llegó a 134,24 \$US/Bbl, y se espera que éste alcance los 155,38 \$US/Bbl en 2011²⁷.

Se ha mencionado también que de los más de 600 MM\$US destinados a la importación en 2010, alrededor de 380 MM\$US fueron para subsidios y que de estos, hasta un monto de 150 MM\$US salen del país por medio del contrabando²⁸. En suma, el país “se desangra” manteniendo los subsidios.

Para una primera aproximación a la consideración de los subsidios se deberá colocar las cifras del sector en su real contexto.

La evolución del consumo de energía del país (ver gráfico 24) nos muestra que el consumo de combustibles del país habría alcanzado a algo más de 23 MM de barriles equivalentes de petróleo²⁹. Este consumo no incluye la energía transformada, como la electricidad, que en buena parte proviene de la combustión de gas natural.

El gráfico 24 y el cuadro 13 nos muestran de manera relevante que:

- (a) El consumo total de energía proveniente de los cuatro combustibles se habría casi duplicado en los últimos 10 años.

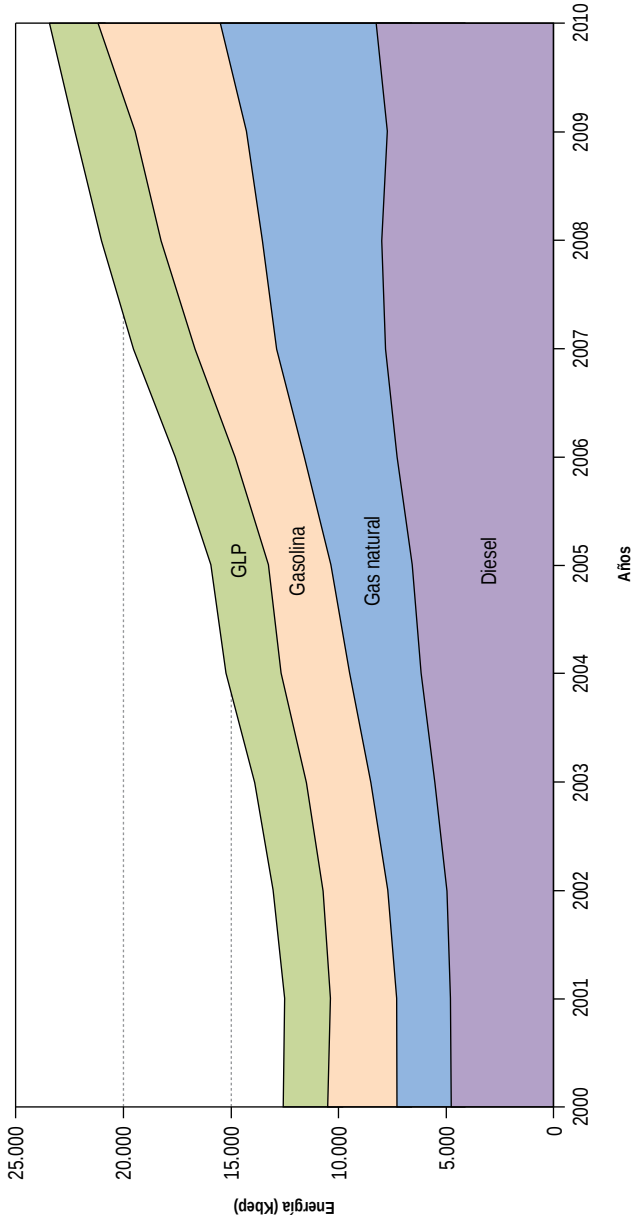
²⁶ Esta cantidad de combustibles equivale a 4,907 MMBep, 4,359 MMBep en diesel más 0,518 MMBep en gasolina.

²⁷ El informe de gestión muestra un costo de 271,70 \$US/Bbl y 303,59 \$US/Bbl para 2010 y 2011, respectivamente. La investigación ha encontrado que lamentablemente desde 2009 tales valores están errados, y no corresponden a la división del monto de importación por el volumen importado.

²⁸ <http://www.cambio.bo/noticias.php?fecha=2010-12-27&idn=35444> Presentación del D.S. 0748.

²⁹ El consumo de combustibles en 2010 alcanza a 23,419 Kbp.

Gráfico 24
Evolución del consumo de energía por fuentes



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

Cuadro 13

Participación en la matriz de consumo y crecimiento del consumo de combustibles

Combustible	Participación en la matriz de consumo (%)	Crecimiento anual (%)
Gas natural	31,00	18,82
Diesel	35,20	7,34
Gasolina	24,00	7,49
GLP	9,50	0,95
Total		8,64

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN-MHE

- (b) Las mayores tasas de crecimiento se registran en el consumo de gas natural, que en 10 años casi triplicó su demanda (188%). Este crecimiento se debe a la progresiva sustitución de derivados de petróleo por gas natural tanto en transporte como en el sector doméstico.
- (c) El combustible más importante en esta matriz de consumo es el diesel, cuyo crecimiento anual muestra una reducción de su importancia a favor del gas natural y de la gasolina especial.
- (d) Con una tasa similar de crecimiento, la gasolina especial representa una cuarta parte de la energía consumida bajo la forma de combustibles, y si bien su crecimiento es similar al crecimiento del diesel, cabe destacar que éste se incrementa desde 2005.
- (e) Finalmente está el GLP, que a la fecha representa la décima parte de la matriz de consumo y cuyo crecimiento parece haberse estancado, probablemente gracias a la sustitución del combustible por gas natural en el sector doméstico.

Por otra parte, el balance energético nacional (BEN) recientemente publicado muestra que la producción de energía primaria de 2009 habría alcanzado a 99,59 MMBep.

En suma, la cantidad de energía involucrada en las importaciones no representa más del 20,9% del consumo final nacional de combustibles de 2010 (sin incluir termo e hidroelectricidad), y menos del 4,1% de la producción de energía de 2009. Es decir que Bolivia mantiene un elevado nivel de autarquía energética.

Esta última afirmación es muy importante para poner el tema en contexto. Aunque la autarquía energética boliviana se ha perdido progresivamente, nuestra situación aún es muy favorable³⁰, al contrario de los pronósticos de algunos analistas, que incluso pregonan una inminente crisis energética. Debemos estar conscientes de que muy pocos sistemas energéticos en el mundo tienen un nivel de autarquía del 0%; es decir, la mayoría de los sistemas energéticos requieren de un determinado nivel de importaciones.

Dado que los combustibles involucrados en el D.S. 0748 son el diesel y la gasolina especial, vamos a focalizar nuestro análisis en ambos combustibles por su importancia en el consumo y en el impacto sobre la economía.

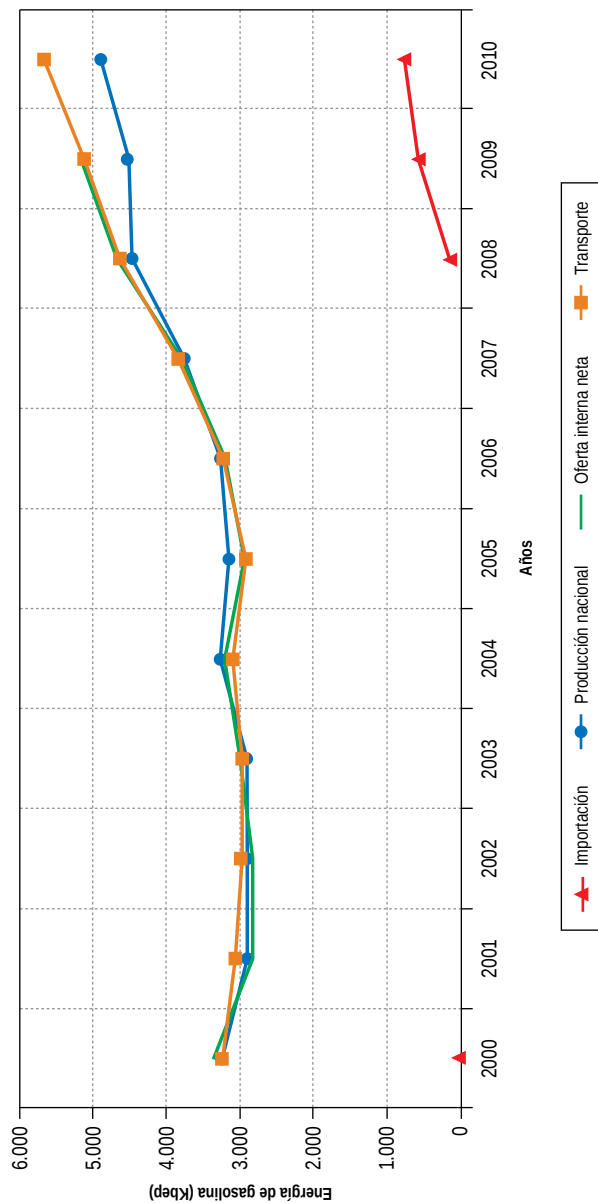
Evolución de la oferta de gasolina especial

En primer término debemos revisar la evolución de la oferta interna neta de gasolina especial. El gráfico 25 muestra de manera relevante lo siguiente:

La curva de oferta interna neta coincide plenamente con la curva de consumo en el transporte, y esto devela una característica de la administración de nuestro sistema, que se limita al estudio del sistema desde un enfoque concentrado en la oferta: (i) el Gobierno asume que

³⁰ La autarquía energética es un indicador que se obtiene al dividir la cantidad de energía importada entre la oferta total de energía. Por esta razón, pareciera una contradicción que un nivel elevado de autarquía se aproxime a 0%. El ideal de una matriz energética sustentable es que su autarquía se aproxime a 0%, es decir, anular la dependencia de las importaciones.

Gráfico 25
Evolución de la oferta interna neta de gasolina especial



Fuente: elaboración del CEDIA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

toda la oferta del combustible en estaciones de servicio se destina al sector de transporte; (ii) al asumir esto, no solamente define que no existe otro consumo de gasolina que no sea para el transporte, sino que elimina toda posibilidad de considerar y analizar el contrabando como una demanda real de combustible.

El BEN y el *Boletín Estadístico* de YPFB, que son la fuente de parte de los datos del gráfico, no reconocen importaciones de gasolina, aun cuando el *Boletín estadístico* del MHE da cuenta de la importación de aditivos para la gasolina³¹. ¿Qué implicaciones tiene este problema en la información, sobre todo cuando el informe del mismo Presidente del Estado menciona la importación de gasolina?

A pesar de que el BEN y el boletín de YPFB no reconocen la importación de gasolina, el gráfico 25 muestra un nivel creciente de importaciones, cercano a 800 Kbep, que se obtiene de lograr una igualdad entre la información de comercialización y refinación de gasolina especial con la finalidad de salvar la incongruencia que se presenta al obviar las importaciones³². Este supuesto se basa en el hecho de que la cantidad de gasolina vendida y registrada por la Gerencia de Comercialización de YPFB supera a la producción reportada por las refinerías. La conclusión es que, independientemente de lo que diga YPFB en su boletín oficial, existe importación de gasolina —registrada o no—, que está siendo comercializada/entregada a las estaciones de servicio y que está siendo registrada por la gerencia de comercialización de YPFB.

Hemos hecho hincapié en los problemas del manejo de la información porque esta es vital cuando se toma una medida de política energética que afectará al mercado de consumidores. El hecho de que el BEN y el *Boletín Estadístico* de YPFB no reconozcan la importación

³¹ Hasta el boletín del mes de mayo de 2010 esta importación figuraba como importaciones de gasolina.

³² La ecuación de balance que da cuenta de este cálculo ha sido elaborada por el CEDLA con base en la información del *Boletín Estadístico* 2010 y el informe de la Gerencia de Comercialización de YPFB, 2010.

de gasolina especial no es un hecho menor: (i) en el caso del BEN se acude, para 2009, a un ajuste de 573 Kbp, es decir, a “ajustar” una cantidad de energía equivalente a 641.000 barriles de gasolina³³ que, a precios de mercado interno³⁴, representan algo más de 54 MM\$US, y que a precios del Informe de Gestión Gubernamental 2010³⁵ alcanzan a 86 MM\$US; (ii) en el caso de YPFB, el boletín oficial no proporciona ninguna explicación para la diferencia entre la cantidad de gasolina producida en refinerías y el volumen comercializado y registrado por la gerencia de comercialización³⁶.

Evolución de la oferta interna de diesel

En el caso del diesel, el gráfico 26 muestra la evolución de la oferta interna neta del combustible. En él se puede destacar:

Una tendencia de crecimiento casi constante (7,5%/año) que da cuenta del dinamismo del sector y del modesto impacto de todas las medidas de cambio de matriz energética; la caída en la producción nacional del combustible entre 2008 y 2009³⁷ (producto de la caída en la producción de petróleo en campos³⁸); la tendencia creciente de las importaciones al punto que, desde 2009, las importaciones superan a la producción nacional.

³³ Para calcular la cantidad física que representa esa cantidad de energía, se ha utilizado la equivalencia térmica utilizada por el BEN, de 0,8934 Kbp/KBbl. El volumen calculado representa, diariamente, algo más que 17 tanques cisterna de 16.000 L.

³⁴ El precio en el mercado interno es de 3,74 Bs./L, es decir, 84,94 \$US/Bbl.

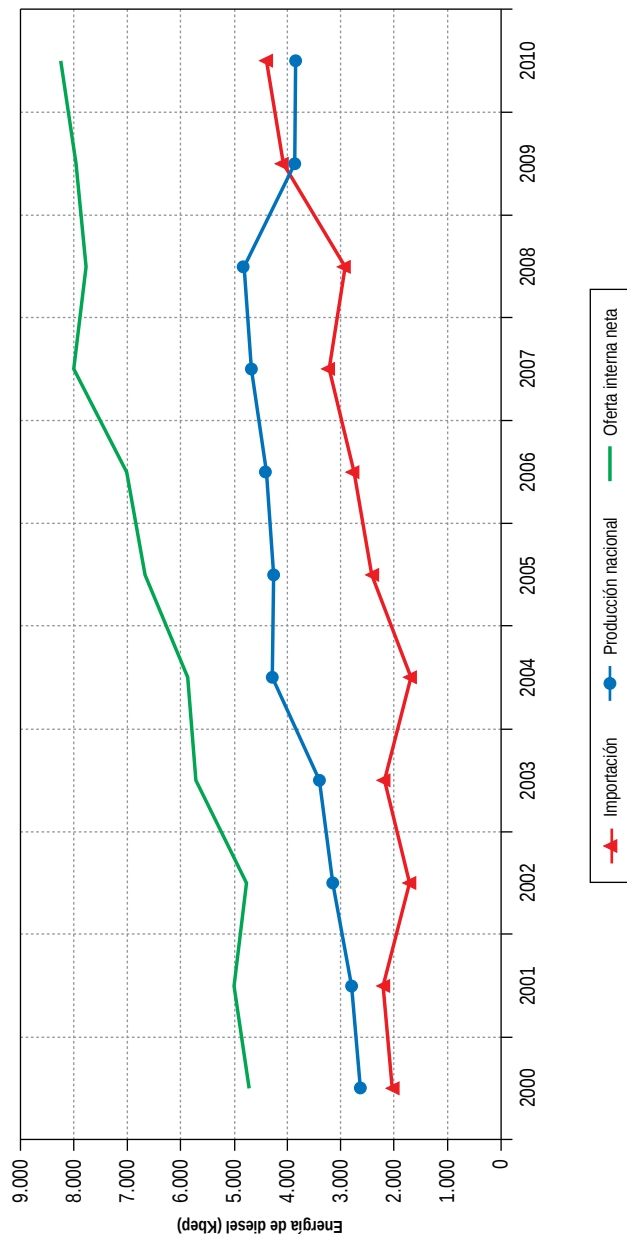
³⁵ En dicho informe se consigna un precio de importación de 134,24 \$US/Bbl.

³⁶ ¿Debe suponerse que la importación de aditivos para las gasolinas (reconocidas como importación de gasolinas hasta mayo de 2010) no supone una importación de energía? Hasta donde entendemos, todos los aditivos para gasolina, por su composición, poseen un potencial energético (34 MJ/Kg), de manera que los volúmenes de importación de estos debieran registrarse en el balance energético.

³⁷ La caída en la producción de diesel alcanzó a 957 Kbp, equivalentes a casi 1 millón de barriles de diesel.

³⁸ La caída de producción de líquidos en campos alcanzó a 1.906 Kbp, es decir, casi dos MM de barriles equivalentes de petróleo.

Gráfico 26
Evolución de la oferta interna neta de diesel



Fuente: elaboración del CEDIA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

Evolución del consumo de diesel por sectores económicos

El gráfico 27, de consumo de diesel por sectores, muestra que el subsector de mayor dinamismo en el mercado de diesel es, indudablemente, el transporte (62,8%), seguido por el grupo de sectores productivos como agricultura, pesca, silvicultura y minería (29,3%). Se puede ver también que el diesel destinado a la generación eléctrica en los sistemas aislados apenas representa el 3,1% de la oferta interna neta del combustible.

Debe mencionarse que el D.S. 0748, al no afectar la provisión de diesel destinado a la generación de electricidad, evidentemente no afectaba una oferta de energía muy sensible para la población que depende de los sistemas aislados de electricidad que funcionan a diesel: sin embargo, en términos de contexto, queda claro que la medida afectaría directamente al 63% del consumo (transporte) y a una gran parte del consumo relacionado con la producción de alimentos y de minerales (29%). En suma, la probabilidad de que la medida afectaría a los consumidores vinculados a algo más del 90% del consumo del combustible resulta también evidente.

Importación de diesel y gasolina

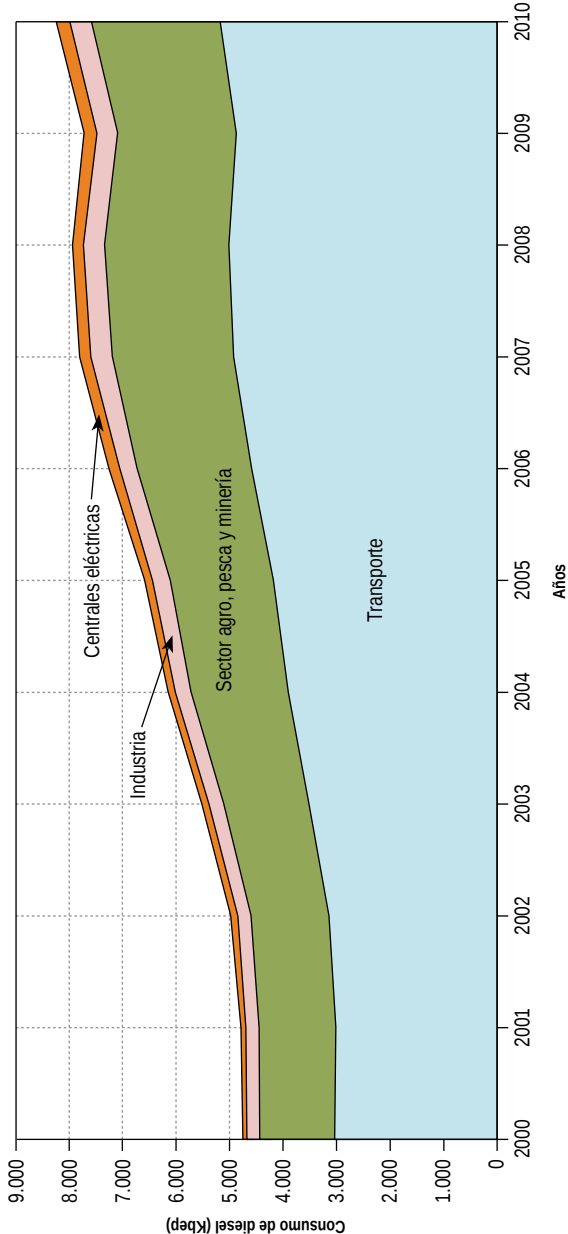
Salvando el problema de la importación de gasolina especial, el orden de magnitud de las importaciones sí tiene coherencia con varios indicadores de la economía, como veremos más adelante. Lo que queda por explicar es el monto de dinero destinado a estas:

- (a) Durante 2010 YPFB contó con ocho proveedores de diesel, cuyos precios de venta fluctuaron entre 79,6 y 113,72 \$US/Bbl³⁹. El precio promedio de importación alcanza a 95,47 \$US/Bbl⁴⁰.

³⁹ El *Boletín Estadístico* de YPFB muestra, a través de los meses, los precios de importación de diesel por cada uno de los proveedores.

⁴⁰ Se ha colocado el precio promedio de importación porque la información disponible en el *Boletín Estadístico* 2010 de YPFB no permite calcular el precio promedio ponderado.

Gráfico 27
Evolución del consumo nacional de diesel



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

- (b) En el caso de la gasolina especial no existen precios de importación pues, como hemos mencionado, los documentos oficiales no reconocen importación de gasolinas. Solamente para encontrar un parámetro de referencia, hemos tomado el promedio de los precios máximos de gasolina en su venta al detalle en Estados Unidos (estaciones de servicio), que alcanzó, en su valor ponderado, a 129,01 \$US/Bbl⁴¹.
- (c) El Informe de Gestión Gubernamental 2010 contiene información que permite estimar un precio promedio de importación (para el conjunto de gasolina y diesel) de 134,24 \$US/Bbl⁴².

Sobre estas bases, se ha calculado el valor total de los subsidios.

La venta de combustibles en el mercado interno

Si entendemos como valor real del subsidio el monto que finalmente erogará el TGN para mantener equilibrado el precio de combustibles en el mercado interno, encontraremos, según muestra el cuadro a continuación, que la importación de diesel al precio ponderado de 92,18 \$US/Bbl⁴³ habría superado los 560 MM\$US. Si asumimos, además, que el 100% del diesel se comercializa al precio nacional de 3,72 Bs./L⁴⁴, encontraremos que por la venta de este diesel en el mercado interno se recaudarán algo más de 370 MM\$US, quedando un subsidio neto de 197 MM\$US.

⁴¹ El valor ha sido utilizado como referencia para el cálculo del valor del subsidio.

⁴² Este valor, calculado por el CEDLA, proviene de dividir el monto mensual por importación (55'514.662,58 \$US) entre el volumen de diesel y gasolina importados (413,559 Bbl). Recordemos que el dato que aparece en dicho informe está errado y tiene un valor de 271,70 \$US/Bbl.

⁴³ El precio ha sido estimado por el CEDLA, a través de un cálculo de aproximaciones entre los dos límites de precio de compra consignados en el *Boletín Estadístico* 2010 de YPFB.

⁴⁴ Sólo con fines de simplificación, el cálculo no ha incorporado la venta de 251.623 Bbl a las centrales eléctricas al precio de 24,98 \$US/Bbl, es decir, no toma en cuenta el 3,01% del volumen comercializado en el país. Esta simplificación se debe a que CEDLA no dispone de información sobre la cantidad de diesel proveniente de importación que se destina a estas unidades de generación.

Cuadro 14
Cálculo estimado del subsidio neto al diesel

Caso 1: Cálculo del subsidio neto	Valores unitarios		Valores globales	
	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad
Volumen de importación de diesel	Bbl		Bbl	4.382.789
Costo del diesel				
Compra de diesel	\$US/Bbl	92.180	\$US	404.005.490
Transporte hasta puerto de ingreso	\$US/Bbl	6.818		
Transporte hasta terminal en Bolivia	\$US/Bbl	12.486		
Margen de importación y refinería	\$US/Bbl	18.005		
Costo total en terminal	\$US/Bbl	129,489	\$US	567.524.065
Venta al mercado				
Venta de diesel al público			Bbl	4.382.789
Precio de venta al público	\$US/Bbl	84,490		
Valor de venta al público			\$US	370.301.843
Venta en el mercado nacional			\$US	370.301.843
Subsidio neto	\$US/Bbl	44,999	\$US	197.222.223

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

Para el caso de la gasolina especial, la investigación ha calculado un monto máximo por importación de 74,82 MM\$US y un monto de 25,56 MM\$US para el subsidio neto a la importación de este combustible (ver cuadro 1 del anexo).

Con base en ambos cálculos, la investigación ha estimado para 2010 un monto de importaciones de 642,34 MM\$US y un valor neto y máximo de subsidio de 222,78 MM\$US para que las importaciones de diesel y gasolina especial no alteren los precios finales al consumidor en el caso de ambos combustibles. Podrá observarse que aunque el monto total por importaciones de nuestro cálculo es coherente con el orden de magnitud del monto presentado en el Informe de Gestión Gubernamental 2010, hay una importante diferencia (202,67 MM\$US) en la estimación del monto del subsidio.

Dado que los resultados de la investigación son coherentes con la información de volúmenes y costos de importación del Informe de Gestión Gubernamental 2010, la única explicación —en términos de hipótesis— para la diferencia en el monto de subsidio es que al precio en terminal boliviana se apliquen otros márgenes de costo para el cálculo final del precio de combustibles.

En efecto, la investigación ha encontrado que la única forma de alcanzar el valor de 425 MM\$US de subsidio —que aparece en el Informe de Gestión Gubernamental 2010⁴⁵— es que luego del precio en terminal se añadan los márgenes aplicados al combustible de producción nacional. El cuadro 15 muestra algunos hechos relevantes.

- (a) El monto de subsidio aparente, en el caso del diesel, alcanza a 379,70 MM\$US y, en el caso de la gasolina especial, a 49,44 MM\$US (ver cuadro 2 del anexo). Bajo estas definiciones, el subsidio total aparente alcanzaría a 429,14 MM\$US.

⁴⁵ El monto destinado a subsidios aparece en el informe de gestión en términos de ahorros que lograría el TGN en el caso de nivelarse los precios de los combustibles.

Cuadro 15

Cálculo estimado del subsidio aparente al diesel

Caso 2: Cálculo del subsidio aparente	Valores unitarios		Valores globales	
	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad
Volumen de importación de diesel	Bbl		Bbl	4.382.789
Costo del diesel				
Compra de diesel	\$US/Bbl	92,180	\$US	404.005.490
Transporte hasta puerto de ingreso	\$US/Bbl	6,818		
Transporte hasta terminal en Bolivia	\$US/Bbl	12,486		
Margen de importación y refinería (6-8)	\$US/Bbl	18,005		
Costo total en terminal	\$US/Bbl	129,489	\$US	567.524.065
Márgenes adicionales				
IEHD + Almacenamiento + Distribución mayorista + IVA + IT	\$US/Bbl	36,606		
Distribución minorista	\$US/Bbl	5,029		22.040.826
Costo hasta estación de servicio	\$US/Bbl	171,124	\$US	750.002.328
Venta al mercado				
Venta de diesel al público			Bbl	4.382.789
Precio de venta al público	\$US/Bbl	84,490		
Valor de venta al público			\$US	<u>370.301.843</u>
Venta en el mercado nacional			\$US	370.301.843
Subsidio aparente	\$US/Bbl	86,634	\$US	379.700.485

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

- (b) El combustible que llega a terminal debe ingresar en una cadena de precios a la que se aplican márgenes de almacenamiento y distribución e impuestos para el Estado. De tal forma que el precio del combustible importado, en el caso del diesel, se incrementa en 32%⁴⁶.
- (c) La parte más importante de este incremento (36,61 \$US/Bbl) será destinada al operador estatal (YPFB) y, principalmente, al TGN como impuestos (IEHD). En este sentido, resulta que el incremento por márgenes adicionales se destina mayoritariamente a instituciones del Estado.
- (d) La aplicación de los márgenes a las cifras globales permite calcular una diferencia de 181,4 MM\$US (para el conjunto de diesel y gasolina) entre los valores de terminal y estación de servicio, que serán destinados al Estado.

De acuerdo con la hipótesis anterior, ¿es correcto llamar subsidio a montos que se destinarán a instituciones del mismo Estado? En palabras simples, el Gobierno toma 181,4 MM\$US del TGN para pagar los márgenes en la cadena de comercialización de los combustibles importados, para luego volverlos a recuperar vía impuestos. ¿Tiene esto alguna lógica? Dado que casi toda la cadena de producción y comercialización ha sido nacionalizada, ¿no sería tiempo de empezar a revisar en serio la normativa que regula la estructura de los precios de los combustibles?

Bajo esta perspectiva, ¿qué buscaba el D.S. 0748? En términos de hipótesis, podríamos decir que tal medida buscaba: (i) eliminar un subsidio neto —efectivo— de 222,78 MM\$US; (ii) quitar el incentivo al contrabando para reducir las importaciones de combustibles a un volumen libre de esta actividad; (iii) incrementar poderosamente el nivel de recaudaciones vía IEHD. De estos últimos temas nos ocuparemos más adelante.

⁴⁶ El precio del diesel se incrementa desde 129,49 \$US/Bbl hasta 171,12\$US/Bbl, es decir, 41,64 \$US/Bbl.

Costos de los combustibles y utilidades de las petroleras

Otro de los sustentos a la medida contenida en el D.S. 0748 está relacionado con los costos de producción de líquidos. Se ha mencionado repetidamente que estos son elevados, que exceden los ingresos percibidos y que, por tanto, las empresas petroleras trabajan a pérdida.

En este mismo ámbito de explicaciones se mencionó la necesidad de premiar y reconocer el esfuerzo de las empresas que tengan éxito en la exploración y explotación de petróleo, aunque no quedó totalmente explícita la forma en la que dichos premios y reconocimientos iban a ser entregados a partir del D.S. 0748. ¿Se iba a crear o reactivar una bolsa de dinero destinada a este fin? ¿Se iba a utilizar como capital semilla la recaudación generada por el D.S. 0748?

Sobre la base de los diversos argumentos, nuestro trabajo ha tomado como ejes de investigación las siguientes hipótesis:

- (a) El dinero recaudado por venta de combustibles antes/después del D.S. 0748 sería destinado a incrementar las utilidades de las empresas petroleras.
- (b) La producción petrolera se beneficiaría de incentivos a la producción que no pagan regalías e IDH.
- (c) Un incremento de los precios pagados al productor, bajo la forma de incentivos, buscaría liberar al sector de sus obligaciones de regalías e IDH, en franca contravención a la Ley 3058.
- (d) Las empresas petroleras no alcanzarían a cubrir sus costos de producción; por tanto, sería necesario desarrollar una política destinada a incentivar la producción y evitar su caída.
- (e) Ante el estancamiento de la producción de hidrocarburos, los nuevos ingresos fiscales dependerían del precio de comercialización de los derivados de petróleo en el mercado interno, de tal suerte que un incremento en las tasas de recaudación para el Estado permitiría ingresos para reforzar la gestión gubernamental.

Con todas las limitaciones de un sector caracterizado por su grado de hermetismo y escasa transparencia, la investigación ha buscado aproximarse a las hipótesis formuladas líneas arriba.

Los costos de producción de la materia prima

La complejidad del estudio de los costos de producción de petróleo se ve acrecentada por la escasa información publicada sobre el tema. La información oficial a la que ha podido acceder la investigación muestra los costos recuperados totales por cada una de las empresas bajo contrato, por una parte, y por otra, los volúmenes de producción de gas natural, petróleo y condensado, y gasolina natural. En ningún caso se ha podido acceder a información de costos recuperables desagregada por campo.

Para aproximar un costo de producción se ha tomado el total de costos⁴⁷ para dividirlo, en primera instancia, entre la cantidad de energía total producida por la empresa⁴⁸.

Se ha supuesto que los costos por unidad de energía son similares, tanto en el caso de petróleo y condensado como en el de gas natural. Este supuesto debiera cumplirse para la gran mayoría de campos, pues la producción de líquidos está asociada a la producción de gas natural y los costos en que incurre la empresa tienen por finalidad lograr un torrente energético que posteriormente será separado.

Finalmente, los costos energéticos totales distribuidos según las proporciones de producción de energía fueron convertidos a unidades físicas.

Según esta metodología, cuya aproximación es limitada, se han calculado costos de producción totales para cada empresa. El cuadro 16 muestra el resultado. Para nuestros cálculos posteriores utilizaremos,

⁴⁷ Se ha encontrado estudios en los que se utiliza solamente los costos directos de explotación. La investigación ha tomado los costos totales en el entendido que todos estos son parte del sistema productivo y están legalmente definidos, aun si incluyen los costos que generan ineficiencia económica en el sistema.

⁴⁸ Para la conversión de la producción en unidades energéticas se ha utilizado poderes caloríficos estándar, pues, como es de esperarse, la información oficial no publica los poderes caloríficos por componentes de producción en cada campo.

Cuadro 16
Cálculo de costos de producción 2010

Empresa	Producción total			Costo energético			Costo físico	
	Gas natural (MPC)	Gasolina natural (Bbl)	Petróleo y condensado (Bbl)	Gas natural (\$us/MMBTU)	Hidrocarburos líquidos (\$us/MMBTU)	Hidrocarburos líquidos (\$us/Bbl)	Gas natural (\$us/MPC)	Hidrocarburos líquidos (\$us/Bbl)
Petrobras Bolivia	313.775.584	1.760.986	7.116.726	0,43	0,43	2,48	0,44	2,48
Vintage	9.709.670	58.545	59.350	1,14	1,14	6,62	1,17	6,62
Petrobras Energía	10.553.504	99.215	180.020	1,57	1,57	9,08	1,61	9,08
Chaco S.A.	72.551.938	462.439	1.384.432	1,67	1,67	9,71	1,72	9,71
BG bolivia	21.881.970	111.167	394.241	1,73	1,73	10,04	1,78	10,04
Andina S.A.	40.656.879	323.591	653.262	1,82	1,82	10,57	1,88	10,57
Repsol YPF	37.822.070	204.189	2.630.296	1,97	1,97	11,45	2,03	11,45
Pluspetrol	30.264.927	34.604	155.121	2,01	2,01	11,68	2,07	11,68
Matpetrol	117.011	-	29.315	3,10	3,10	17,99	3,19	17,99
Total nacional	537.333.553	3.054.736	12.602.763	0,995	0,995	5,771	1,02	5,771

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN, del *Boletín Estadístico* YPFB y del Boletín MHE 2010.

según sea el caso, los costos de producción por empresa o el costo de producción ponderado (5.771 \$US/Bbl).

Nuestra aproximación al costo de producción nos muestra que el costo ponderado de producción de petróleo y condensado estará entre un mínimo de 2,48 \$US/Bbl y un máximo de 17,99 \$US/Bbl. El valor medio ponderado alcanza a 5,771 \$US/Bbl.

Estos costos de producción, al ser ponderados entre la producción total de energía de cada empresa, ocultan con seguridad valores extremos de costos de producción tanto en el límite superior como en el inferior. En otras palabras, es muy probable que existan campos cuyo costo de producción sea menor al mínimo encontrado, y a la inversa.

La estructura de precios de los productos terminados

Una segunda aproximación necesaria es desagregar la estructura de costo/precio de los combustibles. Para ello, hemos tomado como ejemplo el caso del diesel, precisamente porque este combustible es, por su cantidad de consumo, el más importante del sistema energético afectado por el D.S. 0748.

El cuadro 17 refleja las fórmulas que permiten calcular el precio final del combustible. Se puede observar que se ha separado intencionalmente el componente del impuesto específico a la comercialización de hidrocarburos y sus derivados (IEHD) pues es éste el componente directamente afectado por el D.S. 0748.

Cuadro 17
Composición del precio del diesel antes del D.S. 0748

Descripción	Símbolo	Función
Precio de referencia	<i>PR</i>	PR
Costos varios	<i>Crtm</i>	$(Cref+Ctrans+Cmay+Calm+Cmin)/(1-IVA-IT)$
Alícuota IEHD	<i>IEHD</i>	IEHD
Precio final	<i>Pf</i>	$SUM(PR+Crtm+IEHD)$

Fuente: elaboración del CEDLA.

El cuadro 18 muestra la composición del precio final del diesel antes de la aplicación del D.S. 0748. En él se puede⁴⁹ observar que:

- El precio final del diesel en el mercado nacional (3,72 Bs./L) equivale a un valor de 84,49 \$US/Bbl.
- El precio de referencia de petróleo (27,11 \$US/Bbl) se compone mayoritariamente de impuestos y costos de producción y, minoritariamente, de utilidades netas del titular, tomando como base el costo medio ponderado de la producción de petróleo en el país.
- Los costos del *downstream* (53,33 \$US/Bbl) casi duplican el precio de referencia de la materia prima, de los cuales el valor del IEHD alcanza a 28,39 \$US/Bbl, es decir, un valor incluso mayor que el precio de referencia del petróleo.
- Agrupando los distintos componentes de costo, tanto de *upstream* como de *downstream* (ver cuadro 3 del anexo), encontramos que el precio final del diesel está compuesto mayoritariamente por impuestos cuyo beneficiario es el Estado (63,2%) y por costos de producción⁵⁰(29,9%).
- En el caso de la gasolina (ver cuadro 8 del anexo), el 62,5% del precio final al consumidor final son impuestos para el Estado y 30,7% costos de producción.

Queda claro que incluso antes de la aplicación del D.S. 0748 el mayor componente del precio final del diesel y la gasolina estaba constituido por impuestos.

El cuadro 19 muestra la composición del precio final del combustible después de la aplicación del D.S. 0748⁵¹. En él se puede observar que:

⁴⁹ La estructura de precio de los productos terminados, en detalle, se puede ver en los cuadros 3 y 5 del anexo.

⁵⁰ Debe tomarse en cuenta que estos costos representan ingresos para YPF —como Estado— en tanto principal operador en la cadena.

⁵¹ La estructura de precio en detalle se puede ver en los cuadros 4 y 6 del anexo.

Cuadro 18
Composición estimada del precio del diesel antes del D.S. 0748

Descripción	Símbolo	Valores en \$US		Valores en Bs.	
		Cantidad	Unidad	Cantidad	Unidad
Upstream					
Precio de referencia + IVA	PR	31,16	\$US/BBi	1,372	Bs./L
Downstream					
Costos de refinación	Cref	8,72	\$US/BBi	0,384	Bs./L
Costos de transporte	Ctrans	1,53	\$US/BBi	0,067	Bs./L
Alícuota IEHD	IEHD	28,39	\$US/BBi	1,250	Bs./L
Costos de amacenanamiento y distribución	Calm	4,93	\$US/BBi	0,217	Bs./L
Costos de comercialización	Ccom	9,76	\$US/BBi	0,430	Bs./L
Precio final	Pf	84,49	\$US/BBi	3,720	Bs./L

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 19
Composición estimada del precio del diesel después del D.S. 0748

Descripción	Símbolo	Valores en \$US		Valores en Bs.	
		Cantidad	Unidad	Cantidad	Unidad
Upstream					
Precio de referencia + IVA	PR	31,16	\$US/BBi	1,372	Bs./L
Downstream					
Costos de refinación	Cref	8,72	\$US/BBi	0,384	Bs./L
Costos de transporte	Ctrans	1,53	\$US/BBi	0,067	Bs./L
Alícuota IEHD	IEHD	98,34	\$US/BBi	4,330	Bs./L
Costos de amacenamiento y distribución	Calm	4,93	\$US/BBi	0,217	Bs./L
Costos de comercialización	Ccom	9,76	\$US/BBi	0,430	Bs./L
Precio final	Pf	154,44	\$US/BBi	6,800	Bs./L

Fuente: elaboración del CEDLA.

- El precio para el usuario final casi se duplica en su valor (154,44 \$US/Bbl), que a finales de diciembre de 2010 alcanzaba un precio incluso mayor al precio más alto de diesel al usuario final en Estados Unidos⁵².
- El precio de referencia del petróleo (27,11 \$US/Bbl) se mantiene invariable; por tanto, los ingresos del Estado por IDH y regalías y las utilidades netas del titular se mantienen inalterables. Sucede lo mismo que en el anterior caso: el componente mayoritario del precio de referencia son impuestos y regalías para el Estado.
- El valor de IEHD se incrementa en 163,7% y pasa a constituirse en el principal componente del precio final del diesel.
- Ya en la agrupación de los distintos componentes (ver cuadro 9 del anexo) observamos que del precio final del diesel, el 80,1% son impuestos que recibe el Estado y 16,1%, costos de producción.
- En el caso de la gasolina (ver cuadros 6 y 10 del anexo), el precio final se incrementa a 149,6 \$US/Bbl, de los cuales 78,6% son impuestos al Estado y 17,5% son costos de producción.

La nueva estructura del precio de los productos terminados devela algunos de los objetivos del D.S. 0748: (i) lograr mayores recaudaciones para el Estado (218%) gracias al incremento del IEHD; (ii) disponer de recursos centralizados y exentos de pago de regalías e IDH; (iii) compensar los ingresos de los gobiernos subnacionales a través de la coparticipación de las recaudaciones de IEHD; (iv) disponer de recursos para generar incentivos a la producción de petróleo (ver el cuadro 20).

⁵² El precio final del diesel al usuario final norteamericano alcanzó en diciembre a 136 \$US/Bbl. EIA. U.S. Energy Information Administration. <http://www.eia.doe.gov/oog/info/gdu/gasdiesel.asp>

Cuadro 20
Recaudaciones probables luego del D.S. 0748

Demandas	Unidad	Precio final [Bs./L.]	IEHD [Bs./L.]	Consumo 2011 (e)	Recaudación 2011 (e) [MMBs.]	Recaudación 2011 (e) [MM\$US]
Diesel	Bbl/año	6,80	4,33	8.817.791	6.070,02	867,1
Gasolina especial	Bbl/año	6,47	3,96	7.019.234	4.419,03	631,3
Jet fuel	m³/año	7,67	5,25	171.625	901,03	128,7
Kerosene	m³/año	5,30	2,87	8.773	25,18	3,6
Gasolina de aviación	m³/año	7,29	4,57	5.347	24,43	3,5
Gasolina premium	m³/año	7,51	4,90	4.113	20,15	2,9
Total					MM\$US	1.637,1

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del D.S. 0748 y del Boletín estadístico YPFB 2010.

En efecto, de consolidarse la medida, el Estado hubiera logrado un incremento sustancial en sus recaudaciones: (i) si la tendencia en el consumo se mantuviera invariable, el Estado obtendría más de 1.600 MM\$US de recaudaciones totales por la comercialización de los principales combustibles (un incremento de 1.122 MM\$US); o (ii) si, por efecto de la subida de precios, las tendencias en el consumo se redujeran hasta en 50% (incluido el contrabando), el Estado obtendría un mínimo de 887 MM\$US.

Se ha supuesto intencionalmente un escenario extremo de reducción del 50% en el consumo, aceptando como válidas las hipótesis sobre la magnitud del contrabando y el consumo dispendioso del transporte particular. Sin incorporar el impacto en la matriz de generación de riqueza que una reducción del consumo de esa magnitud podría ocasionar, las recaudaciones del Estado no serían despreciables.

Desde esta perspectiva, quedaría claro que el principal beneficiario del D.S. 0748 sería el Estado, pues lo mostrado nos da cuenta de una medida fiscal.

Los incentivos a la producción de petróleo

El Reglamento de Régimen de Incentivos a la Producción de Campos Marginales y Pequeños, promulgado a través del D.S. 28984 el 22 de diciembre de 2006, tuvo como objetivo establecer un régimen de incentivos a la producción petrolera en campos pequeños y marginales de manera que estos se mantengan en producción hasta su agotamiento, y así asegurar el abastecimiento de líquidos al mercado interno.

El incentivo⁵³ se aplica a cada unidad de volumen producido por un campo que previamente ha sido clasificado como marginal o pequeño de acuerdo a normativa establecida en el mismo reglamento. Tiene un valor máximo de 13 \$US/Bbl, que disminuye según aumenta la producción y que se incrementa en función del contenido de diesel del petróleo producido.

⁵³ El incentivo se mide en \$US/Bbl.

La aplicación de este reglamento a la producción de 2009 (ver cuadro 11 en el anexo) permite arribar a los resultados mostrados en el cuadro 21, en el que se puede observar:

Cuadro 21

Valores del incentivo a la producción de petróleo (año 2009)

Descripción	Unidad	Cantidad	Participación
Producción total			
Producción total de petróleo	Bbl/año	14.870.465	100%
Volumen de ventas	\$US/año	409.113.536	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	27,51	
Producción sin incentivos			
Producción total sin incentivo	Bbl/año	14.309.825	96,2%
Volumen de ventas	\$US/año	387.939.356	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	27,11	
Producción con incentivos			
Producción total c/ incentivo	Bbl/año	560.640	3,8%
Volumen de ventas	\$US/año	21.174.180	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	37,77	
Valores del incentivo			
Monto total del incentivo	\$US/año	5.975.230	
Valor del incentivo sobre volumen de ventas	%	1,46%	
Contenido promedio de diesel	%	48,52%	
Cantidad de diesel lograda	Bbl/año	272.017	
Producción nacional de diesel	Bbl/año	4.052.748	
% de diesel logrado con el incentivo	%	6,71%	

Fuente: elaboración del CEDLA con información del MHE.

- El precio de compra promedio en los campos que reciben incentivo excede en 10,66 \$US/Bbl al precio de referencia. Es decir, no todos los campos marginales reciben el valor máximo del incentivo. En efecto, campos con una producción cercana a 900 Bbl/día tendrán necesariamente incentivos menores a dicho monto.

- El precio del petróleo en el mercado interno (ponderado) se incrementa en 1,47% por encima del precio de referencia⁵⁴, hecho que muestra que el incentivo también es marginal.
- Este incremento en el precio ponderado tiene efecto positivo en la producción, pues logra un incremento del 3,8% de la producción de petróleo⁵⁵. Se dice que este volumen representa un incremento pues, siguiendo las hipótesis, se esperaría que en tales volúmenes los costos de producción simplemente no permitirían su producción. Con todo, el volumen de producción de petróleo bajo incentivo no llega al 4% de la producción de petróleo en el país, al contrario de opiniones que mencionan que casi la totalidad de la producción petrolera boliviana recibe incentivos.
- El monto erogado para pagar los incentivos sería menor a 6 MM\$US por año, para lograr más de 270 MBbl de diesel⁵⁶.

Sin duda, a pesar de lo insignificante del volumen, la lógica del incentivo a la producción de líquidos tuvo efectos positivos. Esta constatación nos lleva a formular nuevas preguntas:

- Si aceptamos la idea de que parte del monto recaudado con el D.S. 0748 iba a destinarse a expandir el incentivo a una mayor cantidad de campos petroleros, ¿fue este resultado el que alentó al Gobierno a pensar en hacerlo y generar, para ello, una bolsa de dinero (fondo)?
- ¿Se pensó que, bajo esta lógica, un fondo destinado a pagar incentivos lograría volúmenes de producción que sustituyan las importaciones? La idea no es mala, partiendo del hecho de que por efecto del precio se debiera esperar una natural

⁵⁴ El precio ponderado del petróleo sube de 27,11 \$US/Bbl a 27,51 \$US/Bbl.

⁵⁵ El volumen de producción pagado con incentivos llega a 560.640 Bbl.

⁵⁶ De cada 1 L de petróleo de estos campos se obtiene cerca de 0,49 L de diesel. La información ha sido extraída del cuadro de contenidos de diesel de los campos petrolíferos pequeños y marginales del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

contracción del mercado (reducción de consumo, mejoras de eficiencia y reducción del contrabando). Nuestra percepción es que el balance entre la oferta de productos que reciben incentivos y una demanda de productos con precios incrementados podría alcanzar el equilibrio en algún punto, de manera que se logre un mayor grado de control sobre la evolución del mercado.

Para abordar lo sugerido en las preguntas se ha simulado dos escenarios de aplicación del incentivo. En el primer escenario se calcula los valores del incentivo asumiendo, como hipótesis, que éste mantendría las mismas definiciones que el anterior pero con cambios en su magnitud y alcance: (i) el incentivo estaría dirigido a campos petrolíferos pequeños, marginales y aquellos que en la actualidad no tienen producción; (ii) tendría un valor máximo de 31,89 \$US/Bbl, es decir, permitiría que en determinadas condiciones el precio de referencia alcance el valor de 59 \$US/Bbl⁵⁷; (iii) disminuiría ante incrementos de producción y se acrecentaría cuanto mayor sea el contenido de diesel en el petróleo producido.

Se ha asumido, hipotéticamente, que los campos sin actividad no tienen producción porque los ingresos, incluidos los incentivos vigentes, no compensan los costos de producción. El escenario asume, por tanto, que con incentivos mejorados dichos campos entrarían en actividad y producirían una cantidad de petróleo y con contenidos de diesel similares al promedio de producción de los campos que actualmente gozan de los incentivos⁵⁸. El objetivo de este escenario es averiguar hasta qué punto podría mejorar la producción nacional de diesel si todos los campos petroleros estuviesen en producción.

⁵⁷ El valor de 59 \$US/Bbl fue tomado de las declaraciones que explicaban, en el D.S. 0748, como el valor al que debiera cotizarse el petróleo en el mercado interno para evitar que las empresas trabajen “a pérdida”. Se dijo también que dicho incentivo sería pagado con un “fondo petrolero” que se generaría con las recaudaciones de la aplicación de la medida.

⁵⁸ Producción media de 50.967 Bbl/año, contenido medio de diesel de 48,52% y costo medio de producción de 10,86 \$US/Bbl.

El cuadro 22, que contiene los resultados de la simulación, nos muestra que: (i) el precio ponderado del petróleo se incrementaría en 12,5%; (ii) el monto destinado a incentivos se incrementaría hasta 54 MM\$US/año; (iii) el precio ponderado del petróleo sujeto a incentivos alcanzaría un valor cercano al buscado con la medida analizada (53,41 \$US/Bbl).

Cuadro 22

Valores del incentivo a la producción de petróleo. Escenario 1 (año 2009)

Descripción	Unidad	Cantidad	Participación
Producción total			
Producción total de petróleo	Bbl/año	15.940.778	100%
Volumen de ventas	\$US/año	486.193.039	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	30,50	
Producción sin incentivos			
Producción total sin incentivo	Bbl/año	13.885.695	87,1%
Volumen de ventas	\$US/año	376.441.191	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	27,11	
Producción con incentivos			
Producción total c/ incentivo	Bbl/año	2.055.083	12,9%
Volumen de ventas	\$US/año	109.751.848	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	53,41	
Valores del incentivo			
Monto total del incentivo	\$US/año	54.038.555	
Valor del incentivo sobre volumen de ventas	%	11,11%	
Contenido promedio de diesel	%	48,52%	
Cantidad de diesel lograda	Bbl/año	997.120	
Producción nacional de diesel	Bbl/año	4.052.748	
% de diesel logrado con el incentivo	%	24,60%	

Fuente: elaboración del CEDLA con datos del MHE.

El cuadro 12 del anexo, que contiene los supuestos y cálculos del escenario analizado, muestra que el incremento del 12,8% en la producción de diesel, alcanzado en el hipotético caso de que todos los campos sin actividad alcanzaran la media de producción, no logra eliminar las importaciones. En efecto, se puede ver que las importaciones se reducirían en 12,7% pero aún se requeriría importar el 43,9% del consumo.

Dado que, incluso en este escenario, la producción mayoritaria de diesel provendría de la producción de líquidos asociados a la producción de gas natural en campos gasíferos (66%), resulta claro que para reducir al mínimo las importaciones de diesel se debiera: (i) reducir al mínimo el consumo de diesel y/o (ii) incrementar la producción petrolera en nuevas áreas, y/o (iii) incrementar la producción de gas natural asociado. Si entendemos que mejorar la autarquía energética, en el caso concreto del diesel, podría ser un lineamiento claro de política energética, el logro de las condiciones mencionadas constituiría —siempre en términos de hipótesis— el objetivo múltiple del D.S. 0748: (i) lograr la reducción de subsidios y consumos a través de la aplicación de una política agresiva de precios; (ii) disponer de recursos para reactivar la exploración y producción petrolera.

En concordancia con lo anterior, el segundo escenario calcula los valores del incentivo asumiendo, como hipótesis, que éste se aplicaría de manera generalizada a toda la producción de petróleo del país, incluso a aquella asociada al gas natural en campos clasificados como gasíferos. El resultado se observa en el cuadro 23 a continuación.

Se puede observar que el escenario genera un estado de situación completamente diferente a los dos anteriores: (i) el precio de referencia del petróleo sufre un incremento de casi 118%; (ii) el monto total del incentivo se acerca a 475 MM\$US/año, de cuyo excedente el Estado no percibiría ingresos, pues bajo esta lógica el monto destinado a incentivos no paga regalías ni IDH; (iii) se esperaría que en estas condiciones se reactive la producción petrolera en los campos sin producción y se revitalicen las actividades de exploración en áreas nuevas.

Cuadro 23

Valores del incentivo a la producción de petróleo. Escenario 2 (año 2009)

Descripción	Unidad	Cantidad	Participación
Producción total			
Producción total de P& C	Bbl/año	14.870.465	100%
Volumen de ventas	\$US/año	877.357.435	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	59,00	
Producción sin incentivos			
Producción total sin incentivo	Bbl/año	-	0,0%
Volumen de ventas	\$US/año	-	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	27,11	
Producción con incentivos			
Producción total c/ incentivo	Bbl/año	14.870.465	100,0%
Volumen de ventas	\$US/año	877.357.435	
Precio de compra promedio	\$US/Bbl	59,00	
Valores del incentivo			
Monto total del incentivo	\$US/año	474.219.129	
Valor del incentivo sobre volumen de ventas	%	54,05%	

Fuente: elaboración del CEDLA con datos del MHE.

En suma, este escenario representaría la aproximación a algunas condiciones del sector vigentes hasta la promulgación de la Ley 3058, es decir, una producción nacional de petróleo cotizada casi a precios internacionales y una menor participación del Estado en la distribución de excedentes del *upstream* (39,2%).

Se debe remarcar, sin embargo, que a pesar de que el monto del incentivo bajo este escenario es enorme, apenas llega a una tercera parte del monto de recaudaciones esperado luego de la aplicación del D.S. 0748. En el supuesto de que este escenario se hubiese hecho efectivo, la estructura del precio de los productos terminados habría sufrido cambios sustanciales:

- (a) El precio de referencia se mantendría en 27,11 \$US/Bbl; por tanto, el valor de la producción adicional (después de incentivos) no pagaría IDH ni regalías.
- (b) La expectativa de utilidad neta media de los titulares⁵⁹ podría incrementarse en 400% luego de recibir el incentivo⁶⁰.
- (c) La alícuota de IEHD, que se incrementa en más del 200%⁶¹, sigue siendo la porción mayor del precio final del diesel (42%).
- (d) La porción que retiene el Estado sigue constituyendo el componente principal del precio de los productos terminados (64,9%).

Elevar el valor del IEHD a más de 98 \$US/Bbl para retener dos terceras partes del incremento⁶² y generar recursos para incentivar la producción petrolera —léase incrementar las utilidades netas de los titulares— sobre la base de elevar los precios al consumidor y reducir la participación estatal en la distribución de excedentes, podría constituir una señal clara del sentido de la nueva política energética y las bases de diseño del nuevo marco normativo.

Las utilidades netas de las petroleras

En este acápite vamos a aproximarnos a los ingresos netos y utilidades de las empresas productoras de petróleo. Para ello se han generado tres escenarios que nos permitirán indagar, desde otra perspectiva, las implicaciones del D.S. 0748. En cada escenario se analizan tres estados de ingreso bruto (Ib) por efecto de venta de petróleo: (i) el Ib medio, producto de la ponderación del valor total de ventas

⁵⁹ El tema de las utilidades de los titulares será abordado más adelante.

⁶⁰ La utilidad neta del titular cambia de 6,139 \$US/Bbl a 29,76 \$US/Bbl.

⁶¹ Recuérdese que el valor del IEHD, luego de la promulgación del D.S. 0748, sube de 28,39 \$US/Bbl a 98,34 \$US/Bbl en el caso del diesel.

⁶² El valor residual de impuestos que resulta de descontar del IEHD el incentivo de 31,89\$US/Bbl queda en 66,85 \$US/Bbl.

entre la producción total de petróleo; (ii) el Ib máximo, producto de seleccionar los campos que reciben el mayor incentivo a la producción de petróleo; (iii) el Ib mínimo, producto de seleccionar los campos que perciben su ingreso a razón de 27,11 \$US/Bbl, es decir, sin incentivos a la producción. Los tres ingresos han sido obtenidos del cuadro 11 del anexo.

El cuadro 24 muestra el resultado de los cálculos para el primer escenario. En él podemos observar que:

- (a) En el caso de los campos que perciben el Ib mínimo, es decir que entregan su producción al precio de 27,11 \$US/Bbl, las empresas estarían percibiendo una utilidad neta de 5,62 \$US/Bbl.
- (b) En el caso de los campos que perciben el Ib máximo, es decir que entregan su producción a un precio que incluye el máximo incentivo posible (13 \$US/Bbl), las empresas estarían percibiendo una utilidad neta de 11,27 \$US/Bbl.
- (c) En el caso promedio, la totalidad de los campos más la inclusión de incentivos, las empresas estarían percibiendo una utilidad neta media de 6,139 \$US/Bbl⁶³.

Debemos aclarar que en nuestros cálculos no hemos incorporado la participación de YPFB (Anexo F de los contratos petroleros), pues nos ha sido imposible encontrar información que dé cuenta del índice Beta por cada empresa⁶⁴. Por tal razón, hemos simplificado el cálculo aplicando solamente las retenciones por regalías e IDH (50%). En sentido estricto, debiera esperarse a que las utilidades netas de las empresas se vean reducidas por la incorporación de la participación de YPFB.

⁶³ El valor calculado es ligeramente superior al mostrado en la estructura de precios del diesel y la gasolina. Esto se debe a que en aquel cuadro no se incluye el monto recibido por incentivos.

⁶⁴ Según el anexo de contrato mencionado, la participación de YPFB en las ganancias es una función del índice B que, a su vez, es una función de las depreciaciones, inversiones, pago de impuestos de cada empresa.

Cuadro 24

Cálculo de utilidades netas de la petrolera

Descripción	Unidad	Cantidad
Caso 1: ingreso bruto medio		
Volumen de ventas sujeto a regalías e IDH	\$US/año	403.138.306
Valor de regalías e IDH	\$US/año	201.569.153
Incentivos no sujetos a regalías e IDH	\$US/año	5.975.230
Ingreso bruto total	\$US	207.544.383
Producción total de petróleo	Bbl/año	14.870.465
Ingreso bruto unitario medio	\$US/Bbl	13,96
Costo de producción ponderado medio	\$US/Bbl	5,771
Utilidad media antes de impuestos	\$US/Bbl	8,186
IUE medio	\$US/Bbl	2,046
Utilidad neta media	\$US/Bbl	6,139
Caso 2: ingreso bruto máximo		
Volumen de ventas sujeto a regalías e IDH	\$US/año	7.896.330
Valor de regalías e IDH	\$US/año	3.948.165
Incentivos no sujetos a regalías e IDH	\$US/año	3.786.510
Ingreso bruto total	\$US/año	7.734.675
Producción de petróleo c/ incentivo 13 \$US/Bbl	Bbl/año	291.270
Ingreso bruto unitario máximo	\$US/Bbl	26,555
Costo de producción ponderado máximo	\$US/Bbl	11,528
Utilidad ponderada antes de impuestos	\$US/Bbl	15,027
IUE	\$US/Bbl	3,757
Utilidad neta máxima	\$US/Bbl	11,270
Caso 3: ingreso bruto mínimo		
Volumen de ventas sujeto a regalías e IDH	\$US/año	387.939.356
Valor de regalías e IDH	\$US/año	193.969.678
Incentivos no sujetos a regalías e IDH	\$US/año	-
Ingreso bruto total	\$US/año	193.969.678
Producción de petróleo sin incentivo	Bbl/año	14.309.825
Ingreso bruto unitario mínimo	\$US/Bbl	13,555
Costo de producción ponderado	\$US/Bbl	6,057
Utilidad ponderada antes de impuestos	\$US/Bbl	7,498
IUE	\$US/Bbl	1,874
Utilidad neta mínima	\$US/Bbl	5,623

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del D.S. 28984 y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

El segundo y tercer escenarios evalúan las mismas utilidades en el caso de que: (i) el incentivo se eleve al valor de 31,89 \$US/Bbl para todos los campos pequeños y marginales; y (ii) el incentivo se aplique de manera general a todos los campos, incluso a la producción de petróleo de los campos gasíferos.

En el primer caso se ha encontrado que:

- La utilidad de las empresas en los campos que recibirían el máximo incentivo se eleva en un 125%⁶⁵.
- Dado que el régimen de incentivos se aplica sólo a los campos pequeños y marginales, la utilidad media tiene una escasa variación del 7%.

En el segundo caso, es decir cuando el incentivo se aplica incluso a la producción de petróleo en los campos gasíferos, nuestra evaluación encuentra que:

- El monto de incentivos que no pagarían IDH ni regalías se acerca a 475 MM\$US.
- La utilidad media de las empresas ascendería a 29,76 \$US/Bbl, es decir, tendrían un incremento cercano al 400%.

El análisis, con todas las limitaciones de información de costos de producción, nos ha permitido generar algunas reflexiones:

- (a) No existe campo petrolero en producción en el que la empresa petrolera se encuentre trabajando a pérdida en la gestión operativa. Si este fuera el caso: (i) ¿la interrupción de operaciones en más de 20 campos sería una constatación de que los costos de producción exceden incluso a los incentivos?; (ii) ¿las pérdidas tienen origen en otras gestiones y se deben a depreciaciones acumuladas y no cobradas?

⁶⁵ En efecto, la utilidad máxima sube de 11.27 a 25.44 \$US/Bbl.

- (b) Si las utilidades netas y actuales de las empresas se encuentran en el rango de 5,62 a 11,27 \$US/Bbl, ¿debiéramos esperar que la producción de petróleo se incremente?
- (c) Si la caída en la producción petrolera se debe a esta modesta expectativa de utilidades de los titulares, ¿no sería tiempo, antes que elevar los precios a la población, de preguntarnos por qué las subsidiarias de YPFB no han asumido el reto de la producción?
- (d) Si la aplicación de mayores incentivos a la producción de campos pequeños y marginales buscaba resolver el problema de los campos sin producción, ¿debiéramos entender que el D.S. 0748 pretendía recaudar fondos para incentivar la producción de los campos controlados por las subsidiarias de YPFB?
- (e) Si la medida hubiese estado dirigida a la aplicación de incentivos a toda la producción petrolera, ¿debemos entender que el D.S. 0748 buscaba generar condiciones para el sector parecidas a las vigentes antes de la Ley 3058? Es decir, ¿cotizar la producción de petróleo nacional a precios internacionales, establecer un nuevo régimen de distribución del excedente y utilizar los impuestos al consumidor para resolver problemas fiscales?

Resumiendo lo encontrado en nuestros diversos análisis, debemos redondear algunas aproximaciones:

- (a) Queda claro que el mayor beneficiario, de aplicarse el D.S. 0748, iba a ser el Estado a través de una recaudación considerable producto del incremento del IEHD.
- (b) Parece también quedar claro que la política de otorgar incentivos reduce los ingresos de las regiones por regalías e IDH, pero logra efectos positivos en la producción de petróleo. En la actualidad el cómo afecta es marginal; sin embargo, una

política generalizada de incentivos sí podría implicar montos más importantes.

- (c) La política de incentivos tiene limitaciones si es aplicada sólo a los campos actuales, es decir, no lograría eliminar el problema de las importaciones a menos que ésta vaya acompañada por una reducción importante del consumo. Por el contrario, la lógica de ofertar incentivos a la nueva producción buscaría incrementar la cantidad de campos y áreas de producción, para lograr así eliminar las importaciones.
- (d) En este contexto de oferta de incentivos a los titulares adquiere mayor relevancia la pregunta sobre las razones por las que la mayor cantidad de campos petroleros sin operación se concentran en empresas en las que el Estado (YPFB) tiene participación, pues se esperaba que en un escenario de nacionalización sean las empresas del Estado las que asumieran el reto de lograr la total autarquía del sistema energético nacional.
- (e) En tal sentido, el D.S. 0748 podría ser la constatación clara de los problemas que enfrenta YPFB como operador principal de la cadena, puesto que la medida podría haber buscado generar condiciones próximas al escenario vigente hasta la promulgación de la Ley 3058.

El D.S. 0748 y cómo afecta al transporte

En las anteriores secciones se ha mostrado la importancia del diesel y la gasolina en la matriz de consumo energético del país. También se ha mostrado que, por lo menos en el caso de la gasolina, la información oficial asume que toda la oferta interna neta de gasolina se destina al transporte. A la luz de estos hallazgos en la investigación es que tres argumentos de justificación del D.S. 0748 adquieren mayor relevancia: (i) el primero se refiere a declaraciones en sentido de que “miles de vehículos del transporte público han sido transformados a GNV y, por tanto, la medida no tiene gran impacto en el autotransporte”; (ii) el

segundo se relaciona con el autotransporte particular y menciona que la medida afectará principalmente a familias que tienen más de dos vehículos particulares a gasolina. La investigación ha tomado dichos argumentos para orientar sus indagaciones.

Evolución del parque automotor

Una primera aproximación a la problemática del autotransporte es el estudio de su evolución. El gráfico 28 muestra información oficial sobre dicha evolución, clasificada por tipo de vehículo, en la que se destaca: (i) su elevada tasa de crecimiento⁶⁶; (ii) el inusitado crecimiento anual de algunos tipos de vehículos, como las motocicletas, colectivos, vagonetas, minibuses y camiones⁶⁷; (iii) la importancia de las vagonetas y automóviles en la totalidad del parque automotor, pues representan casi el 60% del total⁶⁸.

La investigación ha encontrado que la información oficial tiene algunos problemas al momento de clasificar el vehículo por tipo de uso, es decir, al discriminar el parque automotor entre vehículos particulares y de transporte público. Según esta información⁶⁹, el 89,1% del parque automotor es particular y solamente el 9,4% pertenece al transporte público. ¿Es eso correcto? La investigación se ha formulado algunas preguntas acerca de esta información:

- (a) ¿Será posible que cada 5 hogares existan dos vehículos de uso particular?
- (b) ¿Será correcto afirmar que el transporte público tenga solamente 8.923 minibuses y el particular 42.659?
- (c) ¿Será correcto afirmar que en Bolivia sólo existan 13.528 taxis? (categoría automóvil en la estadística del INE).

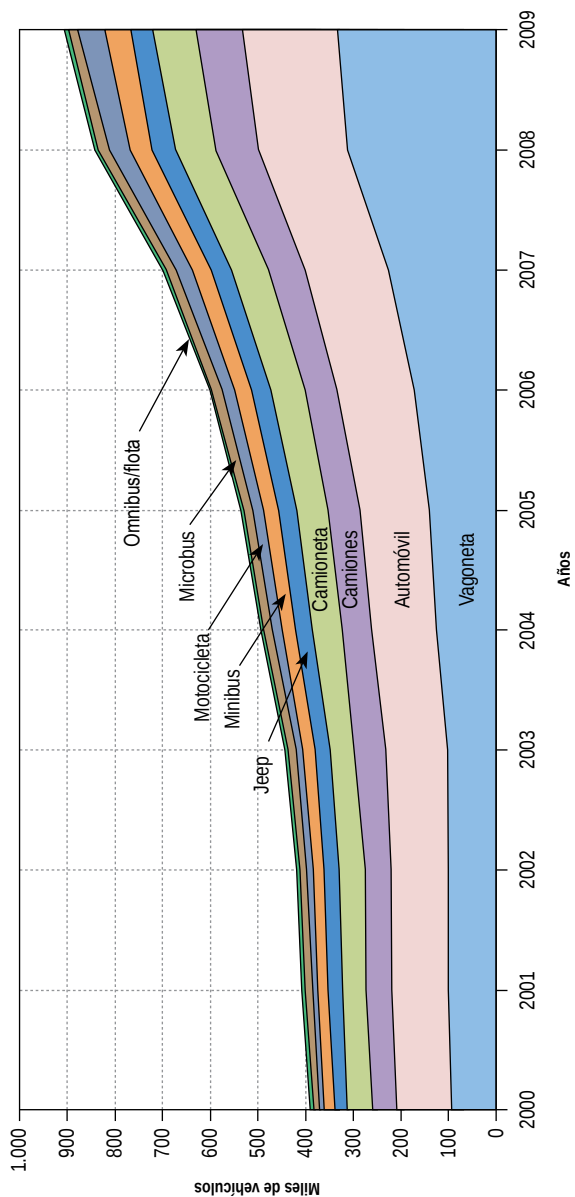
⁶⁶ El parque automotor tiene un crecimiento anual de 15%.

⁶⁷ Estos sectores tienen un crecimiento de 57%, 41%, 28%, 17%, 11%, respectivamente.

⁶⁸ Las vagonetas representan, a fines de 2009, el 37% y los automóviles, el 21,8%.

⁶⁹ Anuario Estadístico INE 2009.

Gráfico 28
Evolución del parque automotor



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del INE.

Ninguna de las tres preguntas, además de otras, puede ser contestada afirmativamente, pues la información presentada por el INE es correcta respecto al número total de vehículos pero adolece de un problema al discriminar el tipo de servicio que cada vehículo presta: hace ya muchos años, por razones que no son objeto de esta investigación, el registro nacional de vehículos eliminó las placas de color rojo⁷⁰ que identificaban a los vehículos que prestaban un servicio público, es decir, transporte de pasajeros y carga con fines comerciales.

Por este motivo, la investigación ha acudido a la información estadística de la Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero (ASFI) para revisar el registro de ventas del Seguro Obligatorio contra Accidentes de Tránsito (SOAT). Se ha encontrado que este registro sí discrimina a los vehículos por tipo de uso y tiene una cobertura anual media del 79%, es decir, de cada 100 motorizados 79 poseen el seguro y han sido registrados.

En el entendido de que el registro del SOAT no representa al parque automotor en su totalidad, se han utilizado estos registros como una muestra de la composición del parque automotor boliviano para aplicarse (expandirse) a la totalidad de vehículos registrados por el INE. El modelo, por supuesto, tiene limitaciones, las curvas de correlación no son perfectas, pero sí pueden dar información cuyo orden de magnitud sea confiable para nuestros análisis.

Los gráficos 1 y 2 del anexo muestran la evolución del parque automotor boliviano particular y público, respectivamente. De su revisión podemos destacar que:

- (a) El parque automotor particular representa el 65% del total y, por tanto, el transporte público representa el 35%⁷¹.
- (b) Las más importantes tasas de crecimiento las tienen: (i) los microbuses particulares; (ii) las motocicletas de servicio

⁷⁰ Placa es el nombre vulgar de la matrícula del vehículo.

⁷¹ Por las falencias en el registro SOAT, nuestro modelo no ha incorporado en el análisis a vehículos oficiales y diplomáticos.

- público (171%); (iii) los colectivos de uso público (43%); (iv) las vagonetas de uso público (30%).
- (c) El 49,1% del parque automotor está compuesto por vagonetas, automóviles y camionetas particulares.
 - (d) El 25,3% del parque automotor está compuesto por vagonetas, automóviles y camiones de servicio público.

Los resultados nos muestran que, en términos generales, por cada vehículo de servicio público existen dos vehículos particulares. Sin embargo, hasta aquí nuestro análisis ha utilizado como unidad de análisis el número de vehículos, y esto es insuficiente para asimilar este número al consumo de energía. ¿Qué supone en la matriz de consumo de energía el crecimiento diferenciado de vehículos?

Crecimiento del parque automotor

A pesar de que una buena parte de las estaciones de servicio de venta de combustible registran, según instruyó la Autoridad de Hidrocarburos, la matrícula, el tipo de vehículo y el tipo y cantidad de combustible comprado, no se dispone de una estadística de las compras de combustible de los vehículos. Para relacionar el crecimiento del parque automotor con la evolución del consumo de energía se han efectuado algunos supuestos que nos permitan construir un nuevo escenario.

Se ha hecho una estimación del crecimiento del parque automotor en términos de unidad de automotor equivalente, pues es claro que el crecimiento de un tipo de vehículo no puede equipararse a otro. Por ejemplo, el ingreso de un camión en el parque puede ser equivalente a la entrada de 20 automóviles particulares. Para ello, se ha supuesto que el potencial de consumo de combustibles de un automotor es función de cada unidad de capacidad en cámara de combustión y del recorrido total en un determinado tiempo.

Siguiendo con la hipótesis, se ha logrado calcular promedios de capacidades de cámara de combustión (cilindrada) de los distintos

tipos de vehículo del parque automotor boliviano. Debe advertirse, sin embargo, que la aproximación es gruesa y sólo será utilizada como un indicador del orden de magnitud y tendencia antes que como un dato final. La hipótesis simplifica varias cosas, por ejemplo, la variación del funcionamiento de los motores y su consumo según las características altitudinales del sitio de operación, o el hecho de que un microbús de Santa Cruz no es, precisamente, igual a un microbús de La Paz, etc.

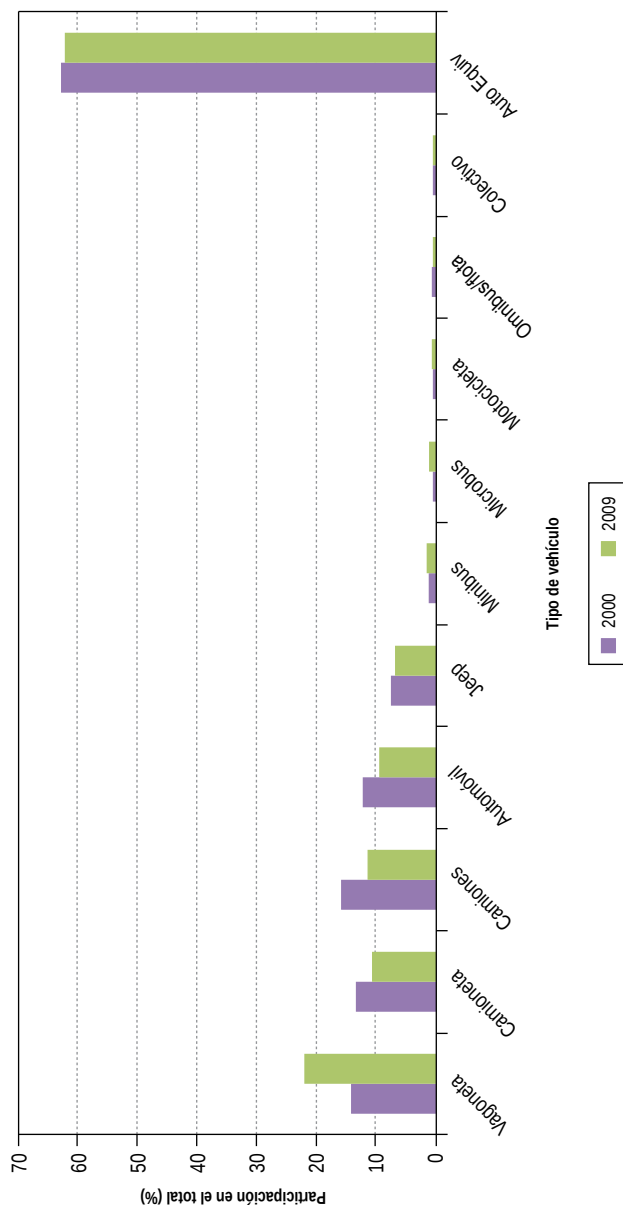
Bajo estos supuestos y limitaciones se ha logrado estimar el crecimiento del parque automotor en unidades de automotor equivalente y referido al total del parque automotor. Los gráficos 29 y 30 muestran las tendencias de crecimiento.

La revisión de los gráficos nos permite observar que:

- En términos de automotor equivalente, se produjo una pequeña reducción del parque automotor particular en favor del público, que creció del 37,5% al 38,72% entre 2000 y 2009.
- El importante incremento de vagonetas, principalmente particulares, pues representan algo más que el 32% del parque automotor equivalente.
- El incremento del transporte de carga, es decir camiones, de ambos sectores, que ya representan el 27% del parque automotor equivalente.
- La casi desaparición del jeep como vehículo de transporte público y la reducción proporcional de camionetas, automóviles particulares y microbuses, entre otros.
- Llama la atención, asimismo, el enorme crecimiento de las motocicletas de servicio público, pues en términos de automotor equivalente multiplicaron su número seis veces.

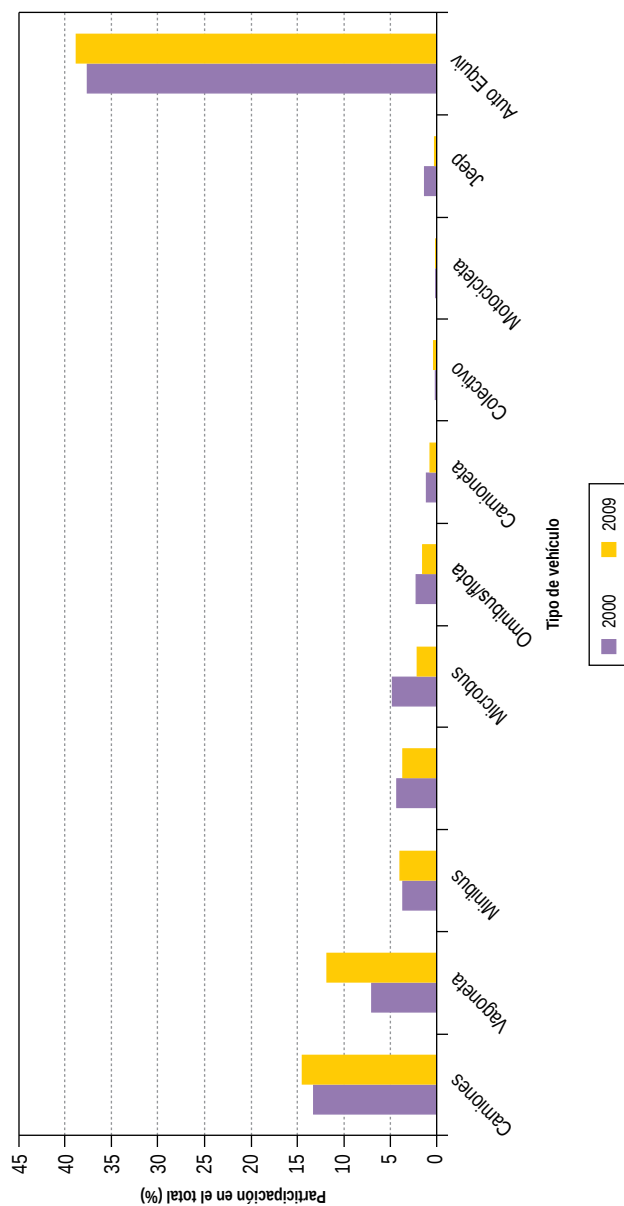
La revisión de los datos nos permite anticipar que cualquier ajuste de precios en los combustibles tendrá sus mayores impactos en el transporte urbano de pequeña escala (vagonetas, automóviles, minibuses y motocicletas) y en el transporte de carga.

Gráfico 29
Crecimiento del parque automotor particular (unidades de automotor equivalente)



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del INE y ASFI.

Gráfico 30
Crecimiento del parque automotor público (unidades de automotor equivalente)



Fuente: elaboración del CEDLA con base en INE, ASFI

Consumo de energía en el sector

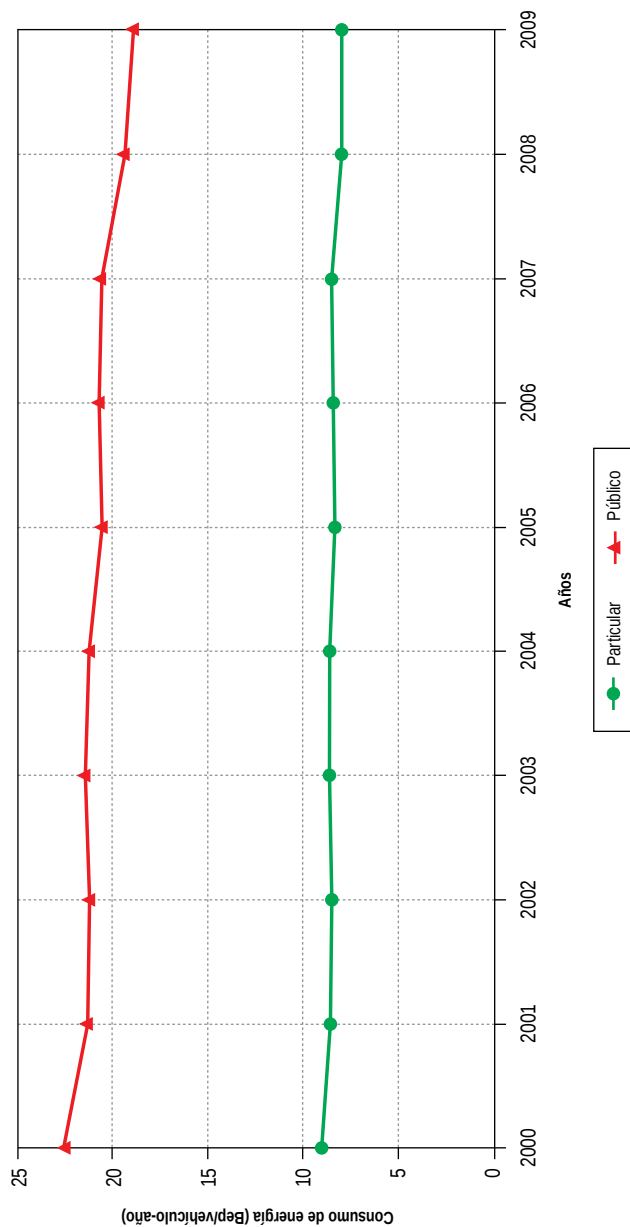
Como se dijo anteriormente, la investigación no pudo acceder a la información, en caso de que estuviera procesada, del consumo de combustibles por sector y tipo de vehículos recolectadas por la Autoridad de Hidrocarburos. Sin embargo, la información sobre automotor equivalente nos permite calcular un consumo específico de energía anual en ambos sectores.

El gráfico 31 muestra la media de consumo por vehículo para distintos recorridos anuales (10.000 a 50.000 km/vehículo-año). En él podemos encontrar una tendencia útil a nuestra investigación: el consumo anual por automotor equivalente en el sector público tiende a reducirse, en tanto que en el sector particular parece casi constante. ¿Qué significados puede tener esta tendencia?

- Mayor eficiencia de los vehículos para una longitud recorrida constante, lo que puede significar —léase en términos de hipótesis— la incorporación de vehículos más modernos en el transporte público.
- Bajo esta misma hipótesis, se podría concluir que el sector particular no se ha renovado, o que lo ha hecho con vehículos menos eficientes que el sector público. Algo así como que un trabajador del volante prefiere comprar un vehículo pequeño y eficiente cuando un particular lo prefiere grande y consumidor.
- Para la media de longitud de recorrido, a pesar de que el número de vehículos del transporte público es proporcionalmente menor, su consumo de energía supera en 1,5 veces el consumo de los vehículos particulares. La diferencia es menor que 10 años atrás pero aún es notoriamente grande.

El hecho de que el consumo del transporte público sea mayor que el consumo del sector particular puede explicarse también por el hecho de que el vehículo de transporte público: (i) tiene un recorrido

Gráfico 31
Consumo de energía del parque automotor equivalente



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de INE y ASFI.

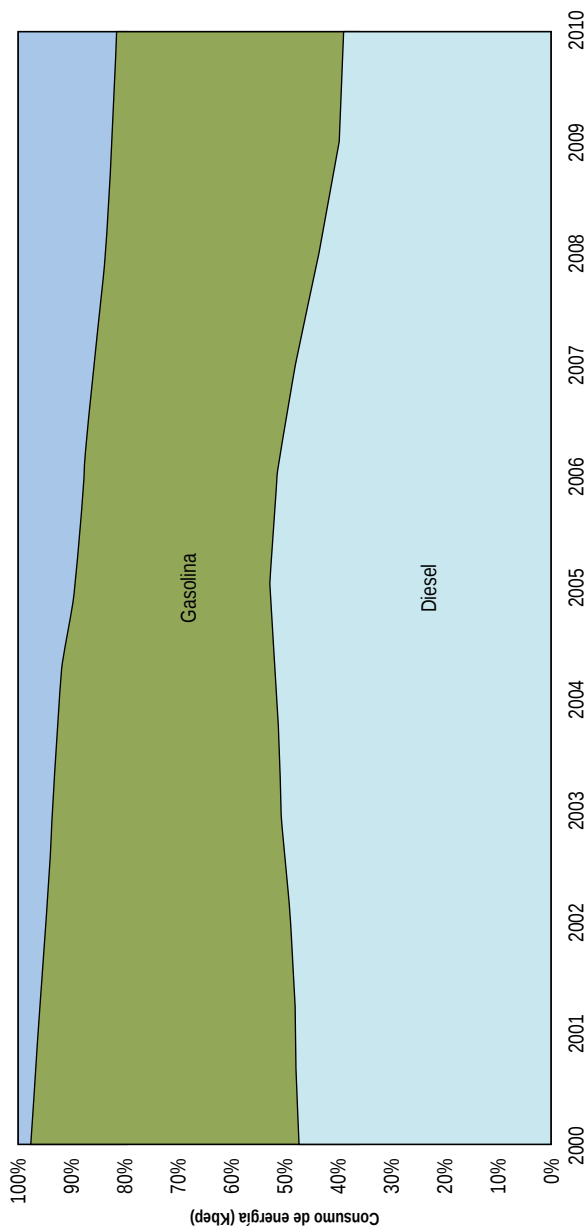
mayor que el promedio de vehículos particulares (una explicación casi de Perogrullo); (ii) la velocidad de circulación media del transporte público es menor, pues es el principal afectado por la concentración de vehículos en las ciudades del país.

Con todas las limitaciones del modelo planteado alrededor de la unidad de automotor equivalente, lo encontrado nos sugiere que cualquier medida de ajuste de precios de los combustibles afectará, mayoritariamente, al transporte público, pues este podría ser el más importante comprador de combustibles.

La investigación ha revisado también la evolución del consumo de energía del transporte (BEN 2000-2009) y su clasificación por fuentes. Los gráficos 32 y 33 a continuación muestran algunos hechos relevantes:

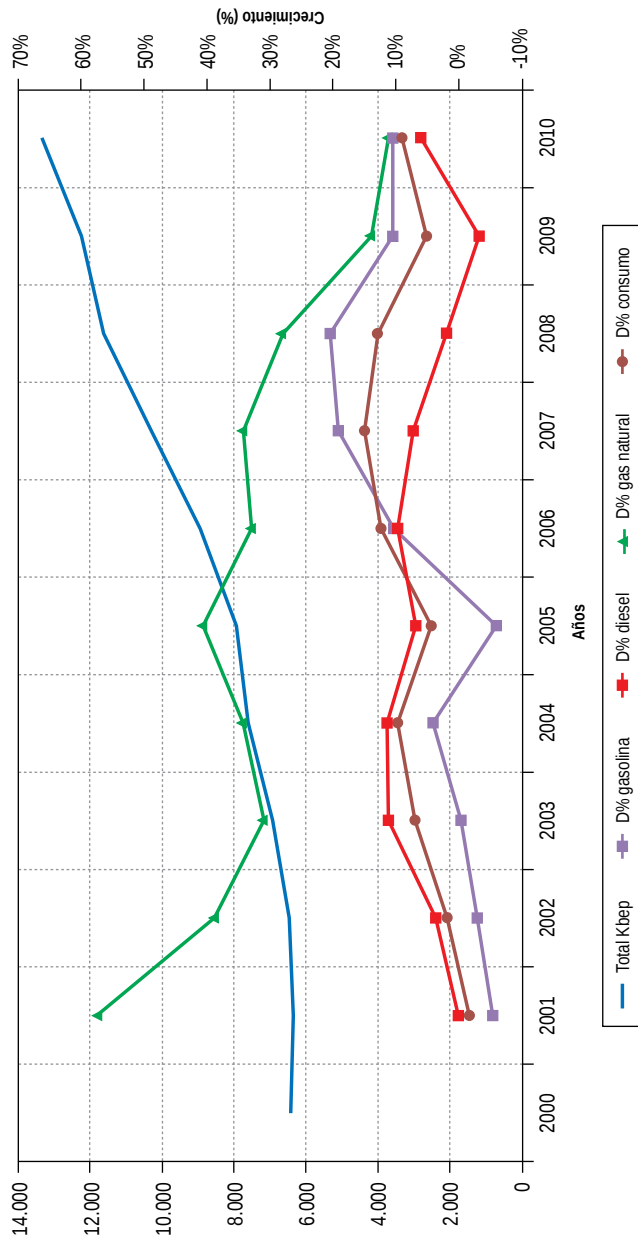
- (a) La tendencia vigente hasta 2005 de predominio del consumo de diesel se ha revertido, de manera que en la actualidad es la gasolina el combustible de mayor consumo en el sector. Este cambio en la tendencia puede atribuirse a varios factores: (i) la normativa promulgada entre 2004 y 2005 dirigida a desalentar la importación de motores y vehículos a diesel de baja capacidad (cilindrada); (ii) un incremento de las importaciones de vehículos a gasolina.
- (b) Un crecimiento sostenido del consumo de gas natural en reemplazo del consumo de gasolina especial, hasta llegar en 2009 al 18,6% del consumo de energía del sector.
- (c) Lamentablemente, la lectura que hace el BEN del consumo desde la óptica de la oferta interna neta ha tenido como consecuencia que el consumo de GLP desaparezca oficialmente del consumo del sector. Todos sabemos que esto es falso, pues el consumo de GLP por el sector es un hecho inocultable.
- (d) El crecimiento del consumo total de combustibles del sector sigue una curva ascendente casi invariable a una tasa del 10,7% por año.

Gráfico 32
Consumo de energía del transporte



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

Gráfico 33
Evolución del consumo de energía en el transporte



Fuente: elaboración del CEDIA sobre la base del BEN y del *Boletín Estadístico* YPFB 2010.

- (e) La disminución en la tasa de crecimiento del diesel, producto, nuevamente, de las políticas de desincentivo a la importación de vehículos que funcionan con este combustible.
- (f) Una muy notoria caída en la tasa de crecimiento del gas natural (del 57% en 2001 al 14% en 2010), que podría explicarse complementariamente por: (i) la proporción de crecimiento sobre el total de vehículos a gas natural, es decir, el crecimiento en el año 2001 es alto muy probablemente porque un pequeño número de sustituciones significaba un enorme crecimiento sobre el total de vehículos convertidos a GNV hasta esa fecha; (ii) una lamentable decisión de las autoridades entre 2006 y 2007 que frenaron/cancelaron más de un proyecto exitoso de conversión de vehículos a GNV (por ejemplo, la Feria del Gas).

Para terminar esta sección, sintetizaremos algunos de los hallazgos más relevantes de la investigación:

- (a) Una vez más se ha podido constatar que la ausencia de información y la displicencia en su manejo constituyen un problema enorme al momento de hacer investigación y, más aun, al momento de tomar medidas de gestión pública. Este no es un problema menor y, lamentablemente, tampoco es reciente. El problema, develado en esta oportunidad a través de la información sobre la composición del parque automotor y el invisible consumo de GLP en el transporte, muestra las profundas debilidades de nuestro Gobierno al momento de diseñar y promulgar medidas como el D.S. 0748.
- (b) Solucionar el problema de la información podría, al menos, cambiar la percepción de que el D.S. 0748 no afectaría al transporte público o sólo tendría un fuerte impacto en las familias de altos ingresos que disponen de más de dos vehículos particulares.

- (c) Otro hallazgo de la investigación tiene que ver con el crecimiento del transporte público tanto en número de unidades reales como en unidades de automotor equivalente y, más aun, en términos de consumo de energía. Es notorio que entre los subsectores de mayor crecimiento se encuentran: (i) el transporte de pasajeros en pequeña escala, tanto urbano (taxis, motocicletas y minibuses) como interprovincial (vagonetas); (ii) el transporte de carga (camiones), ligado al movimiento de pasajeros en el área rural y al transporte de carga para el sector productivo (materiales de construcción, minerales, combustibles, etc.), así como al transporte de alimentos.
- (d) También se ha encontrado que el parque automotor, principalmente el público, ha reducido su consumo anual unitario de combustible, hecho que podría estar relacionado con la importación de vehículos más modernos y de mayor rendimiento energético global.
- (e) La reducción del consumo de diesel en el sector es una muestra clara de que las políticas de desincentivo a la importación de vehículos y motores a diesel ha tenido un efecto positivo. Con todo lo bueno que eso significa, es preocupante ver que después de casi 40 años de exportar gas natural, su consumo nacional en el transporte apenas llegue al 18%. A pesar de que el cambio de matriz energética es un deseo de política energética bastante antiguo, es lamentable encontrar autoridades dispuestas a frenar, sin argumentos justificables, las iniciativas dirigidas a estimular dicho cambio.
- (f) Independientemente de las razones por las que el consumo de gas natural en el sector haya llegado al 18% y de las razones por las que se tomó la medida, debe tenerse presente que el D.S. 0748 —y cualquier medida de ajuste al precio de los combustibles— afectaba y afectará al 82% del consumo de energía del sector. En tal sentido, toda reacción masiva a una medida de ajuste es completamente previsible.

- (g) Entender el crecimiento del sector podría ayudar a interpretar la reacción de la población y los trabajadores del autotransporte ante el D.S. 0748, pues esta reacción podría deberse —siempre en términos de hipótesis— a la defensa del espacio de trabajo que, de preferencia, recibe a toda persona que no puede acceder a una fuente de empleo fija o que acaba de perderla. Varios estudios han mostrado que una de las vertientes del neoliberalismo dio lugar al crecimiento desmesurado de sectores terciarios de la economía y, con él, a la precarización del empleo.

Con todas estas condiciones, ¿fue el D.S. 0748 una medida pertinente?

El D.S. 0748 y el contrabando de combustibles

Otra de las razones utilizadas como sustento para el D.S. 0748 ha sido la comercialización no legal de combustibles en los mercados fronterizos. Declaraciones oficiales estiman que por efecto del comercio no legal de combustibles el país pierde 150 MM\$US de subsidio, monto que se constituye en un verdadero desangramiento de la economía nacional a manos de malos bolivianos que se dedican a esta actividad ilegal⁷². En efecto, posteriormente a la derogación del mencionado decreto supremo se ha emitido una normativa especial que endurece la penalización a los infractores que sean descubiertos en pleno ejercicio de la actividad ilegal. La investigación ha buscado aproximarse al fenómeno a partir de las siguientes preguntas:

- (a) ¿Es el contrabando una razón justificada para elevar el precio de los combustibles hasta casi duplicarlo?

⁷² <http://www.cambio.bo/noticias.php?fecha=2010-12-27&idn=35444>. Presentación del D.S. 0748.

- (b) ¿Es el contrabando de combustibles un negocio que involucre un volumen de combustibles equivalente a la cifra, en moneda, manejada por el Gobierno?
- (c) ¿Existen otros fenómenos que justificarían un crecimiento desmedido de la demanda de combustibles y que no sean precisamente contrabando?

Para poner las cifras en contexto debemos comprender en primer lugar qué representa, físicamente, perder 150 MM\$US de subsidios por medio del contrabando de combustibles. Veamos la siguiente aproximación al problema:

- (a) Si el subsidio real, calculado en secciones anteriores, es del orden de 222 MM\$US, la cifra mencionada (150 MM\$US) indicaría que casi 70% del combustible importado sale del país por contrabando. Es decir que 3,35 MM de barriles de importación salen del país.
- (b) Esta cantidad de combustibles significa más de 33.000 cisternas de 16.000 L cada año o, lo que es lo mismo, algo más que 91 cisternas con esa capacidad cada día.
- (c) Si aceptamos como subsidio el monto de 429,4 MM\$US, 35% del combustible saldría a través del contrabando, es decir, 1,73 MMBbl/año (algo más de 17.000 cisternas en un año).

Aunque vehículos de esta capacidad no pueden circular por cualquier carretera (su peso mínimo es de 10 T), creemos que por la extensión de nuestras fronteras y por el estado de control sobre las mismas es perfectamente posible que tal fenómeno ocurra. En ese caso, resulta claro que una política nacional de gestión de las fronteras es urgente y deseable.

Sin embargo, si el control fronterizo no puede encargarse con propiedad de casi 50 cisternas por día (91 en el primer escenario), ¿cómo se puede afirmar que 150 MM\$US en combustibles salen de

contrabando? Nos surgen dos alternativas —siempre como hipótesis—: (i) a pesar de que la actividad está prohibida, estos vehículos son registrados y atraviesan la frontera llevándose 16.000 L de combustible más 9.725 \$US de subsidio⁷³, hecho que nos habla de otro tipo de problema; (ii) las finanzas públicas registran una demanda incontrollable de combustibles que implica subsidios, sobredemanda que es asumida como crecimiento del contrabando.

Para aproximarnos a la segunda alternativa, con fines de validación ha formulado el siguiente marco de indagaciones:

- (a) La demanda total de combustibles está compuesta por tres demandas parciales: (i) la demanda relacionada con la producción de riqueza, como el transporte de carga, la producción de alimentos, la explotación de recursos naturales, el transporte público de pasajeros y otros usos energéticos; (ii) la demanda no relacionada con la generación de riqueza en el sector del transporte, como el transporte particular de pasajeros y las pérdidas de eficiencia en el consumo final de combustibles; y (iii) la demanda destinada a usos no energéticos y no productivos como la comercialización no legal de combustibles (contrabando).
- (b) Por otra parte, si entendemos que la intensidad energética representa, en términos de indicador, la cantidad de energía consumida por cada unidad de riqueza generada en la economía, encontraremos que ésta se verá afectada por: (i) las variaciones en la cantidad de riqueza generada en cada sector de la economía; (ii) la pérdida de eficiencia de los sistemas productivos; y (iii) el incremento del uso no productivo de la energía.

⁷³ La cifra proviene de dividir el subsidio aparente por el volumen de hidrocarburos líquidos importados.

- (c) Por tanto, si concentramos nuestro análisis en el sector transporte, un incremento en la intensidad energética del sector podría explicarse –siempre en términos de hipótesis– por:
 - (i) la caída en la eficiencia del sector, y/o (ii) una caída en la generación de riqueza del sector, y/o (iii) el incremento del consumo no productivo como el transporte particular o la comercialización no legal de combustibles.

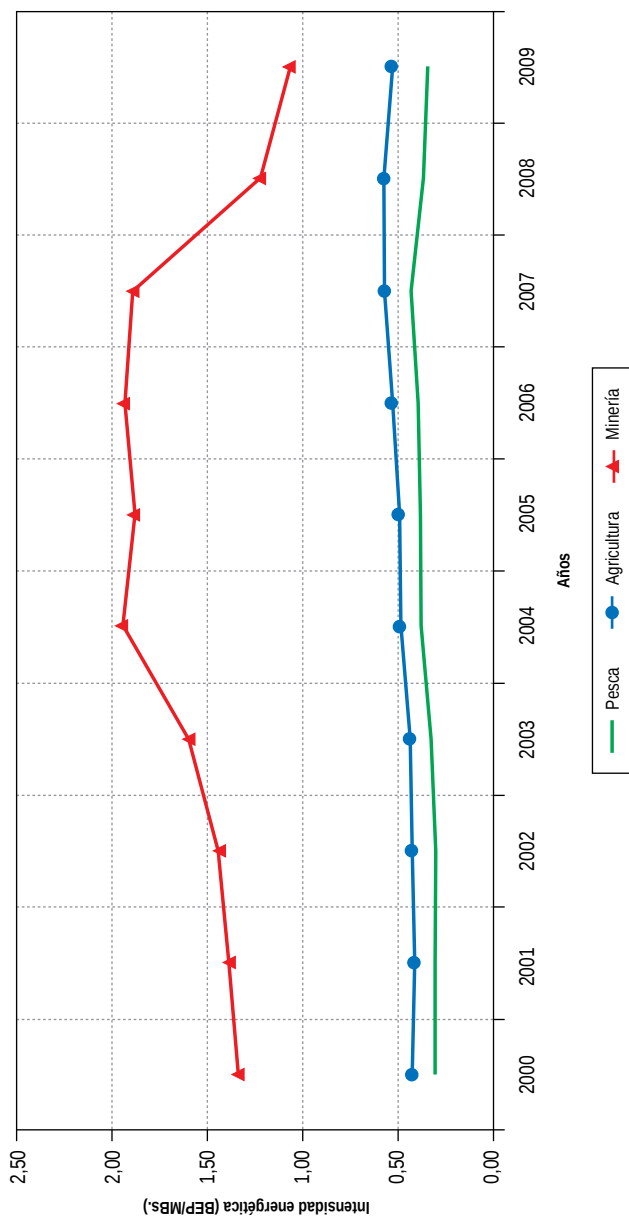
Antes de concentrarnos en el sector transporte, con fines de validación se ha realizado una revisión somera de sectores que también son intensivos en consumo de energía, como el grupo formado por los sectores agrícola, de silvicultura, pesca y minería.

El gráfico 34 muestra la evolución del indicador de intensidad energética en este grupo⁷⁴, destacando:

- (a) Un crecimiento sostenido de la intensidad energética en minería, que podría deberse al incremento en el consumo de diesel de cooperativas mineras y su posterior caída en el período 2007-2008, muy probablemente por el crecimiento del PIB del sector luego del inicio de operaciones del proyecto San Cristóbal.
- (b) Un crecimiento moderado pero sostenido de la intensidad energética del sector agrícola, que podría significar, entre otros: (i) una caída en los rendimientos agrícolas (a igual consumo, menor producción); (ii) ampliación de la frontera agrícola (consumos energéticos adicionales para acondicionamiento de suelos); (iii) pérdida de eficiencia por envejecimiento de la maquinaria agrícola, entre otros.

⁷⁴ La agregación de la información oficial sobre consumo energético y formación de PIB no ha permitido un análisis más detallado por subsectores.

Gráfico 3/4
Evolución de la intensidad energética en agricultura, pesca y minería



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y de INE.

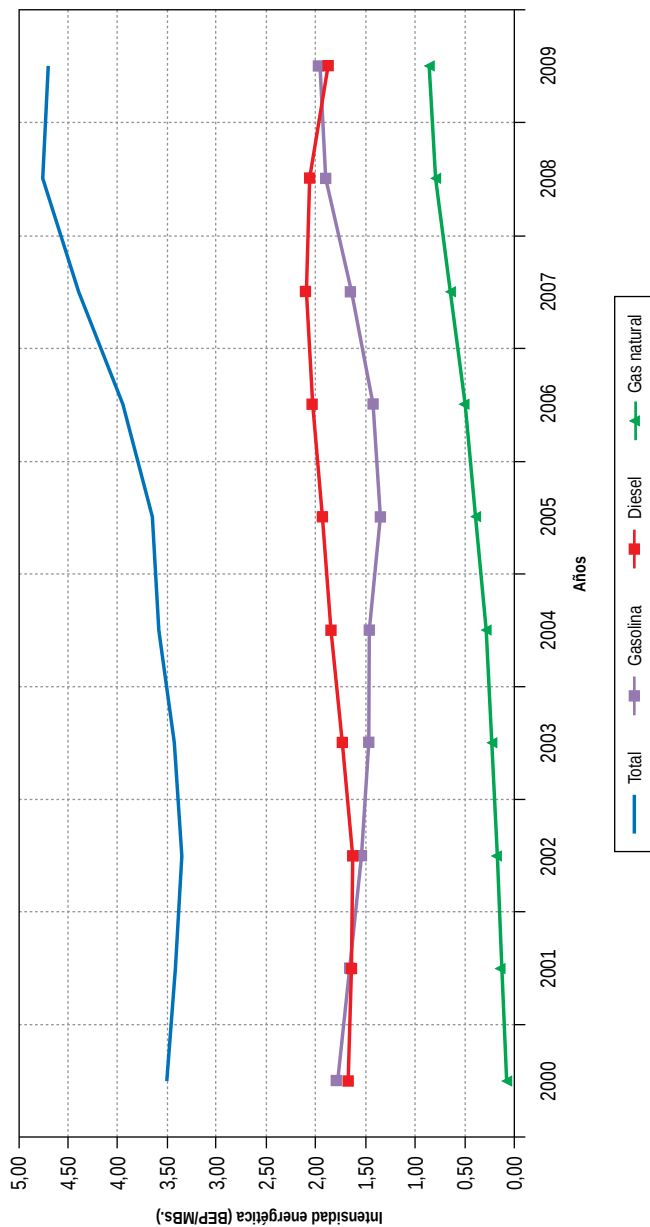
Es diferente el caso de la evolución de la intensidad energética en el transporte automotor; su crecimiento (4,02% anual) representa un deterioro preocupante del indicador⁷⁵.

El gráfico 35 muestra la evolución del indicador de intensidad energética en el sector transporte. En él se puede observar de manera relevante lo siguiente:

- (a) En el caso del diesel, una tendencia a su reducción desde 2007, hecho que podría estar relacionado con las políticas de desincentivo a la importación de vehículos que funcionan con este combustible, o con un incremento del producto que utiliza este combustible. Eso no quiere decir, sin embargo, que el indicador no haya sufrido un deterioro (1,54% anual)
- (b) En el caso de la gasolina, la situación es mucho más preocupante. El indicador sufre un deterioro desde 2005, coincidente con las políticas de desincentivo al diesel, hecho que podría significar que el crecimiento sostenido en la importación de vehículos ha introducido solamente un patrón de sustitución de vehículos a gasolina por vehículos a diesel sin mejoras apreciables en la eficiencia de los vehículos.
- (c) El deterioro del indicador de intensidad energética a partir de 2005 puede significar también que el consumo no productivo de gasolina se ha incrementado. Este incremento, como se había visto, puede explicarse por el crecimiento de vehículos a gasolina en el transporte particular de pasajeros o el contrabando de gasolina especial.
- (d) El mayor deterioro se da en el gas natural, lo que podría significar, por una parte, el crecimiento del consumo de gas natural sin que necesariamente haya ocurrido un crecimiento del producto. ¿Esto quiere decir que, de preferencia, es

⁷⁵ En teoría, cualquier incremento significa un deterioro del indicador pues se ha incrementado el consumo para igual producto o, por el contrario, a igual consumo se ha reducido el producto.

Gráfico 35
Evolución de la intensidad energética en el transporte



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del INE.

el transporte particular de pasajeros el sector que está sustituyendo motores diesel por motores a gas natural? Es muy prematuro realizar alguna afirmación, sin embargo, no debe descuidarse la interpretación de la evolución de este indicador.

- (e) En cualquier caso, las tres curvas que muestran un deterioro del indicador no son coincidentes con la curva de evolución del consumo encontrada en la sección anterior. En esta veíamos que el parque automotor consume, en términos unitarios de automotor equivalente, menos cantidad de combustible, como resultado aparente de la sustitución del parque automotor antiguo por uno más moderno.
- (f) Sin embargo, un tópico que la investigación no ha abordado ha sido la evolución del sistema de transporte urbano. En este caso, el deterioro del indicador pudiera deberse a la pérdida de eficiencia de este sistema, pues la concentración de vehículos en las ciudades del país es cada vez mayor y, es obvio esperarlo, la velocidad de circulación media de las ciudades ha caído a tal punto que la eficiencia energética del sistema tiene correlato en el crecimiento del consumo y en el deterioro del indicador.
- (g) Esta última reflexión nos podría sugerir que, en efecto, al haber disminuido el consumo unitario de combustibles por automotor equivalente, el deterioro de la intensidad energética podría significar: (i) un crecimiento del parque automotor destinado al transporte particular de pasajeros; (ii) el crecimiento del contrabando de combustibles; y (iii) la pérdida de eficiencia del sistema de transporte boliviano.

Para aproximarnos al orden de magnitud de este fenómeno (deterioro de la intensidad energética), se ha aislado en cada caso el valor mínimo de intensidad energética, es decir el de mínimo consumo o máximo producto, y se lo ha proyectado como valor constante hasta el final del período de análisis. A partir de ello se han calculado

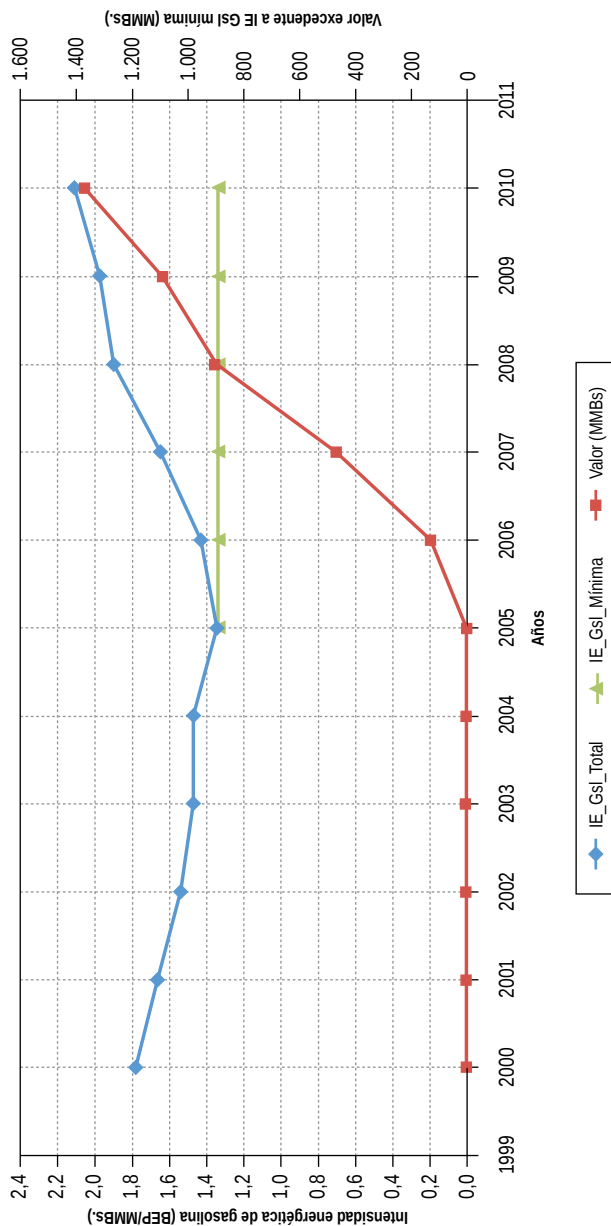
valores diferenciales del indicador respecto de la línea de base y se ha estimado la cantidad de energía involucrada en la diferencia. Finalmente, con la cantidad de energía se ha estimado el volumen y valor del combustible involucrado.

En el caso de la gasolina (ver gráfico 36) se ha proyectado la intensidad energética mínima de gasolina (IE Gsl) del año 2005. El valor de la diferencia tiene un crecimiento de 11,4% anual que, en términos de volumen de combustible alcanza para 2010 a 366.210 m³, cuyo valor en el mercado interno es de 1.370 MMBs. ¿Qué sugiere este resultado?

- (a) Este sobreconsumo de gasolinas, equivalente a casi 63 cisternas de 16.000 L cada día, es coherente con la evolución de la curva de oferta interna de gasolina especial mostrada anteriormente.
- (b) El incremento del transporte de pasajeros, que no es parte de la generación de riqueza, es enorme; esta afirmación adquiere sustento en el crecimiento inusitado de vagonetas tanto particulares como de servicio público.
- (c) El incremento del contrabando de gasolina debiera ser parte de la agenda inmediata del Gobierno. Este contrabando, en teoría, no recibe subsidio del Estado (la información oficial no reconoce importaciones de gasolina), pero sí supone que la producción nacional está subsidiando consumos en los países vecinos.

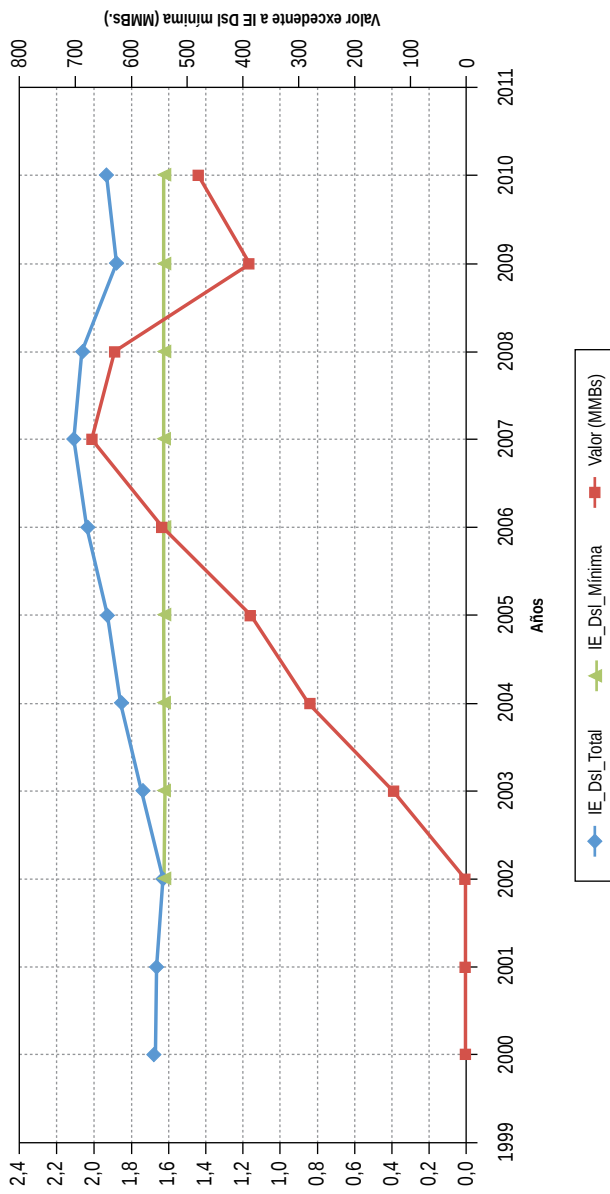
En el caso del diesel (ver gráfico 37), se ha seleccionado la intensidad energética mínima de diesel (IE Dsl) del año 2002 y se la ha proyectado como línea de base. La diferencia (valores excedentarios a la IE Dsl mínima) tiene una tasa de crecimiento media del 2,33%, aunque encontraron un máximo de 5,97% hasta el año 2007. Este valor excedentario, en términos de combustible, representa un volumen de 129.086 m³ (811.963 Bbl), cuyo valor en el mercado interno es de 480 MMBs. ¿Qué sugiere este resultado?

Gráfico 36
Valores excedentarios a IE Gsl mínima



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del INE.

Gráfico 37
Valores excedentarios a IE Dsl mínima



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN y del INE.

- (a) El consumo excedentario de diesel a la intensidad energética mínima equivale a algo más de 22 cisternas de diesel diarias, si queremos ponerlo en términos de contrabando. Desde otra perspectiva, este volumen representa un preocupante 18,3% de la importación. ¿Es decir que una quinta parte de la importación se pierde en este sobreconsumo?
- (b) Si somos coherentes con las afirmaciones en sentido de que las políticas de desincentivo a la importación de motores y vehículos a diesel ha tenido efectos positivos, ¿cómo debiéramos explicar este sobreconsumo?: (i) una alternativa es asociar este volumen al contrabando de combustibles; (ii) una segunda alternativa es considerar que el crecimiento del parque automotor de camiones, al que se hizo referencia secciones atrás, se haya dado sobre todo por medio de la importación de camiones usados y de mayor consumo. Creemos honestamente que ambas alternativas son plenamente posibles.
- (c) Si asumimos que el 100% de este volumen debe atribuirse al contrabando (cosa que no es totalmente cierta) y aceptamos que el subsidio unitario es de 86,63 \$US/Bbl⁷⁶ (cosa que tampoco es cierta), encontraremos que el monto de subsidio que se pierde por contrabando es del orden de 70,3 MM\$US.
- (d) Por el contrario, asumir que el 100% de aquel volumen se debe a un consumo mayor supone aceptar el hecho de que la importación de vehículos a diesel usados ha convertido al país en un cementerio de vehículos ineficientes que, además de incrementar el consumo tanto de diesel como de subsidios, eleva las emisiones específicas de CO₂ del país.
- (e) Si el modelo planteado es correcto, con seguridad que la respuesta se encuentra entre los dos extremos, es decir que existe una cifra, en cualquier caso inferior a 70,3 MM\$US de

⁷⁶ La cifra proviene de dividir el subsidio aparente entre el volumen de combustible importado.

contrabando de diesel y, por otra parte, un incremento de consumo en el transporte de carga asociado al incremento de emisiones de CO₂.

Para terminar esta sección, la investigación ha encontrado algunos hechos que en esta síntesis es importante remarcar:

- (a) Existe alta congruencia entre las tendencias de consumo de combustibles, el crecimiento del parque automotor y los índices de intensidad energética calculados.
- (b) Es indudable que existe fuga de combustibles a través del contrabando. Sin embargo, si de proteger el valor que fuga por esta vía se trata, debemos volver la vista necesariamente al contrabando de gasolina especial.
- (c) La investigación ha encontrado que también existe una alta probabilidad de contrabando de diesel; sin embargo, éste no aparenta tener la importancia y la magnitud que el de gasolina especial. El monto de subsidio perdido por esta causa apenas llega al 26% del valor del combustible involucrado en el crecimiento de la intensidad energética.
- (d) Tanto en el caso de la gasolina como en el de diesel, no dejan de preocupar las tendencias de contaminación del sector transporte. En el primer caso, por un inusitado crecimiento del parque automotor o por una pérdida de eficiencia no de los vehículos, sino del sistema de transporte de las ciudades del país. En el segundo caso, la investigación encuentra que la fuga de combustibles podría estar ocurriendo por el incremento de contaminación a causa de la importación de camiones usados.

Los ingresos y los costos fiscales del “gasolinazo”

Tomando en cuenta la situación fiscal descrita, no hay duda que el Gobierno necesita la implementación de políticas que le proporcionen

nuevos ingresos, por lo que es pertinente el análisis del “gasolinazo” desde la perspectiva de su efecto sobre los recursos fiscales.

La medida de la “nivelación” de los precios internos de los carburantes ha sido calificada por la sabiduría popular como “gasolinazo” porque, repitiendo viejas fórmulas, se produjo a través del aumento de las alícuotas del Impuesto Especial de Hidrocarburos y Derivados (cuadro 25) que afectaría a la economía de los sectores populares, aunque permitiría la obtención de una importante masa de recursos adicionales.

Cuadro 25
Alícuotas del IEHD antes y después del “gasolinazo”

	D.S. 29777 (Bs.)	D.S. 0748 (gasolinazo)
Gasolina especial litro	1,23	3,96
Gasolina premium litro	2,18	4,9
Gasolina de aviación litro	1,85	4,57
Kerosén litro	0,29	2,87
Jet fuel nacional litro	0,32	3,05
Jet fuel internacional litro	4,27	5,25
Diesel nacional litro	1,25	4,33
Agro fuel litro	0,62	3,04
Fuel oil litro	0,39	3,03

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del D.S. 0748.

Si tomamos en cuenta los volúmenes de demanda de estos productos y utilizamos las alícuotas del IEHD que establecía el D.S. 0748, tenemos que este impuesto proporcionaría al Estado una recaudación mayor a los 1.600 MM\$US (cuadro 26), cifra que excede el aporte anual del IEHD al sistema tributario en los últimos cinco años, que estuvo entre 248 y 343 MM\$US (gráfico 16).

Cuadro 26

Recaudación por IEHD con D.S. 0748

Producto	IEHD (Bs./L)	Consumo (Bbls)	Recaudación (MMSUS)
Diesel	4,33	8.817.791	867,1
Gasolina	3,96	7.019.234	631,3
Otros [m3]	n.a.	189.858	138,7
Total			1.637,1

Fuente: elaboración del CEDLA con información de YPFB.

Este cálculo considera el volumen estimado de la demanda y supone que toda venta se realiza contra factura. Empero, debemos recordar que no todo lo que ingresa por IEHD es en efectivo; por ejemplo, en 2009 el 72% de la recaudación por IEHD se realizó a través de títulos⁷⁷. Con todo, de haberse impuesto la medida, estaríamos frente a un nivel de recaudación de IEHD que quintuplica el nivel de recaudación actual e iguala las recaudaciones sumadas de IDH y regalías. Además, esta fuente de ingresos, a diferencia de lo que ocurre con las recaudaciones por IDH, beneficiaría en una proporción mayor —alrededor del 65%— al nivel central del Gobierno, debido a la característica particular que tiene la distribución de los ingresos por concepto de este impuesto.

Presionado por las protestas populares, el Gobierno intentó paliar los efectos del “gasolinazo” promulgando una serie de decretos supremos orientados a resarcir la reducción de los salarios, a disminuir algunos gastos de las personas, a incrementar la producción de bienes esenciales y a estimular el uso de gas natural vehicular.

De este modo, con el D.S. 0758 de 29 de diciembre de 2010 establece un incremento salarial del 20% para el personal de los sectores de Educación y Salud y para los miembros de las Fuerzas Armadas y de la Policía Boliviana. El cuadro 27 refleja la magnitud del incremento

⁷⁷ Imputación de crédito en valores.

salarial, tomando como base la información del Presupuesto General del Estado de 2011.

Cuadro 27

Incremento salarial PGE y D.S. 0758 (en Bolivianos)

	Remuneraciones PGE	Incremento PGE	Incremento D.S. 0758
Educación	6.049.673.149	604.967.315	1.209.934.630
Salud	1.201.128.825	120.112.883	240.225.765
Policía Boliviana	n.d.	8.125.220	16.250.440
FF AA	n.d.	43.278.132	86.556.263
Total		776.483.549	1.552.967.098

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de PGE y del D.S. 0758.

Considerando un tipo de cambio de Bs. 7 por unidad de dólar, tenemos que el incremento salarial alcanzaría a más de 221 MM\$US. De este modo, se demandaría 110,9 MM\$US adicionales a los 110,9 MM\$US anuales incluidos originalmente en el Presupuesto General del Estado de 2011 para ese fin.

El D.S. 0758 disponía también el pago de aguinaldo doble para los funcionarios públicos, comprendidos los trabajadores de entidades territoriales autónomas, universidades, empresas públicas, entidades bancarias y no bancarias estatales, exceptuando a los servidores que ganan una remuneración igual o mayor a la de un viceministro y empleados eventuales pagados con recursos externos. Tomando en cuenta que la partida de “aguinaldos” de todas las entidades de la administración pública consignada en el PGE 2011 alcanza a 1.074 MMBs.⁷⁸, el incremento dispuesto sería de poco más de 153 MM\$US al año.

Asimismo, mediante el D.S. 0751, el Gobierno dispuso el horario continuo en las entidades del Órgano Ejecutivo, con una jornada de

⁷⁸ Se descuenta el monto de 1,07 MMBs. correspondiente al aguinaldo de 21 ministros y 56 viceministros.

trabajo de 8 horas y un período de descanso de media hora, además de un pago diario por concepto de “refrigerio” de Bs. 10.- por persona. El pago de este último a 220.000 funcionarios públicos, exceptuando a trabajadores de Salud y Educación⁷⁹, alcanzaría aproximadamente la suma de 83 MM\$US anuales.

Por otra parte, el Presidente informó que se destinaría 300.000 dólares a cada municipio para promover la mejora en su capacidad productiva, particularmente a través de la ejecución de proyectos de riego. Esta medida significaría un gasto adicional de 97,2 MM\$US resultantes de multiplicar la inversión señalada por 324 municipios rurales.

Asimismo, el mandatario anunció que el Estado compraría a los productores nacionales alimentos básicos, como maíz, arroz y trigo, con un sobreprecio de 10% sobre el vigente en el mercado interno. El cálculo realizado sobre la base de información disponible de producción y precios de esos productos (cuadro 28) muestra que dicho subsidio superaría los 28 MM\$US anualmente.

Cuadro 28
Subsidio a productores agrícolas

	VBP * miles de Bs.	VBP miles de \$us.	Subsidio miles de \$us.
Arroz	528.749	75.536	7.554
Trigo	387.550	55.364	5.536
Maíz	1.076.772	153.825	15.382
Total			28.472

(*) El VBP en valor básico corresponde al año 2009.

Fuente: INE.

⁷⁹ Según noticia de *Página Siete* de 2/4/2011, el Banco Unión pagaría salarios mensualmente a 400.000 empleados del Estado. Por otro lado, según información del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, en 2010 el número de ítems de los sectores de Educación y Salud llegaría a 182.353.

En el mismo sentido, el Ejecutivo anunció que se destinaría 20 MM\$US a la otorgación de créditos para artesanos, choferes y gremiales⁸⁰. Asimismo, el D.S. 0749 establecía un presupuesto para el “fomento y comercialización de productos agropecuarios y sus derivados” de 270 MMBs. asignados a EMAPA, empresa pública que tiene entre sus responsabilidades “contribuir a la estabilización del mercado interno de productos agropecuarios y agroindustriales”.

Por otra parte, el D.S. 0750 permite al Fondo Productivo y Social (FPS) y a la entidad ejecutora EE-GNV la contratación directa de bienes y servicios para la construcción de infraestructura de agua y para la conversión y reposición de cilindros de GNV, aunque no define ningún monto específico para financiar esta iniciativa gubernamental.

Debido a la presión social, reflejada en las movilizaciones de vastos sectores sociales, los decretos supremos 0748, 0749, 0750, 0751 y 0758 fueron abrogados por el Gobierno de Evo Morales mediante el Decreto Supremo 0759 de 31 de diciembre de 2010.

Para contrastar el costo resultante de las medidas paliativas de los efectos del gasolinazo con la magnitud de los ingresos tributarios provenientes de la elevación de las alícuotas del IEHD, incluimos el cuadro 31, que resume los gastos comprometidos por el Gobierno a diferentes sectores sociales.

Resulta entonces que las medidas dispuestas como paliativos de los efectos del “gasolinazo” iban a costar más de 511 MM\$US, es decir, alrededor de 131 MM más que el monto del subsidio a los combustibles que, según el Gobierno, sumó 380 MM\$US en el año 2010. De ese monto global, sólo el 24%, correspondiente a la inversión de los municipios y el subsidio agrícola, se orientaba a mejorar la oferta de bienes, pues el resto —más de 385 MM\$US— estaba destinado estrictamente a paliar los efectos del incremento de precios ocasionado por el “gasolinazo”.

⁸⁰ Noticia en sitio web de Erbol, de 29/12/2010.

Cuadro 29

Gastos paliativos para el “gasolinazo”

Concepto	Norma	Monto en dólares*
Incremento salarial 10%	D.S. 0758	110.926.221
Segundo aguinaldo servidores públicos	D.S. 0758	153.437.492
Refrigerio funcionarios públicos	D.S. 0751	82.971.429
Inversión mejora productiva municipios		97.200.000
Subsidio precios agrícolas		28.472.000
Presupuesto EMAPA		38.571.429
Total		511.578.571

(*) Al tipo de cambio de Bs. 7 por unidad de dólar.

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base de decretos supremos e información del MEFP.

SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

Desde la perspectiva de la gestión económica del MAS, que postula un sui géneris modelo de economía plural pero que opera sobre las mismas bases de la economía capitalista neoliberal del pasado reciente, la promulgación del “gasolinazo” marca el momento en que la política oficial se sincera; significa la sintonización entre las acciones y el discurso. De aquí en adelante, se puede afirmar que el Gobierno expresará sus propósitos en correspondencia con su contenido, es decir en un lenguaje abiertamente neoliberal, enarbolando los conocidos paradigmas de estabilidad monetaria, igualdad de precios, libre competencia y garantías a la inversión extranjera.

La decisión gubernamental de elevar el precio de los combustibles para el mercado interno a través de modificaciones en la alícuota del IEHD no fue una acción irreflexiva, sino una medida consecuente con las prioridades de la política económica del Gobierno. Y es que la nivelación de precios o “paridad de precios” es un principio liberal por excelencia que sustenta la teoría de la competencia capitalista como base para el desarrollo económico, pues permite el logro de ganancias a los capitalistas más aptos; en otras palabras, es un requisito para garantizar la acumulación de las ganancias obtenidas por los capitalistas que poseen las más altas composiciones de capital y, por ende, las tasas de ganancia más elevadas, situación que en nuestra época corresponde a las transnacionales monopólicas. La política económica

que le corresponde, por lo tanto, es la liberalización de los mercados, es decir, la eliminación de toda interferencia a la “libre” fijación de los precios y, repetimos, de la tasa de ganancia, como es el caso de las subvenciones o subsidios.

Con todo, el momento en que se dictó el “gasolinazo” y la magnitud de la medida fueron determinados por la delicada situación de las finanzas fiscales y del sector hidrocarburífero, por lo que corresponde revisar el contexto específico en que el Gobierno del MAS asumió tal decisión.

La información macroeconómica revela que el crecimiento económico entre 2006 y 2009 ha estado basado esencialmente en las condiciones excepcionales del mercado internacional de materias primas, que se reflejaron en el incremento de su demanda y, consecuentemente, en el de sus precios. Empero, la dinámica de los sectores extractivos no fue regular pues el aliciente de las elevadas cotizaciones internacionales no se tradujo en el incremento de volúmenes producidos debido a la escasa inversión. La ausencia de nuevos prospectos mineros rentables, resultado de muchas décadas de abandono de la prospección y la exploración, y la inexistencia de nuevos yacimientos de hidrocarburos —principalmente de petróleo— debido a la escasa inversión en exploración por parte de las empresas operadoras dedicadas a la producción y exportación de gas natural, atentaron contra la posibilidad de aprovechar el auge internacional de las materias primas. Obviamente, un factor determinante para ello fue la incipiente presencia estatal en la producción de ambos sectores, que señala el límite de la política de “nacionalización” del MAS.

El aprovechamiento de las rentas provenientes de la explotación de recursos naturales por parte del Gobierno se tradujo en el aumento del gasto fiscal corriente, especialmente mediante la otorgación de subsidios y la ampliación del empleo burocrático del Estado, lo que repercutió en el estímulo de la demanda interna. De ese modo, los recursos captados por el Gobierno se sumaron al flujo de remesas transferidas desde el exterior por trabajadores bolivianos migrantes.

La consecuencia de la elevación inusitada de la liquidez monetaria fue la reanimación de eventos inflacionarios cada vez más fuertes, debido a la debilidad de la capacidad productiva de varios sectores económicos para responder a una demanda incrementada y a la creciente importación de productos que traían consigo presiones inflacionarias del exterior. La respuesta estatal a esta situación fue el acompañamiento de medidas monetarias con medidas excepcionales de intervención en la fijación de precios, tanto a través de prohibiciones como de importaciones directas por empresas públicas creadas para el efecto.

La orientación de la política fiscal, dominada por la necesidad de captar mayores rentas para financiar políticas de tinte populista —que redituán apoyo social al régimen—, tuvo como correlato el desinterés por las condiciones para el desarrollo de los sectores productivos. La inversión pública, tanto la ejecutada por el Gobierno Central como por los gobiernos subnacionales, repitió la experiencia de gobiernos neoliberales, orientándose mayoritariamente a la construcción de infraestructura caminera y a obras de desarrollo urbano, relegando completamente el apoyo a la producción agropecuaria e industrial.

De esa manera, la captación de excedentes, principalmente por efecto de aplicación de la Ley de Hidrocarburos 3058, no significó un cambio importante en materia de fortalecimiento productivo. Por el contrario, la política oficial optó, como se ha señalado, por el incremento de la importación de bienes de consumo para paliar la escasez interna y combatir la inflación, aunque a costa de elevar el gasto público y desincentivar la producción interna. Por ello, la intervención estatal en la economía se redujo en los hechos a la administración de la crisis inflacionaria, y poco tuvo que ver con una presencia activa en la producción material.

En suma, la política económica se orientó a profundizar el patrón primario exportador, que tiene como consecuencia el debilitamiento y el abandono del sector interno de la economía, pues sigue siendo una economía dominada por el capital monopólico que aprovecha

los recursos naturales nativos y la explotación de la fuerza de trabajo local, pero que realiza y acumula la plusvalía fuera de nuestras fronteras. En esa medida, el Gobierno da continuidad a las políticas neoliberales, pues consolida una orientación tradicionalmente basada en la vigencia del patrón de acumulación impuesto por la división internacional del trabajo en el capitalismo, con un Estado rentista que actúa en detrimento de los sectores productivos y de la posibilidad de crear el mercado interno.

Desde la perspectiva fiscal, puede evidenciarse que la administración central está enfrentando paulatinamente mayores dificultades de financiamiento, debido a la tendencia ascendente del gasto público y a los requerimientos de la implementación de las autonomías. Los resultados positivos del balance fiscal, halagados por el FMI y enarbolados por el Gobierno como uno de los principales éxitos de la política económica, encubren en realidad dos situaciones particulares: por un lado, la existencia de superávit fiscal en los últimos años se limita al superávit de las empresas públicas y no del Gobierno General; por otro, debido a problemas de eficiencia y capacidad de gasto de las entidades públicas, tanto a nivel nacional como de los gobiernos subnacionales, se ha producido una acumulación de recursos en las cuentas bancarias de las mismas que, adicionalmente, contribuye a engrosar el monto de las reservas internacionales.

En contraste, lo que patentiza el análisis de las estadísticas fiscales es que el Gobierno Central va perdiendo márgenes de acción para desarrollar políticas importantes de carácter nacional, debido a que su participación en los ingresos nuevos y más dinámicos, provenientes de las rentas extractivas, es minoritaria como efecto del proceso de descentralización, por lo que sus recursos resultan insuficientes para financiar sus crecientes e inflexibles gastos, principalmente los gastos corrientes. Esta situación explicaría, en parte, el proceso de creciente endeudamiento público que se ha venido produciendo en los últimos años, recurriendo tanto a recursos del ahorro previsional de los trabajadores como a créditos de organismos internacionales.

Cabe mencionar aquí que el PGE 2011 prevé un déficit de más de 6 mil MMBS. —equivalente aproximadamente a 874 MM\$US—, un 70% del cual será financiado con recursos externos.

En ese marco, el “gasolinazo” podría haber proporcionado nuevos y extraordinarios ingresos, aunque hubiese repetido las viejas fórmulas neoliberales que recurrían a la aplicación de impuestos eminentemente regresivos, que transferían su costo a la población en general y a los trabajadores en particular. Es más, a la luz de la experiencia reciente, ni siquiera el argumento de que esos nuevos recursos habrían estado dirigidos a financiar inversiones productivas resulta justificable, pues las cifras del gasto fiscal muestran que las prioridades y orientación del gasto no han variado en los últimos años: la infraestructura y el gasto social concentran los principales gastos, frente a la irrelevancia del gasto en sectores productivos.

La situación en el sector hidrocarburífero es también desalentadora, y resulta ser una prueba fehaciente del fracaso de la “nacionalización” del Gobierno de Evo Morales a la luz de los objetivos que el mismo proclamó.

El balance de cinco años de gobierno es que la producción de petróleo ha disminuido y la de gas natural no ha aumentado, la industrialización —si consideramos los anunciados planes brasileños con gas boliviano— está tan o más lejana que en 2005 y la magnitud de las reservas de hidrocarburos es un tercio de lo que se creía. En este escenario, la situación de la capacidad productiva y de las reservas de petróleo es especialmente dramática, pues pone al conjunto del país frente a una aparente disyuntiva: afectar la provisión de energía interna o profundizar la debilidad financiera fiscal. Resulta obvio que la respuesta, en el marco de una política que prioriza los intereses del capital, se inclinará por garantizar la producción de petróleo a cargo de las empresas transnacionales a costa de la economía popular, aunque apoyada en el argumento de la defensa del interés general resumido en la estabilidad financiera del Estado.

Se puede afirmar que la “nacionalización” se limitó al disfrute de

los resultados de la reforma tributaria de la Ley 3058 aprobada en 2005 y de la extraordinaria elevación de los precios de las materias primas en el mercado mundial, pero no recuperó el control estatal sobre el sector —es decir, no restituyó el monopolio estatal que anteriores nacionalizaciones establecieron—, dando únicamente lugar a una empresa pública, YPFB, subordinada a la voluntad de las empresas extranjeras productoras. La información sobre las áreas petroleras, las reservas y la producción de hidrocarburos revela que el control del sector sigue en manos de las empresas operadoras transnacionales, quedando la empresa estatal con una participación minoritaria, situación que respalda la decisión gubernamental de otorgar condiciones favorables a estas, incluida la “nivelación” de precios de los combustibles.

En este marco de situación, la escasez relativa de combustibles para el consumo interno puede tener diversas causas. Entre las más importantes están el alza extraordinaria de la demanda, la declinación física de los reservorios petroleros, la ausencia de inversiones, la elevada ineficiencia en el uso de la energía y la expansión de actividades especulativas. En este escenario el Gobierno, enfrentado a la obligación de proveer de energéticos a la economía nacional, optó por utilizar las conocidas recetas de anteriores gobiernos de traspasar los costos a la población para recuperar el equilibrio.

La ausencia de inversiones en exploración y desarrollo de campos, señalada como una de las principales razones para la dictación del D.S. 0748, aunque es un argumento veraz, descarta la posibilidad —enarbolada por el propio discurso oficial— de que sea el Estado, mediante YPFB, el encargado de realizarlas. Por el contrario, el Gobierno aduce que la ausencia de inversiones se debe a la falta de rentabilidad para las operadoras extranjeras al estar congelado el precio del petróleo en el país, por lo que correspondería “nivelarlo” al precio internacional.

Para corroborar esa justificación, el Gobierno señaló que las empresas, en muchos casos, recibían como pago un precio inferior a los costos de producción. Esta investigación, sin embargo, revela que

en ningún caso los costos de producción —aun los de los campos más ineficientes— exceden el precio de referencia interno; es más, una parte de ellos recibe desde diciembre de 2006 un incentivo adicional exento del pago de IDH y regalías, que duplica su utilidad neta por barril.

El consumo de combustibles en el país se ha elevado de manera inusitada en la última década, pero principalmente en los últimos cinco años, ocasionando un déficit importante y obligando a su importación creciente, principalmente de diesel. Aunque la magnitud de las importaciones —20% del consumo de combustibles— no ha provocado una reducción importante de la autarquía energética, el destino probable que se les da es preocupante. Por un lado, el creciente consumo de combustibles no ha redundado en el crecimiento del producto nacional, lo que da cuenta del incremento de la ineficiencia en el uso de la energía, principalmente porque se estaría consumiendo en actividades improductivas; por otro lado, observando los indicadores de intensidad energética, se presume que una fracción importante de las importaciones —o de la producción local— se estaría desviando al contrabando, ocasionando pérdidas de magnitud a la economía nacional.

Contradiciendo las versiones del Gobierno sobre la magnitud del subsidio, encontramos que éste no podría superar los 222 MM\$US para el año 2010, es decir, un 52% del monto anunciado por el Gobierno. Esta importante diferencia, que se debería a la omisión en el cálculo oficial de los valores que retornan al fisco por la venta de los combustibles y el cobro de impuestos, sugiere que la intención oficial fue la de justificar la magnitud del propio “gasolinazo”, que aumentó los precios internos de los combustibles a niveles incluso mayores a los vigentes en países desarrollados, cuya población goza de elevados ingresos.

La modificación en los valores de las alícuotas del IEHD —que acabarían “nivelando” los precios internos con los del extranjero— permitiría al Estado elevar su participación en el precio de los

combustibles, bajo la forma de tributos, de un 63% a un 80%. Un cambio de este orden elevaría las recaudaciones, sólo por el impuesto especial, de poco más de 300 MM\$US a más de 1.600 MM\$US, concediéndole un amplio margen para dar continuidad a sus políticas y, principalmente, para financiar el déficit fiscal previsto en el presupuesto nacional.

Obviamente, el “gasolinazo” también implicaría costos para la población y para el propio Estado. Ante la emergencia de un incremento de la conflictividad social y de su consecuente debilitamiento político, el Gobierno intentaría paliar los efectos sobre algunos sectores sociales —como la reducción de salarios y el deterioro productivo— a través de medidas que habrían costado alrededor de 511 MM\$US, es decir cerca de un tercio de la recaudación del nuevo IEHD.

Empero, si recordamos que el mismo Presidente Evo Morales afirmó que Bolivia compraba un barril de petróleo a 27 dólares a las empresas petroleras que operan en el país, cuando en el mercado internacional estaba en 90 dólares, ocasionando una enorme pérdida de recursos al fisco y provocando que “los prestadores de servicios [empresas petroleras transnacionales], incluso YPFB, no invierten en la exploración debido a los bajos precios, [y que] si queremos inversión y tener mayor producción de gasolina y diesel, el inversionista debe tener utilidades e incentivos”⁸¹, podemos colegir que el otro propósito primordial del “gasolinazo” fue el establecimiento de nuevas condiciones ventajosas para las empresas petroleras, con el objetivo de inducir las a elevar la producción y, fundamentalmente, a promover sus inversiones en exploración para incrementar las reservas de petróleo. La magnitud de los recursos que el Estado lograría al incrementar el IEHD a ser pagado por los consumidores le permitiría contar con el financiamiento necesario para incrementar el precio por barril de petróleo pagado a las empresas productoras de 27 a 59 dólares. En nuestro criterio, la realización de este objetivo podría haber adoptado

⁸¹ Periódico Digital Erbol de 29/12/2010.

la forma de un incentivo similar al vigente, a través de la constitución del anunciado fondo especial de apoyo al sector que fue anunciado en la oportunidad por el ministro del área⁸².

Como consignan los datos de esta investigación, la implementación de un nuevo incentivo a los productores de petróleo, bajo las mismas características del que está vigente actualmente por disposición del D.S. 28984 de diciembre de 2006, habría elevado la utilidad media que las transnacionales perciben por ese producto en un 400%. Por el contrario, habría reducido las rentas estatales por concepto de regalías, IDH y otros impuestos, de más del 50% que ahora suman, a sólo 39,2%. En otras palabras, la medida habría significado un retroceso en la distribución de los excedentes petroleros a condiciones parecidas a las prevalecientes antes de la Ley 3058; es decir, a las condiciones vigentes en el neoliberalismo. La gravedad de ese resultado reside, además, en que marcaba las pautas de la orientación que podría tomar la nueva reforma sectorial por parte del Gobierno, en el contexto de su acercamiento al capital extranjero y de las amenazas que plantea el creciente déficit de energía en el país.

En definitiva, el “gasolinazo” resulta ser una “confesión de parte” sobre el fracaso de la nacionalización; una prueba dramática de la incapacidad de la política reformista para potenciar la capacidad productiva del país y cumplir objetivos trascendentales como la industrialización de los hidrocarburos. Es, en otro sentido, la prueba de que aún dependemos de la decisión de las transnacionales para producir, decisión que sigue determinada por el nivel de ganancias que esperan obtener y no por consideración a las necesidades de la población, desmintiendo la posibilidad de la armoniosa convivencia del capital monopólico con la economía estatal y la economía comunitaria, como postula el “socialismo comunitario”.

⁸² Sitio web de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía, Noticias del sector de 27/12/2011.

BIBLIOGRAFÍA

ASFI – Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero

2011 “Reporte estadístico del Seguro Obligatorio contra Accidentes de Tránsito (SOAT). Gestiones 2001 a 2009”. Disponible en: <http://www.asfi.gob.bo/Estad%C3%ADsticas/Seguros/SOAT.aspx>

BCCR – Banco Central de Costa Rica

2011 “Indicadores Económicos: Tasa Libor”. Disponible en: <http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20342>. San José. Consulta en línea el 28 de enero de 2011.

BP – Beyond Petroleum

2010 *Beyond Petroleum Statistical Review of World Energy*. Londres: BP.

Carrillo, Lucio B.

2004 “Definición de reservas petroleras. Oil Production. Net”. Disponible en: http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=987:definicion-de-reservas-petroleras&catid=57:reservorios&Itemid=121#probadas. Consulta el 17 de febrero de 2011.

CAF – Comunidad Andina de Naciones

2010 “Estadísticas de Precios.” Proyecto 8.46.63-Estadísticas. Lima. Disponible en: <http://www.comunidadandina.org/estadisticas.asp>

Enciclopedia Libre Wikipedia

2010 “La tasa de retorno energético”. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Tasa_de_retorno_energ%C3%A9tico. Consulta en línea el 28/01/2011.

EIA – Energy Information Administration

2011 *Short-Term Energy and Summer Fuels Outlook*, April 12, 2011 Release.

Energy Press

2011 “Gran parte del gas boliviano tendrá como destino los mercados de exportación”. Semanario *Energy Press* N° 533, de febrero. Santa Cruz, Bolivia.

Energy Press

2010 “Megacampes aún no revelan su verdadero potencial.” Semanario *Energy Press* N° 489, marzo. Santa Cruz, Bolivia.

Energy Press

2007 “Antecedentes históricos: Unidad de Refinerías y Poliductos operados por YPF”. Semanario *Energy Press*, 25 de mayo, Santa Cruz, Bolivia.

Erbol

2011 “Petrobras ya controla Itaú.” Nota de prensa del *Periódico Digital Erbol*, del 15 de febrero de 2011. La Paz.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0759 del 31 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 210NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Ley 79 del 29 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 209NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Ley 75 del 29 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 209NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0758 del 29 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 209NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0751 del 26 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 206NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0750 del 26 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 206NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0749 del 26 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 206NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0748 del 26 de diciembre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 206NEC.

Estado Plurinacional de Bolivia

2010 Decreto Supremo 0676 del 20 de octubre de 2010. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 183NEC.

FMI – Fondo Monetario Internacional

2009 *Bolivia: Staff Report for the 2009 Article IV Consultation*. Washington DC: FMI.

INE – Instituto Nacional de Estadística

2011 “Información Estadística”. Disponible en: www.ine.gob.bo

INE

2010 *Anuario Estadístico 2009*, La Paz.

INE y ESMAP – Energy Sector Management Assistance Programme

1996 *Encuesta Nacional de Consumos de Energía en el Área Rural de Bolivia*. La Paz: INE y ESMAP.

MEFP – Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

2011 “Presupuesto General del Estado 2011”. Disponible en: www.economiayfinanzas.gob.bo

MEFP

2009 *Dossier Fiscal 2009*. La Paz: MEFP.

MHE – Ministerio de Hidrocarburos y Energía

2011 *Balance Energético Nacional 2010*. La Paz: MHE.

MHE

2010 *Balance Energético Nacional 2009*. La Paz: MHE.

MHE

2010 *Boletín Estadístico*, mayo. La Paz: MHE

Periódico Cambio

2010 Nota de prensa. Disponible en: <http://www.cambio.bo/noticia.php?fecha=2010-12-28&idn=35490>. Consulta en línea el 29/12/2010. La Paz.

Periódico El Informador

2011 Nota de prensa “Precios del petróleo afectarían recuperación” (11 de febrero de 2011). Disponible en: www.informador.com.mx/.../2011/.../precios-del-petroleo-afectarian-recuperacion.htm. Guadalajara, México. Consulta en línea el 11/02/2011.

Petróleos Mexicanos

2008 “Producción de PEMEX”. México DF: PEMEX. Disponible en: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11895>. Consulta en línea el 11/02/2011 (7 de mayo de 2008).

República de Bolivia

2008 Decreto Supremo 29777 del 5 de noviembre de 2008. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 3138.

República de Bolivia

2008 Ley 3911 del 16 de julio de 2008. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 3106.

República de Bolivia

2008 Ley 3910 del 16 de julio de 2008. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 3.106.

República de Bolivia

2007 Decreto Supremo 29130 del 13 de mayo de 2007. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 99ESP.

República de Bolivia

2006 Decreto Supremo 28984 del 22 de diciembre de 2006. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 2.958.

República de Bolivia

2006 Decreto Supremo 28701 del 1 de mayo de 2006. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 2.883.

República de Bolivia

2005 Ley 3058 Ley de Hidrocarburos del 17 de mayo de 2005. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 2.749.

República de Bolivia

1992 Ley 1330 del 5 de mayo de 1992. La Paz: Gaceta Oficial de Bolivia, edición 1.735.

Shell Argentina

s.f. “La Refinación de Petróleo”. http://www.shell.com.ar/home/content/arg/aboutshell/shell_businesses/chemicals/refinement/. Buenos Aires. Consulta en línea 10/03/2011.

VPCF – Viceministerio de Presupuesto y Contabilidad Fiscal

2010 *Saldo de cuentas fiscales del SPNF en la banca privada*. La Paz: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Vicepresidencia del Estado Plurinacional de Bolivia

2010 “Promulgación del Decreto Supremo 0748, Palacio de Gobierno. Palabras del presidente interino del Estado Plurinacional de Bolivia, Alvaro García Linera.” Disponible en: <http://www.vicepresidencia.gob.bo/Inicio/tabid/36/ctl/viceActividades/mid/471/Default.aspx>

YPFB – Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

2011 *Boletín Estadístico* 2010. La Paz: YPFB.

YPFB

2011 “Las plantas de Río Grande y Gran Chaco convertirán a Bolivia en exportador neto de GLP y gasolina.” Disponible en: <http://noticias.ypfb.gob.bo/noticia.php?noticia=26087>

YPFB

2010 Boletín “Cochabamba se proyecta como polo industrial del gas natural”. YPFB Corporación. La Paz, Bolivia.

ANEXOS

Cuadro 1
Cálculo estimado del subsidio neto a la gasolina

Caso 1: cálculo del subsidio neto	Valores unitarios		Valores globales	
	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad
Volumen de importación de gasolina			Bbl	579.919
Costo de gasolina				
Compra de gasolina	\$US/Bbl	91.839	\$US	53.259.084
Transporte hasta puerto de ingreso	\$US/Bbl	6,793		
Transporte hasta terminal en Bolivia	\$US/Bbl	12,439		
Margen de importación y refinería	\$US/Bbl	17,939		
Costo total en terminal	\$US/Bbl	129,010	\$US	74.815.349
Venta de gasolina al público			Bbl	579.919
Precio de venta al público	\$US/Bbl	84,940		
<i>Valor de venta al público</i>			\$US	<i>49.258.319</i>
<u>Subsidio neto</u>	<u>\$US/Bbl</u>	<u>44.070</u>		<u>25.557.030</u>

Fuente: elaboración del CEDLA con base en BEN, *Boletín Estadístico* YPPB, 2010, Informe Presidencial de Gestión 2010.

Cuadro 2

Cálculo estimado del subsidio aparente a la gasolina

Caso 2: cálculo del subsidio aparente	Valores unitarios		Valores globales	
	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad
Volumen de importación de gasolina			Bbl	579.919
Costo de gasolina				
Compra de gasolina	\$US/Bbl	91,839	\$US	53.259.084
Transporte hasta puerto de ingreso	\$US/Bbl	6,793		
Transporte hasta terminal en Bolivia	\$US/Bbl	12,439		
Margen de importación y refinería	\$US/Bbl	17,939		
Costo total en terminal	\$US/Bbl	129,010	\$US	74.815.349
Márgenes adicionales				
IEHD + Almacenamiento + Distribución mayorista + IVA + IT	\$US/Bbl	36,152		
Distribución minorista	\$US/Bbl	5,029		2.916.383
Costo hasta estación de servicio	\$US/Bbl	170,191	\$US	98.696.972
Venta de gasolina al público			Bbl	579.919
Precio de venta al público	\$US/Bbl	84,940		
Valor de venta al público			\$US	<u>49.258.319</u>
Subsidio aparente	\$US/Bbl	85,251		49.438.653

Fuente: elaboración del CEDLA con base en BEN, *Boletín Estadístico* YPPB, 2010 e Informe Presidencial de Gestión 2010.

Cuadro 3

Estructura del precio del diesel antes del D.S. 0748

Estructura del precio del diesel antes del D.S. 0748							
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Upstream							
Precio de referencia	PR	27,11	\$US/BBI				
IDH + regalías	IDH+REG			13,555	\$US/BBI		
Costo de producción de petróleo	CPr			5,771	\$US/BBI		
Utilidad bruta del titular	Ubt					7,784	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE			1,95	\$US/BBI		
Utilidad neta del titular	UN			5,84	\$US/BBI		
IVA a la producción	IVA	4,05	\$US/BBI	4,05	\$US/BBI		
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Downstream							
Refinación	Crtm	7,59	\$US/BBI				
Margen de refinación	Mref			6,02	\$US/BBI		
Margen de compensación	Mcom			1,57	\$US/BBI		
IVA a la refinación	IVA	1,13	\$US/BBI	1,13	\$US/BBI		
Transporte	Mtr	1,33					
Margen de transporte por ductos	Mtrt			0,84	\$US/BBI		
Margen de transportes diferentes	Mtrd			0,49	\$US/BBI		
IVA al transporte	IVA	0,20	\$US/BBI	0,20	\$US/BBI		
Alícuota IEHD	IEHD	28,39	\$US/BBI	28,39	\$US/BBI	1,25	Bs./L
Almacenamiento y distribución	Madc	4,29					
Margen de almacenamiento	Malm			2,60	\$US/BBI		
Margen distribución mayorista	Mdmy			1,69	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	0,64	\$US/BBI	0,64	\$US/BBI		
Comercialización	Mdc	6,28					
Margen distribución minorista	Mdmn			6,28	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	0,94	\$US/BBI	0,94	\$US/BBI		
IT a la distribución	IT	2,53	\$US/BBI	2,53	\$US/BBI		
Subtotal		53,33	\$US/BBI	53,33	\$US/BBI		
Precio final	Pf	84,49	\$US/BBI	84,49	\$US/BBI	3,720	Bs./L

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 4

Estructura del precio de la gasolina antes del D.S. 0748

Estructura del precio de la gasolina antes del D.S. 0748							
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Upstream							
Precio de referencia	PR	27,11	\$US/BBI				
IDH + regalías	IDH+REG			13,555	\$US/BBI		
Costo de producción de petróleo	CPr			5,771	\$US/BBI		
Utilidad bruta del titular	Ubt					7,784	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE			1,95	\$US/BBI		
Utilidad neta del titular	UN			5,84	\$US/BBI		
IVA a la producción	IVA	4,05	\$US/BBI	4,05	\$US/BBI		
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Downstream							
Refinación	Crtm	7,59	\$US/BBI				
Margen de refinación	Mref			6,02	\$US/BBI		
Margen de compensación	Mcom			1,57	\$US/BBI		
IVA a la refinación	IVA	1,13	\$US/BBI	1,13	\$US/BBI		
Transporte	Mtr	1,33					
Margen de transporte por ductos	Mtrt			0,84	\$US/BBI		
Margen de transportes diferentes	Mtrd			0,49	\$US/BBI		
IVA al transporte	IVA	0,20	\$US/BBI	0,20	\$US/BBI		
Alícuota IEHD	IEHD	27,94	\$US/BBI	27,94	\$US/BBI	1,23	Bs./L
Almacenamiento y distribución	Madc	4,29					
Margen de almacenamiento	Malm			2,60	\$US/BBI		
Margen distribución mayorista	Mdmy			1,69	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	0,64	\$US/BBI	0,64	\$US/BBI		
Comercialización	Mdc	7,07					
Margen distribución minorista	Mdmn			7,07	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	1,06	\$US/BBI	1,06	\$US/BBI		
IT a la distribución	IT	2,53	\$US/BBI	2,53	\$US/BBI		
Subtotal		53,78	\$US/BBI	53,78	\$US/BBI		
Precio final	Pf	84,94	\$US/BBI	84,94	\$US/BBI	3,740	Bs./L

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 5

Estructura del precio del diesel después del D.S. 0748

Estructura del precio del diesel después del D.S. 0748							
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Upstream							
Precio de referencia	PR	27,11	\$US/BBI				
IDH + regalías	IDH+REG			13,555	\$US/BBI		
Costo de producción de petróleo	CPr			5,771	\$US/BBI		
Utilidad bruta del titular	Ubt					7,784	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE			1,95	\$US/BBI		
Utilidad neta del titular	UN			5,84	\$US/BBI		
IVA a la producción	IVA	4,05	\$US/BBI	4,05	\$US/BBI		
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Downstream							
Refinación	Crtm	7,59	\$US/BBI				
Margen de refinación	Mref			6,02	\$US/BBI		
Margen de compensación	Mcom			1,57	\$US/BBI		
IVA a la refinación	IVA	1,13	\$US/BBI	1,13	\$US/BBI		
Transporte	Mtr	1,33					
Margen de transporte por ductos	Mtrt			0,84	\$US/BBI		
Margen de transportes diferentes	Mtrd			0,49	\$US/BBI		
IVA al transporte	IVA	0,20	\$US/BBI	0,20	\$US/BBI		
Alícuota IEHD	IEHD	98,34	\$US/BBI	98,34	\$US/BBI	4,33	Bs./L
Almacenamiento y distribución	Madc	4,29					
Margen de almacenamiento	Malm			2,60	\$US/BBI		
Margen distribución mayorista	Mdmy			1,69	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	0,64	\$US/BBI	0,64	\$US/BBI		
Comercialización	Mdc	6,28					
Margen distribución minorista	Mdmn			6,28	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	0,94	\$US/BBI	0,94	\$US/BBI		
IT a la distribución	IT	2,53	\$US/BBI	2,53	\$US/BBI		
Subtotal		123,28	\$US/BBI	123,28	\$US/BBI		
Precio final	Pf	154,44	\$US/BBI	154,44	\$US/BBI	6,800	Bs./L

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 6 **Estructura del precio de la gasolina después del D.S. 0748**

Estructura del precio de la gasolina después del D.S. 0748							
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Upstream							
Precio de referencia	PR	27,11	\$US/BBI				
IDH + regalías	IDH+REG			13,555	\$US/BBI		
Costo de producción de petróleo	CPr			5,771	\$US/BBI		
Utilidad bruta del titular	Ubt					7,784	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE			1,95	\$US/BBI		
Utilidad neta del titular	UN			5,84	\$US/BBI		
IVA a la producción	IVA	4,05	\$US/BBI	4,05	\$US/BBI		
Descripción	Símbolo	Por rubros		En detalle		Auxiliares	
		Valor	Unidad	Valor 2	Unidad	Valor 3	Unidad
Downstream							
Refinación	Crtm	7,59	\$US/BBI				
Margen de refinación	Mref			6,02	\$US/BBI		
Margen de compensación	Mcom			1,57	\$US/BBI		
IVA a la refinación	IVA	1,13	\$US/BBI	1,13	\$US/BBI		
Transporte	Mtr	1,33					
Margen de transporte por ductos	Mtrt			0,84	\$US/BBI		
Margen de transportes diferentes	Mtrd			0,49	\$US/BBI		
IVA al transporte	IVA	0,20	\$US/BBI	0,20	\$US/BBI		
Alicuota IEHD	IEHD	89,94	\$US/BBI	89,94	\$US/BBI	3,96	Bs./L
Almacenamiento y distribución	Madc	4,29					
Margen de almacenamiento	Malm			2,60	\$US/BBI		
Margen distribución mayorista	Mdmy			1,69	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	0,64	\$US/BBI	0,64	\$US/BBI		
Comercialización	Mdc	7,07					
Margen distribución minorista	Mdmn			7,07	\$US/BBI		
IVA a la distribución	IVA	1,06	\$US/BBI	1,06	\$US/BBI		
IT a la distribución	IT	2,53	\$US/BBI	2,53	\$US/BBI		
Subtotal		115,78	\$US/BBI	115,78	\$US/BBI		
Precio final	Pf	146,94	\$US/BBI	146,94	\$US/BBI	6,470	Bs./L

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 7

Componentes del precio del diesel antes del D.S. 0748

Componentes del precio	Símbolo	Cantidad	Unidad
Costos			
Costo de producción de petróleo	PR	5,771	\$US/BBI
Costos de refinación, transporte y otros	Crtm	19,49	\$US/BBI
Impuestos al Estado			
IDH + regalías	IDH+REG	13,555	\$US/BBI
Impuesto al valor agregado	IVA	6,964	\$US/BBI
Impuesto a las transacciones	IT	2,535	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE	1,95	\$US/BBI
Alícuota IEHD	IEHD	28,39	\$US/BBI
Utilidades			
Utilidad neta del titular	UN	5,84	\$US/BBI
Precio final	Pf	84,49	\$US/BBI

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 8

Componentes del precio de la gasolina antes del D.S. 0748

Componentes del precio	Símbolo	Cantidad	Unidad
Costos			
Costo de producción de petróleo	PR	5,771	\$US/BBI
Costos de refinación, transporte y otros	Crtm	20,28	\$US/BBI
Impuestos al Estado			
IDH + regalías	IDH+REG	13,555	\$US/BBI
Impuesto al valor agregado	IVA	7,081	\$US/BBI
Impuesto a las transacciones	IT	2,535	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE	1,95	\$US/BBI
Alícuota IEHD	IEHD	27,94	\$US/BBI
Utilidades			
Utilidad neta del titular	UN	5,84	\$US/BBI
Precio final	Pf	84,94	\$US/BBI

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 9

Componentes del precio del diesel después del D.S. 0748

Componentes del precio	Símbolo	Cantidad	Unidad
Costos			
Costo de producción de petróleo	PR	5,771	\$US/BBI
Costos de refinación, transporte y otros	Crtm	19,49	\$US/BBI
Impuestos al Estado			
IDH + regalías	IDH+REG	13,555	\$US/BBI
Impuesto al valor agregado	IVA	6,964	\$US/BBI
Impuesto a las transacciones	IT	2,535	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE	1,95	\$US/BBI
Alícuota IEHD	IEHD	98,34	\$US/BBI
Utilidades			
Utilidad neta del titular	UN	5,84	\$US/BBI
Precio final	Pf	154,44	\$US/BBI

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 10

Componentes del precio de la gasolina después del D.S. 0748

Componentes del precio	Símbolo	Cantidad	Unidad
Costos			
Costo de producción de petróleo	PR	5,771	\$US/BBI
Costos de refinación, transporte y otros	Crtm	20,28	\$US/BBI
Impuestos al Estado			
IDH + regalías	IDH+REG	13,555	\$US/BBI
Impuesto al valor agregado	IVA	7,081	\$US/BBI
Impuesto a las transacciones	IT	2,535	\$US/BBI
Impuesto a las utilidades	IUE	1,95	\$US/BBI
Alícuota IEHD	IEHD	89,94	\$US/BBI
Utilidades			
Utilidad neta del titular	UN	5,84	\$US/BBI
Precio final	Pf	146,94	\$US/BBI

Fuente: elaboración del CEDLA.

Cuadro 11
Clasificación de campos petroleros según el D.S. 28984

Campo	Producción		Clasificación		Ct. diesel (%)	Incentivo (\$US/Bbl)	Precio final (\$US/Bbl)	Volumen de ventas (\$US/año)		Incentivos (\$US/año)	IDH+REG (\$US/año)	Ibruto (\$US/año)	lb. Unit. (\$US/Bbl)	Costo de Prod. (\$US/Bbl)	Utilidad Bruta (\$US/Bbl)	IUE (\$US/Bbl)
	Bbl/año	BBl/d	Tipo	D.S. 28984				Total	Punto fiscalización							
Sábalo	5.375.720	14.728	Gasífero			-	27,11	145.735.769	145.735.769	-	72.867.885	72.867.885	13,56	2,48	11,07	2,77
San Alberto	2.600.260	7.124	Gasífero			-	27,11	70.493.049	70.493.049	-	35.246.524	35.246.524	13,56	2,48	11,07	2,77
Margarita	1.139.895	3.123	Gasífero			-	27,11	30.902.553	30.902.553	-	15.451.277	15.451.277	13,56	11,45	2,11	0,53
Surubí Noroeste	676.345	1.853	Petrolero			-	27,11	18.335.713	18.335.713	-	9.167.856	9.167.856	13,56	11,45	2,11	0,53
Bulo Bulo	619.405	1.697	Gasífero			-	27,11	16.792.070	16.792.070	-	8.396.035	8.396.035	13,56	9,71	3,85	0,96
Surubí	455.885	1.249	Petrolero			-	27,11	12.359.042	12.359.042	-	6.179.521	6.179.521	13,56	11,45	2,11	0,53
Vuelta Grande	424.495	1.163	Gasífero			-	27,11	11.508.059	11.508.059	-	5.754.030	5.754.030	13,56	9,71	3,85	0,96
Carrasco FW	328.865	901	Gasífero			-	27,11	8.915.530	8.915.530	-	4.457.765	4.457.765	13,56	9,71	3,85	0,96
Paloma	325.215	891	Gasífero			-	27,11	8.816.579	8.816.579	-	4.408.289	4.408.289	13,56	11,45	2,11	0,53
Surubí-BB	292.000	800	Petrolero	Pequeño		-	27,11	7.916.120	7.916.120	-	3.958.060	3.958.060	13,56	11,45	2,11	0,53
Río Grande	231.775	635	Gasífero			-	27,11	6.283.420	6.283.420	-	3.141.710	3.141.710	13,56	10,57	2,98	0,75
Escondido	225.205	617	Gasífero			-	27,11	6.105.308	6.105.308	-	3.052.654	3.052.654	13,56	10,05	3,51	0,88
Caranda	212.430	582	Gasífero			-	27,11	5.758.977	5.758.977	-	2.879.489	2.879.489	13,56	9,08	4,48	1,12
Yapacaní	167.900	460	Gasífero			-	27,11	4.551.769	4.551.769	-	2.275.885	2.275.885	13,56	10,57	2,98	0,75
Patujusal	152.570	418	Petrolero	Marginal	46,66	8,34	35,45	5.408.109	4.136.173	1.271.937	2.068.086	3.340.023	21,89	9,71	12,18	3,05
Víbora	144.540	396	Gasífero			-	27,11	3.918.479	3.918.479	-	1.959.240	1.959.240	13,56	10,57	2,98	0,75
La Vertiente	129.210	354	Gasífero			-	27,11	3.502.883	3.502.883	-	1.751.442	1.751.442	13,56	10,05	3,51	0,88
Kanata Norte	128.115	351	Gasífero			-	27,11	3.473.198	3.473.198	-	1.736.599	1.736.599	13,56	9,71	3,85	0,96
Colpa	113.880	312	Gasífero			-	27,11	3.087.287	3.087.287	-	1.543.643	1.543.643	13,56	9,08	4,48	1,12
La Peña	97.090	266	Petrolero	Pequeño	67,952	13,00	40,11	3.894.280	2.632.110	1.262.170	1.316.055	2.578.225	26,56	10,57	15,98	4,00
Sirari	94.170	258	Gasífero			-	27,11	2.552.949	2.552.949	-	1.276.474	1.276.474	13,56	10,57	2,98	0,75
Los Cusis	87.965	241	Petrolero	Pequeño		-	27,11	2.384.731	2.384.731	-	1.192.366	1.192.366	13,56	9,71	3,85	0,96
H. Suárez Roca	83.585	229	Petrolero	Marginal	25,08	6,23	33,34	2.787.132	2.265.989	521.143	1.132.995	1.654.138	19,79	9,71	10,08	2,52
El Dorado	70.810	194	Gasífero			-	27,11	1.919.659	1.919.659	-	959.830	959.830	13,56	9,71	3,85	0,96
Camiri	60.225	165	Petrolero	Marginal	50,7	13,00	40,11	2.415.625	1.632.700	782.925	816.350	1.599.275	26,56	10,57	15,98	4,00
Monteagudo	57.670	158	Petrolero	Pequeño	54,736	13,00	40,11	2.313.144	1.563.434	749.710	781.717	1.531.427	26,56	11,45	15,11	3,78

(Continúa en la página siguiente)

(Continuación de la anterior página)

Campo	Producción		Clasificación		Ct. diesel (%)	Incentivo (\$US/Bbl)	Precio final (\$US/Bbl)	Volumen de ventas (\$US/año)		Incentivos (\$US/año)	IDH+REG (\$US/año)	Ibruto (\$US/año)	Ib. Unit. (\$US/Bbl)	Costo de Prod. (\$US/Bbl)	Utilidad Bruta (\$US/Bbl)	IUE (\$US/Bbl)
	Bbl/año	BBl/d	Tipo	D.S. 28984				Total	Punto fiscalización							
Ñupuco	55.845	153	Gasífero			-	27,11	1.513.958	1.513.958	-	756.979	756.979	13,56	6,62	6,93	1,73
Tacobo	52.925	145	Gasífero			-	27,11	1.434.797	1.434.797	-	717.398	717.398	13,56	11,68	1,88	0,47
San Roque	46.720	128	Gasífero			-	27,11	1.266.579	1.266.579	-	633.290	633.290	13,56	9,71	3,85	0,96
Naranjillos	45.625	125	Gasífero			-	27,11	1.236.894	1.236.894	-	618.447	618.447	13,56	6,62	6,93	1,73
Los Penocos	40.880	112	Petrolero	Pequeño		-	27,11	1.108.257	1.108.257	-	554.128	554.128	13,56	10,57	2,98	0,75
Toro	33.215	91	Petrolero	Pequeño	39,75	11,91	39,02	1.296.099	900.459	395.640	450.229	845.869	25,47	11,68	13,79	3,45
Tajibo	32.485	89	Gasífero			-	27,11	880.668	880.668	-	440.334	440.334	13,56	11,68	1,88	0,47
Percheles	31.755	87	Gasífero			-	27,11	860.878	860.878	-	430.439	430.439	13,56	9,71	3,85	0,96
Carrasco	31.390	86	Gasífero			-	27,11	850.983	850.983	-	425.491	425.491	13,56	9,71	3,85	0,96
Tatarenda	30.295	83	Petrolero	Pequeño	51,63	13,00	40,11	1.215.132	821.297	393.835	410.649	804.484	26,56	17,99	8,57	2,14
Bermejo	27.010	74	Gasífero			-	27,11	732.241	732.241	-	366.121	366.121	13,56	11,68	1,88	0,47
Guairuy	26.645	73	Petrolero	Marginal	45,518	13,00	40,11	1.068.731	722.346	346.385	361.173	707.558	26,56	10,57	15,98	4,00
Chaco Sur	15.330	42	Gasífero			-	27,11	415.596	415.596	-	207.798	207.798	13,56	6,62	6,93	1,73
Los Suris	10.950	30	Gasífero			-	27,11	296.855	296.855	-	148.427	148.427	13,56	10,05	3,51	0,88
Cambeiti	9.855	27	Petrolero	Marginal	62,496	13,00	40,11	395.284	267.169	128.115	133.585	261.700	26,56	11,45	15,11	3,78
Montecristo	6.205	17	Petrolero	Marginal	50,38	13,00	40,11	248.883	168.218	80.665	84.109	164.774	26,56	9,71	16,85	4,21
Santa Rosa	5.840	16	Gasífero			-	27,11	158.322	158.322	-	79.161	79.161	13,56	9,71	3,85	0,96
Los Sauces	4.380	12	Gasífero			-	27,11	118.742	118.742	-	59.371	59.371	13,56	10,57	2,98	0,75
Arroyo Negro	3.285	9	Petrolero	Marginal	46,636	13,00	40,11	131.761	89.056	42.705	44.528	87.233	26,56	10,57	15,98	4,00
Patujusal Oeste	2.555	7	Petrolero	Pequeño		-	27,11	69.266	69.266	-	34.633	34.633	13,56	9,71	3,85	0,96
Santa Rosa W	1.460	4	Gasífero			-	27,11	39.581	39.581	-	19.790	19.790	13,56	9,71	3,85	0,96
Junín	1.460	4	Gasífero			-	27,11	39.581	39.581	-	19.790	19.790	13,56	9,71	3,85	0,96
Taiguatí	730	2	Gasífero			-	27,11	19.790	19.790	-	9.895	9.895	13,56	10,05	3,51	0,88
Cascabel	730	2	Petrolero	Pequeño		-	27,11	19.790	19.790	-	9.895	9.895	13,56	10,57	2,98	0,75
Palo Marcado	365	1	Gasífero			-	27,11	9.895	9.895	-	4.948	4.948	13,56	10,05	3,51	0,88
Palmar	365	1	Gasífero			-	27,11	9.895	9.895	-	4.948	4.948	13,56			

(Continúa en la página siguiente)

(Continuación de la anterior página)

Campo	Producción		Clasificación		Ct. diesel (%)	Incentivo (\$US/Bbl)	Precio final (\$US/Bbl)	Volumen de ventas (\$US/año)		Incentivos (\$US/año)	IDH+REG (\$US/año)	Ibruto (\$US/año)	Ib. Unit. (\$US/Bbl)	Costo de Prod. (\$US/Bbl)	Utilidad Bruta (\$US/Bbl)	IUE (\$US/Bbl)
	Bbl/año	Bbl/d	Tipo	D.S. 28984				Total	Punto fiscalización							
Buena Vista	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Camatindi	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Cobra	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Curiche	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Itatiqui	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Itaú	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Kanata FW	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Katari	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Madrejones	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Palometas NW	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Patujú	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Porvenir	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Supuatí	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Tigre	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Tita	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Tundy	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Villamontes	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
San Ignacio	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Huayco	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			
Río Seco	-	-	Petrolero			-	27,11	-	-	-	-	-	-			

Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del BEN, Boletín Estadístico YPF, 2010, Informe de Gestión 2010.

Cuadro 12
Cálculo de producción de diesel con incentivo

Descripción	Unidad	Cantidad	Participación	Contenido de diesel	Producción de diesel [Bbl/Año]	Participación
Análisis de la producción actual						
Producción total de petróleo	Bbl/Año	14.870.465	100,0%		4.037.543	100,0%
Producción de campos gasíferos	Bbl/Año	12.753.465	85,8%	23,6%	3.010.396	74,6%
Producción de campos petroleros	Bbl/Año	2.117.000	14,236%			25,4%
Producción de campos petroleros grandes	Bbl/Año	1.132.230	7,6%	48,5%	549.346	13,6%
Producción de campos petroleros pequeños y marginales sin incentivo	Bbl/Año	424.130	2,9%	48,5%	205.784	5,1%
Producción de campos petroleros pequeños y marginales con incentivo	Bbl/Año	560.640	3,8%	48,5%	272.017	6,7%
Producción de campos petroleros pequeños y marginales sin producción	Bbl/Año	-	0,0%	48,5%	-	0,0%
Constantes supuestas para escenario						
Consumo anual de diesel	Bbl/Año	8.130.656				
Producción nacional de diesel	Bbl/Año	4.052.748				
Importación anual de diesel	Bbl/Año	4.077.908				
Prod media campos petroleros pequeños y marginales con incentivo	Bbl/Año	50.967				
Costo medio de producción en campos petroleros pequeños y marginales	\$us/Bbl	10.86				

(Continúa en la página siguiente)

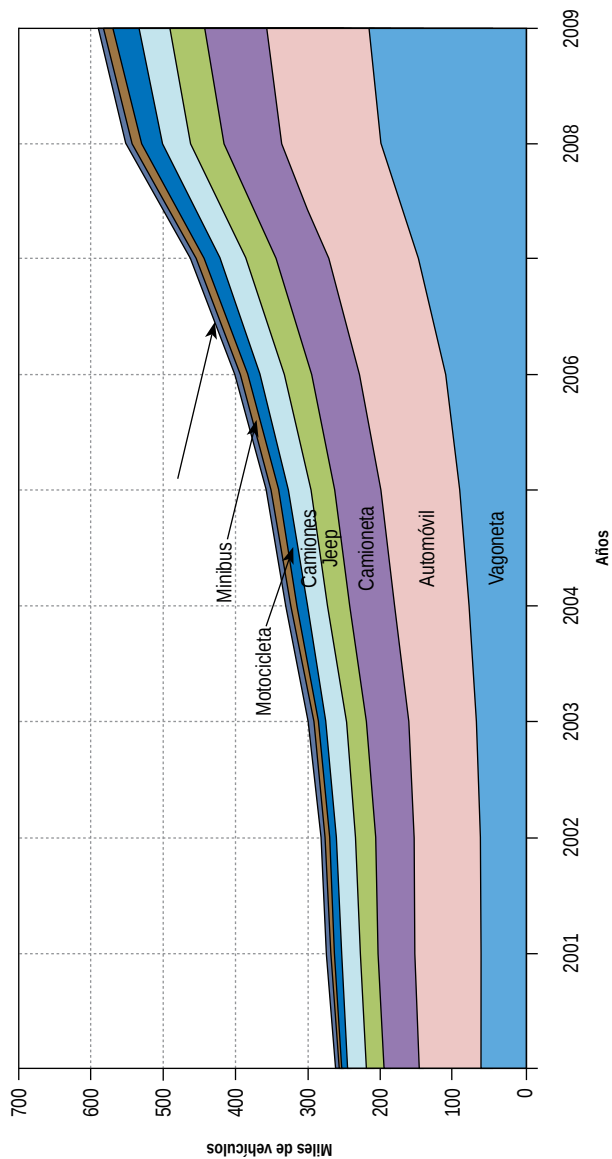
(Continuación de la anterior página)

Escenario 2: campos sin producción alcanzan producción media	Unidad	Cantidad	Participación	Contenido de diesel	Producción de Diesel [Bbl/Año]	Participación
Producción total de petróleo	Bbl/Año	15.940.778	100,0%		4.556.848	100,0%
Producción de campos gasíferos	Bbl/Año	12.753.465	80,0%	23,6%	3.010.396	66,1%
Producción de campos petroleros	Bbl/Año	3.187.313	19,995%			33,9%
Producción de campos petroleros grandes	Bbl/Año	1.132.230	7,1%	48,5%	549.346	12,1%
Producción de campos petroleros pequeños y marginales sin incentivo	Bbl/Año	424.130	2,7%	48,5%	205.784	4,5%
Producción de campos petroleros pequeños y marginales con incentivo	Bbl/Año	560.640	3,5%	48,5%	272.017	6,0%
Producción de campos petroleros pequeños y marginales sin producción	Bbl/Año	1.070.313	8,4%	48,5%	519.305	11,4%

Resultados del escenario 2	Unidad	Cantidad
Producción de diesel de campos petroleros pequeños y marginales	Bbl/Año	997.105
Déficit de diesel	%	24,6%
Cantidad de petróleo adicional requerido	Bbl/año	3.573.808
Incremento necesario en la producción de petróleo	Bbl/Año	7.365.795
Cantidad de condensado requerido	%	231%
Producción de hidrocarburos líquidos por unidad de gas natural	Bbl/año	15.140.347
Producción adicional necesaria de GN	Bbl/MPC	0.0291
	m3/día	40.309.682

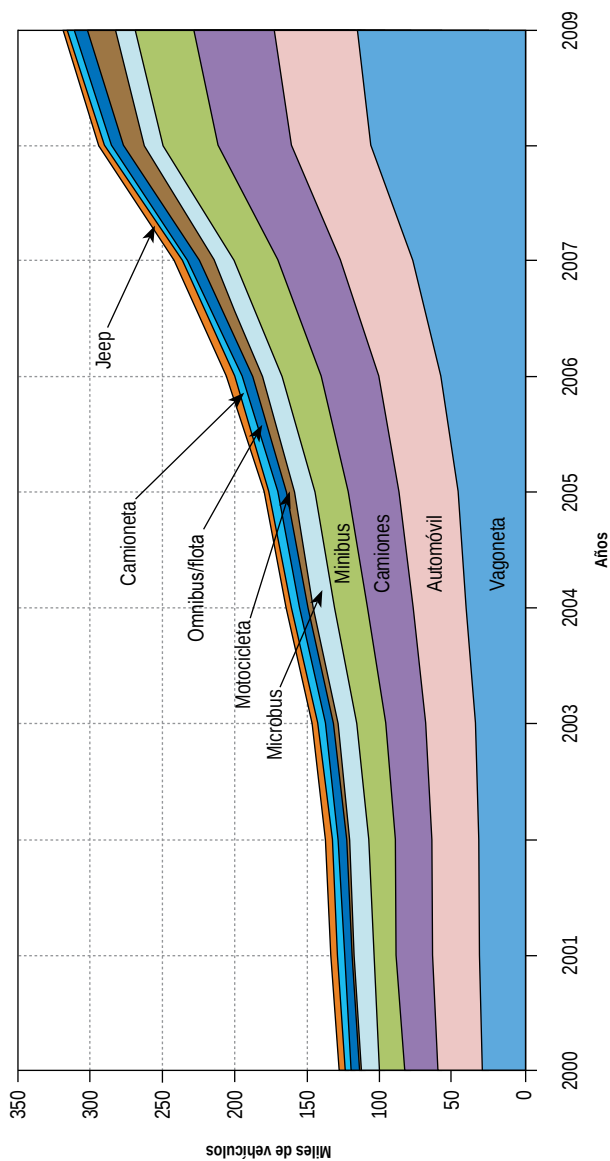
Fuente: elaboración del CEDLA con información del MHE.

Gráfico 1
Evolución del parque automotor particular



Fuente: elaboración del CEDIA sobre la base del INE y del ASFI-SOAT.

Gráfico 2
Evolución del parque automotor público



Fuente: elaboración del CEDLA sobre la base del INE y del ASFI-SOAT.

GLOSARIO

ASFI	Autoridad de Supervisión del Sistema Financiero
Bbl	Barril
Bep	Barril equivalente de petróleo
BEN	Balance energético nacional
BG	British Gas
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BRIC	Brasil, Rusia, India y China
CEEAR	Contratos de exploración y explotación en áreas reservadas
CENOCREF	Certificados de notas de crédito fiscal
CNPC	China National Petroleum Corporation
EE GNV	Entidad ejecutora de conversión a gas natural vehicular
FMI	Fondo Monetario Internacional
GLP	Gas licuado de petróleo
GTLI	Gas To Liquid International
GN	Gas natural
GNV	Gas natural vehicular
Ib	Ingreso bruto del titular
IE Dsl	Intensidad energética de diesel
IE Gsl	Intensidad energética de gasolina

IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IEHD	Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados
IT	Impuesto a las Transacciones
IUE	Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas
IVA	Impuesto al valor agregado
Kbep	Miles de barriles equivalentes de petróleo
Mj/Kg	Megajoule por Kilogramo
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
MM	Millones
MEFP	Ministerio de Economía y Finanzas Públicas
MMmcd	Millones de metros cúbicos por día
Mbpd	Petróleo, condensado y gasolina natural
Mbd	Miles de barriles por día
MMpcd	Millones de pies cúbicos por día
NIOC	National Iranian Oil Company
OPEP	Organización de Países Productores de Petróleo
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PGE	Presupuesto General del Estado
RGC	Resto del Gobierno Central
SIN	Servicio de Impuestos Nacionales
SOAT	Seguro Obligatorio contra Accidentes de Tránsito
SPNF	Sector público no financiero
Ubt	Utilidad neta del titular
VBP	Valor Bruto de Producción
WTI	West Texas Intermediate
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

AUTORES

Carlos Arze Vargas (carze@cedla.org)

Nació en Colquiri, departamento de La Paz. Estudió Economía en la Universidad Mayor de San Andrés de La Paz (UMSA). Es especialista en temas económicos y laborales y, desde hace mucho tiempo, titular del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA). Es autor de publicaciones y diversos artículos sobre temas sindicales y laborales y, durante muchos años, vocero principal del CEDLA en temas económicos, políticos y sociales. Desde 2003 es responsable del equipo de seguimiento a la política de hidrocarburos en Bolivia, que ha publicado varios textos sobre la Ley de Hidrocarburos, los conflictos sociales de octubre de 2003, el Referéndum de 2004 y la nueva Ley de Hidrocarburos. Fue director ejecutivo del CEDLA hasta agosto de 2007.

Juan Luis Espada (jlespada@cedla.org)

Nació en Sucre. Estudió Economía en la Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca. Entre 1999 y 2000 trabajó en el Centro de Investigaciones Económicas y Administrativas de la Facultad de Economía de la UMRPSFXCH en el Programa de Elaboración de la Currícula de Capacitación en Participación

Popular y Descentralización Administrativa para esta universidad y el Viceministerio de Planificación Estratégica y Participación Popular.

Ingresa al CEDLA en 2001 como parte del equipo de Control Ciudadano, ocupándose de temas de deuda externa y estadística. Actualmente es parte del equipo de investigación de la Unidad de Políticas Públicas y Reformas del Estado, centrando su trabajo en monitoreo y análisis de la política fiscal en Bolivia, transparencia presupuestaria y seguimiento y monitoreo del proceso autonómico en Bolivia desde el enfoque fiscal.

Pablo Poveda Ávila (ppoveda@cedla.org)

Nació en Villazón. Estudió economía en la UMSA. Trabajó con organizaciones campesinas del Municipio Productivo de Irupana como asesor en Gestión Empresarial 2000-2001 junto a Qhana. Realizó investigaciones sobre el sector informal urbano en Bolivia y ha escrito para medios especializados en economía.

Es investigador del CEDLA desde 2001 como parte del equipo de Derechos Laborales y Condiciones Laborales, desarrollando temas sobre el sector informal urbano, la negociación colectiva y las condiciones laborales de los trabajadores fabriles de la castaña. En este marco, fue también parte de la Comisión Técnica del Senado que elaboró una propuesta de ley para el sector fabril de la castaña. Actualmente trabaja en la Unidad de Recursos Naturales y Productivos, desarrollando análisis de las políticas y la economía del sector de hidrocarburos y minería.

Juan Carlos Guzmán Salinas (jcguzman@cedla.org)

Nació en Viloco, La Paz. Realizó estudios de Ingeniería Civil en la Universidad Tomás Frías de Potosí. Desde el año 1988 está dedicado a temas tecnológicos, productivos y energéticos rurales. En los últimos 12 años ha concentrado su trabajo de investigación práctica en eficiencia energética, con énfasis en el uso energético, combustión y gasificación

de biomasa y el desarrollo de soluciones eficientes para diversos usos de la energía. En la actualidad es investigador de CEDLA en el área de planificación energética y responsable técnico de la Plataforma Energética.

Aunque la contundencia de las protestas populares obligó al Gobierno a la temprana abrogación del decreto supremo 0748, los objetivos de la medida no quedaron claros para una parte importante de la población. Para muchos resulta todavía inadmisibles que un gobierno popular hubiese adoptado una medida de impactos económicos y sociales tan nocivos y con un altísimo costo político. La inexistencia de información precisa y accesible sobre los aspectos fiscales y la realidad energética del país, que configuraron el contexto en el que se adoptó la decisión gubernamental, contribuyó a la confusión respecto a sus propósitos y en la actualidad permite que el Gobierno retome la iniciativa apelando al temor que produce en la población la posibilidad de una crisis fiscal y de provisión de combustibles.

Con el propósito de aportar al imprescindible debate nacional acerca de la orientación y perspectivas de la política energética vigente, dentro de la cual se inscribe este tipo de medidas, el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), en el marco de la agenda de investigaciones de la Plataforma Energética, ha elaborado el presente estudio que intenta absolver algunas interrogantes que han quedado pendientes sobre los objetivos del “gasolinazo” y su relación con la orientación del denominado “Proceso de Cambio”.