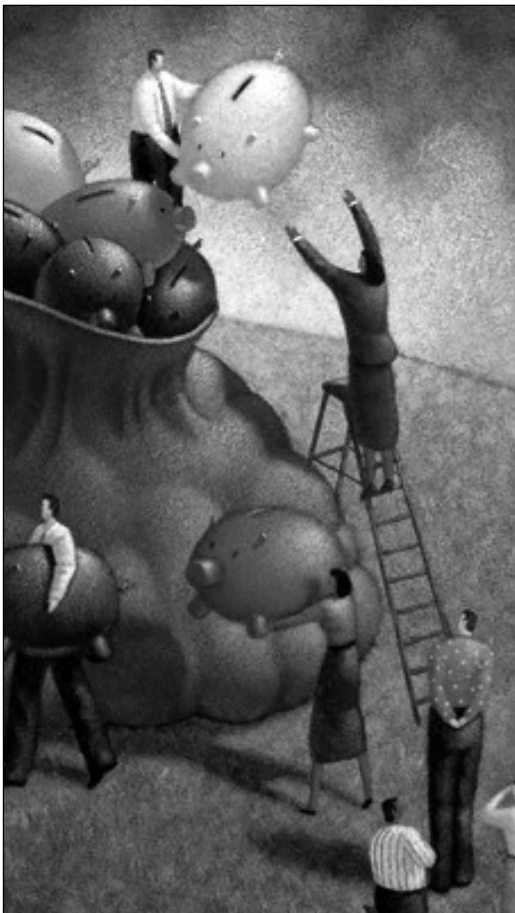


Los costos recuperables y su relación con la “nacionalización”

- Hace poco tiempo —en ocasión de las campañas electorales para los comicios nacionales—, el gobierno y los partidos de la derecha tradicional sostuvieron una discusión mediática sobre la magnitud de los Costos Recuperables (CR) que YPFB reconoce a las empresas transnacionales, operadoras del conjunto de campos hidrocarburíferos del país. Ese debate no tuvo mayor trascendencia, pese a la importancia nacional del tema, debido al desconocimiento de gran parte de la ciudadanía sobre éste y a la aplastante presencia de los medios de comunicación gubernamentales que coparon el espectro mediático electoral.



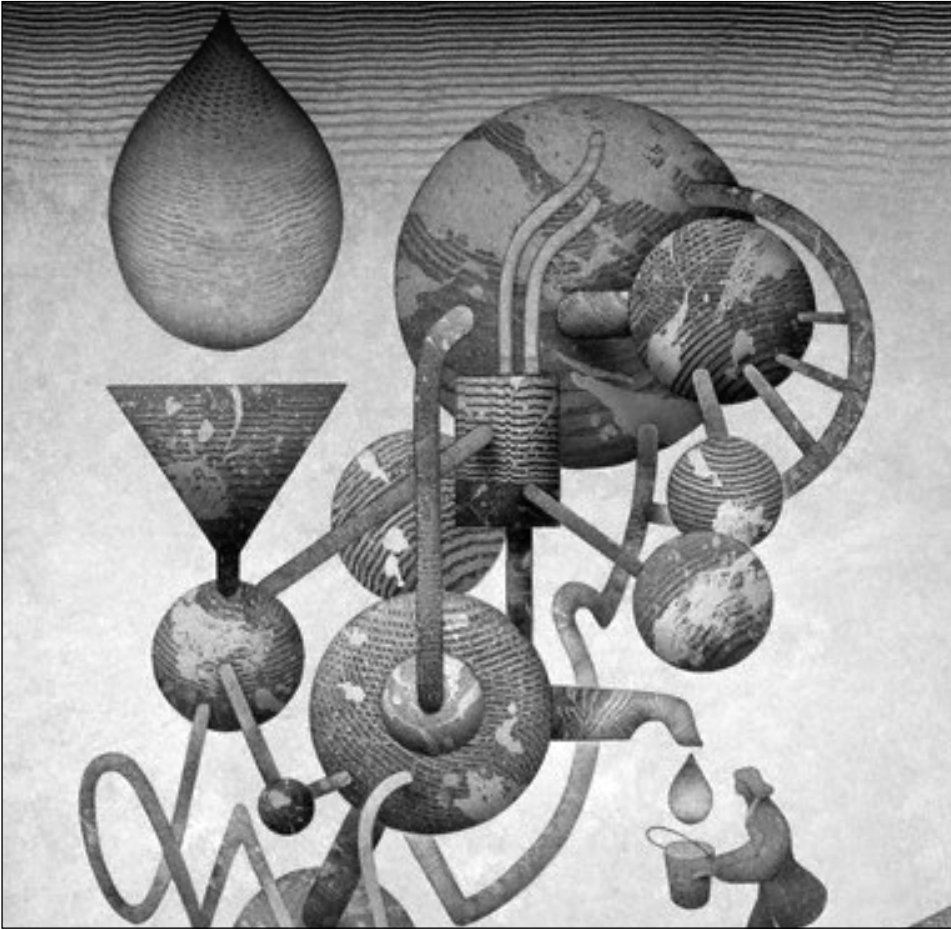
Para introducirnos al análisis sobre la importancia, características y magnitud de los CR, empezamos por recordar que con la firma de los denominados Contratos de Operación en octubre de 2006 se determinó una nueva forma de división y de participación del Estado y las empresas operadoras (el Titular) del valor de venta de los hidrocarburos, sobre la base del nuevo régimen tributario sectorial impuesto por la Ley 3058 del año 2005. El DS 28701 Héroes del Chaco, que dio lugar a la migración de contratos de las operadoras, sin embargo, no especificó el tipo de contratos

Con la firma de los Contratos de Operación en octubre de 2006 se determinó una nueva forma de división y de participación del Estado y las empresas operadoras (el Titular) del valor de venta de los hidrocarburos, sobre la base del nuevo régimen tributario sectorial impuesto por la Ley 3058 del año 2005.

que se debían rubricar, señalando únicamente que serían de “sociedad y administración”.

Dichos contratos —44 firmados por 12 compañías—, definen los CR como “los costos incurridos y reportados por el Titular y que hayan sido aprobados por YPFB conforme al procedimiento financiero y contable”, descrito en los mismos contratos. En consecuencia, establecen que los CR forman parte, junto con la Utilidad, de la Retribución del Titular como único pago por su participación en la explotación de hidrocarburos.

La Retribución del Titular debería pagarse del valor remanente de las ventas luego de descontados los pagos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), Regalías y Participación del Tesoro General de la Nación, que sumados deben alcanzar siempre el 50% de dicho valor. Consecuentemente, del 50% restante debería procederse a pagar al Titular de los CR —cuyo valor, en el caso extremo, podría llegar a ser el equivalente al 60% de ese 50%. Finalmente, el saldo que constituye la Utilidad, debería ser distribuido entre YPFB y el Titular en base a una tabla de valores



porcentuales definidos matricialmente por la intersección de un “índice B” y un volumen de producción diaria específico; a su vez, dicho índice B es calculado, básicamente, como la relación entre la Depreciación acumulada de la inversión y la Inversión en exploración y explotación acumulada en determinado período—en otras palabras, como el la magnitud de la inversión amortizada.

De esa manera, un primer aspecto de los CR que destaca de la anterior descripción es que *la magnitud de los CR determinará la magnitud de la Utilidad*. Como se mencionó, en el caso extremo, el monto de los CR podría alcanzar el 60% del 50% remanente luego de descontar tributos; es decir, podría llegar a absorber el 30% del valor de venta y dejar únicamente 20% a distribuirse entre YPFB y el Titular. La participación de YPFB dependerá positivamente del incremento del valor de la inversión amortizada

y negativamente del incremento del volumen de producción diaria del campo.

Por su parte, la Ley 3740 de Desarrollo Sostenible del 31 de agosto de 2007 dispuso que en el plazo de 60 días el Poder Ejecutivo debía emitir el Reglamento de Costos Recuperables, disposición que se cumplió con un retraso de más de cinco meses, hasta el 9 de abril de 2008 cuando se dictó el DS 29504. Este decreto dice fundamentarse en la Constitución Política del Estado, el DS 28701 Héroes del Chaco, los Contratos de Operación y la Ley 1740 de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos, aunque no menciona entre ellas las disposiciones de la ley sectorial: la Ley de Hidrocarburos 3058 de mayo de 2005.

Así, considerando que el decreto se apoya en los Contratos de Operación —que los definen como parte de la Retribución del Titular junto con la Utilidad— los CR comprendería los

La Ley 3058, encontramos que ella definía a los Contratos de Operación como aquellos en los que el Titular trabaja bajo el “sistema de retribución”, YPFB no asume “ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados al contrato”.

siguientes ítems establecidos por la cláusula 13 de los contratos:

1. Costos de personal
2. Costos de movilización y desmovilización de personal
3. Costos de transporte y reubicación de personal
4. Costos de materiales
5. Impuestos, tasas, contribuciones, compensaciones e indemnizaciones
6. Diferencias de cambio
7. Protección al medio ambiente y seguridad industrial
8. Costos legales
9. Seguros
10. Costos de administración y servicios
11. Depreciación de los activos fijos
12. Otros costos
13. Cargos relacionados con la casa matriz del operador

En este listado destaca el reconocimiento de la depreciación de los activos fijos, es decir de la amortización de la inversión, que revela que no se paga a los titulares como a alguien que es contratado por sus servicios, como decía la Ley de Hidrocarburos, sino que se le reconoce como a un asociado que comparte luego las utilidades. En efecto, revisando la Ley 3058, encontramos que ella definía a los Contratos de Operación como aquellos en los que el Titular trabaja bajo el “sistema de retribución”, YPFB no asume “ningún riesgo o responsabilidad en las inversiones o resultados obtenidos relacionados al contrato” —pues será “el Titular quien aporte

la totalidad de los capitales, instalaciones, equipos, materiales, personal, tecnología y otros necesarios” (Art 77) — y la empresa estatal “retribuirá al Titular por los servicios de operación, con un porcentaje de la producción, en dinero o en especie. Este pago cubrirá la totalidad de sus costos de operación y utilidad” (art. 78).

En otras palabras, la ley establecía un tipo de contratos en el que las empresas producían a cambio de un monto fijo pagado en dinero o especie e invertían a cuenta y riesgo sus capitales, de modo que eran las únicas responsables de los resultados de su inversión, reflejados en su utilidad. Por su parte, el Estado obtenía sus ganancias dependiendo del volumen de la producción y de los precios, los mismos que constituían su responsabilidad como detentador del monopolio de la comercialización. Contrariamente, los contratos de operación firmados en 2006, le otorgan al capital transnacional la participación variable en las utilidades de cada campo y la devolución del total de sus inversiones, sin preocuparse de la realización comercial de la producción, es decir, sin incurrir en costos adicionales.

En definitiva, YPFB compra activos usados a precio de nuevos, activos que son utilizados sin costo alguno por los titulares durante el tiempo que se extienda el contrato y no sólo hasta que se amorticen los activos. Por ello, el DS 29504 en su artículo 15 establece: “Todas las inversiones que conforman el Anexo G del contrato de operación y que hayan sido conciliadas entre las partes, pasan a propiedad de YPFB sin cargo ni gravamen alguno en: i) la fecha en que hayan sido completamente amortizadas de acuerdo a lo estipulado en el anexo D; o ii) la fecha de conclusión del Contrato de Operación, lo que ocurra primero”.

Finalmente, se debe recordar que la Ley 3058 en su artículo 58 determinaba que “los Titulares estarán sujetos, en todos sus alcances, al Régimen Tributario establecido en la Ley 843 y demás leyes vigentes”; es decir, que no podían ser eximidos del pago de los impuestos indirectos como ocurre con cualquier consumidor.

La ley establecía un tipo de contratos en el que las empresas producían a cambio de un monto fijo pagado en dinero o especie e invertían a cuenta y riesgo sus capitales, de modo que eran las únicas responsables de los resultados de su inversión, reflejados en su utilidad.

UNA ADVERTENCIA NECESARIA

Como la transparencia y la coherencia en la información oficial, tanto del Ministerio de Energía e Hidrocarburos como de YPFB, no ha sido la norma sino la excepción, la información sobre la participación del Estado y de las empresas transnacionales en el valor de venta de los hidrocarburos presenta enormes problemas para los investigadores de esta temática.

Como ilustración de esos problemas, que dan lugar a una justificada susceptibilidad pública acerca de la administración gubernamental de los recursos provenientes de la explotación del gas natural y el petróleo, podemos citar algunas diferencias identificadas entre datos provenientes del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) y los datos que sirven de base para el presente análisis, provenientes de la exposición del presidente de YPFB ante el VII Congreso de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía de agosto de 2014¹. En la separata del MHE² de mayo del presente año, se publica un cuadro sobre la Renta por Hidrocarburos 2000-2013 en el que de los cinco ítems incluidos: Regalías y participaciones, IDH, Participación de YPFB, Patentes y Otros impuestos, únicamente coinciden con la exposición de Carlos Villegas —y no en todas las gestiones— los datos relativos a la Participación de YPFB. Las diferencias son notables: para la suma IDH y Regalías, el documento del ministerio establece una suma mayor en 772 millones de dólares y



en el caso de los Impuestos upstream (impuestos a la utilidad), la exposición de Carlos Villegas contiene un suma mayor en 1.556 millones de dólares respecto al dato del ministerio. Consecuentemente, la suma total de la renta en el documento del MHE resulta menor en 800 millones de dólares respecto a la información proporcionada por el titular de YPFB.

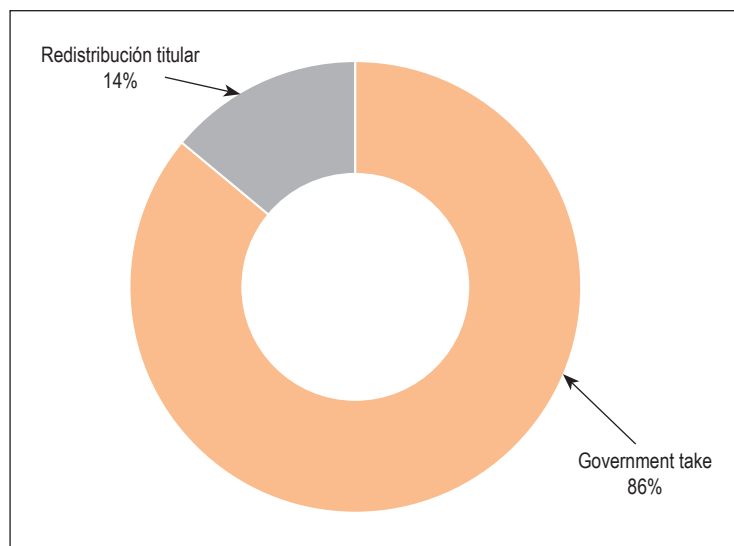
Lo más llamativo y preocupante, sin embargo, es la diferencia enorme entre los datos de Costos Recuperables y Costos Reportados publicados por YPFB en su página de internet³ y los datos sobre los Costos Recuperados proporcionados por Carlos Villegas en el referido evento empresarial. Mientras los cuadros publicados en el sitio oficial de la empresa estatal durante varios años, refieren una suma de costos para el periodo 2007-2012 de poco más de 3.560 millones de dólares⁴, los segundos dan cuenta sólo de 3.252 millones de dólares, para el

Cuadro 1
Apropiación del excedente de explotación de hidrocarburos
 (en millones de dólares y porcentajes)

	Excedente 1	Government Take2	Ganancia Neta Titular	ESTADO %	TITULAR %	Costos Recuperables	Impuestos
2007	2.104.000.000,00	1.532.000.000,00	572.000.000,00	73%	27%	282.000.000,00	143.000.000,00
2008	2.256.000.000,00	2.099.000.000,00	157.000.000,00	93%	7%	508.000.000,00	335.000.000,00
2009	2.429.000.000,00	2.138.000.000,00	291.000.000,00	88%	12%	457.000.000,00	427.000.000,00
2010	2.470.000.000,00	2.236.000.000,00	234.000.000,00	91%	9%	566.000.000,00	274.000.000,00
2011	3.315.000.000,00	2.990.000.000,00	325.000.000,00	90%	10%	713.000.000,00	394.000.000,00
2012	4.894.000.000,00	3.992.000.000,00	902.000.000,00	82%	18%	726.000.000,00	277.000.000,00
2013	6.306.000.000,00	5.459.000.000,00	847.000.000,00	87%	13%	746.000.000,00	802.000.000,00
	23.774.000.000,00	20.446.000.000,00	3.328.000.000,00	86%	14%	3.998.000.000,00	2.652.000.000,00

(1) Excedente = Valor Ventas - Costos Recuperables
 (2) Government Take = IDH + Reg+ Part. YPFB + Impuestos
 Fuente: Reporte & Energía 129 sept. 2014.

Gráfico 1
Apropiación del excedente de la explotación de hidrocarburos, promedio 2007-2013



Fuente: elaboración propia con base en: Reporte & Energía 129 sept. 2014.



mismo período; es decir, existe una diferencia de más de 308 millones de dólares.

Respecto a esas diferencias, denunciadas por analistas sectoriales, la argumentación oficial fue que la información publicada en internet no era la definitiva y que se esperaba las auditorías correspondientes. En una entrevista, el titular de YPFB dijo: “las auditorías que hemos realizado indicaron que en los periodos 2007, 2008 y 2009 éstos no son costos recuperables; por lo tanto, no hemos reconocido 46,7 millones de dólares”... También anticipó que por los años 2010 y 2011 —hay un informe en curso a cargo de la auditora— están en controversia otros 86,9 millones de dólares. “Pero si no se reconoce como costos, prácticamente entre 2007 y 2011 no estaríamos devolviendo 133,6 millones de dólares”¹⁵.

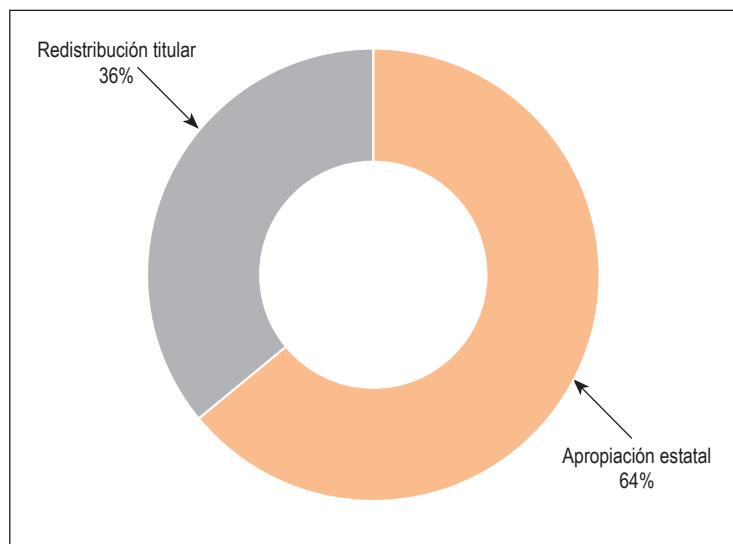
¿Por qué YPFB no publicó las auditorías que justifican la reducción de los costos? ¿Por qué se presentan otros datos distintos después de que los denominados costos recuperables estuvieron publicados en el sitio oficial de YPFB por un tiempo que excede esos plazos?

Sobre la transparencia de la información, la Ley 1740 de Desarrollo

Sostenible en su artículo seis determinaba que YPFB “publicará semestralmente y con carácter oficial, en su página Web institucional y por escrito mediante comunicaciones oficiales, toda la información referida a los Costos Recuperables y al cálculo realizado para la determinación de la participación de YPFB y de las empresas petroleras en los beneficios de la actividad de hidrocarburos”. Además, disponía que la empresa estatal tenía la obligación de implementar un sistema de información estadística de los aspectos cubiertos por los anexos D, F y G de los contratos en el plazo de 180 días, es decir hasta marzo de 2009. Del mismo modo, los contratos de operación en su anexo D, cláusula 8, establecieron un plazo máximo para la realización, información, representación y aprobación de las auditorías a los CR de un año y cuatro meses, desde el último día del año al que correspondieran los mismos.

Finalmente, así como no cabe el pretexto de la dificultad de analizar la información, vale la pena recordar que la información reportada por las empresas operadoras no puede haber sido arbitraria ni ajena al conocimiento de YPFB, pues según el decreto reglamentario los costos que reportaría el Titular debían cumplir los requisitos de ser costos previstos, es decir estar “incluido en el

Gráfico 2
Apropiación del valor de ventas de hidrocarburos, promedio 2007-2013)



Fuente: elaboración propia con base en: Reporte & Energía 129 sept. 2014.

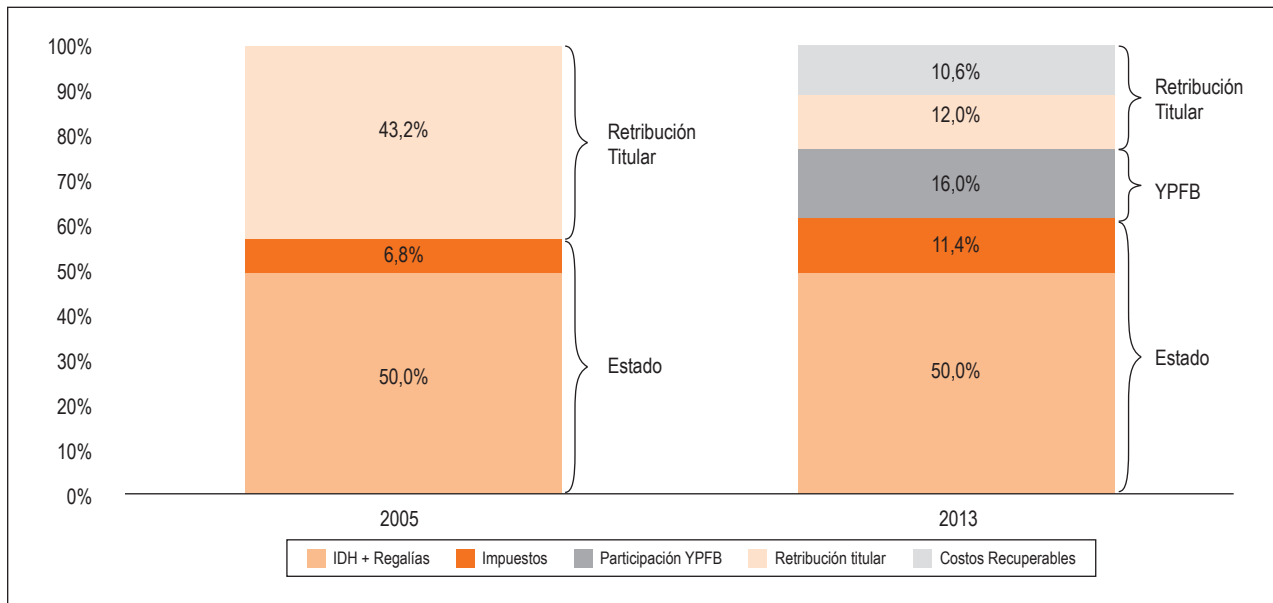


Cuadro 2
Apropiación del valor de ventas de los hidrocarburos antes de impuestos Upstream
(En dólares y porcentajes)

	(1) Costos Recuperables	(2) IDH + Reg	(3) Participación YPFB	(4) Ganancia bruta Titular	(5) = (2) x 2 Valor de Ventas	(6) = (1) + (4) Retribución Titular	(7) = (2) + (3) ESTADO	Estado/ VV	Retrib/ VV
2007	282.000.000,00	1.193.000.000,00	196.000.000,00	715.000.000,00	2.386.000.000,00	997.000.000,00	1.389.000.000,00	58%	42%
2008	508.000.000,00	1.382.000.000,00	382.000.000,00	492.000.000,00	2.764.000.000,00	1.000.000.000,00	1.764.000.000,00	64%	36%
2009	457.000.000,00	1.443.000.000,00	268.000.000,00	718.000.000,00	2.886.000.000,00	1.175.000.000,00	1.711.000.000,00	59%	41%
2010	566.000.000,00	1.518.000.000,00	444.000.000,00	508.000.000,00	3.036.000.000,00	1.074.000.000,00	1.962.000.000,00	65%	35%
2011	713.000.000,00	2.014.000.000,00	582.000.000,00	719.000.000,00	4.028.000.000,00	1.432.000.000,00	2.596.000.000,00	64%	36%
2012	726.000.000,00	2.810.000.000,00	905.000.000,00	1.179.000.000,00	5.620.000.000,00	1.905.000.000,00	3.715.000.000,00	66%	34%
2013	746.000.000,00	3.526.000.000,00	1.131.000.000,00	1.649.000.000,00	7.052.000.000,00	2.395.000.000,00	4.657.000.000,00	66%	34%
	3.998.000.000,00	13.886.000.000,00	3.908.000.000,00	5.980.000.000,00	27.772.000.000,00	9.978.000.000,00	17.794.000.000,00	64%	36%

Fuente: Reporte & Energía 129 sept. 2014.

Gráfico 3
Apropiación del valor de venta de los hidrocarburos



(*) En 2005 el segmento "Retribución titular" incluye los "Costos recuperables", cuyo monto es desconocido.

Fuente: elaboración propia con base en información de YPFB.



presupuesto del Titular previamente aprobado por YPFB" y "estar contemplado en el Programa de Trabajo y en el Presupuesto, aprobado por YPFB, de la gestión correspondiente".

Por esos motivos, esta situación irregular y sus probables perjuicios, pueden ser atribuidos no sólo a la falta de transparencia y la ineficiencia de YPFB, sino al interés político del gobierno de administrar la renta petrolera obviando el control social y evadir, de esa forma, toda crítica respecto a la priorización que hace de los intereses de las empresas transnacionales.

APROPIACIÓN DEL EXCEDENTE Y APROPIACIÓN DEL VALOR DE VENTAS

El discurso cotidiano y la masiva propaganda oficial han enfatizado los cambios en la distribución del excedente proveniente de la explotación de los hidrocarburos, atribuyéndolos a su política sectorial y a la aplicación de la "nacionalización" dictada en mayo de 2006. Según la versión oficial, la nueva distribución del excedente

habría revertido la distribución vigente no sólo en la etapa neoliberal, sino la distribución dispuesta por la Ley 3058 de 2005.

Es indudable que la distribución del excedente, a partir de la aplicación de la reforma del régimen tributario contenida en la Ley 3058 y el DS 28701 ha cambiado en beneficio de los ingresos fiscales. Considerando que dicho excedente se define como la diferencia entre el Valor de Ventas de los hidrocarburos (gas natural y petróleo) y los Costos de Producción (costos de operación e inversión), el Estado a través del TGN, los gobiernos sub-nacionales, YPFB y otras instituciones, percibió como promedio anual en el período 2007-2013, un 86% del mismo, correspondiéndole a las empresas transnacionales el restante 14% como Utilidad Neta.

El cuadro I describe la composición de la distribución del excedente a lo largo de la serie 2007-2013 en términos absolutos y revelando los cambios relativos producidos en los diferentes años. También incorpora los valores absolutos de los Costos

Recuperables y de los Impuestos, compuestos por los impuestos a las utilidades y su remisión al exterior del país.

Es importante señalar que aunque la distribución del excedente señala efectivamente que el Estado controla más ocho décimas partes del mismo, respecto al valor total generado por la fuerza de trabajo sectorial y expresado en el valor de los hidrocarburos vendidos, la situación es diferente. Esto se debe a que las empresas operadoras, además de obtener una utilidad por su participación como operadoras de los campos, obtiene la devolución de la inversión realizada en las fases de exploración y explotación a través del pago que hace YPFB por concepto de Costos Recuperables.

En efecto, si sumamos la Ganancia Neta del Titular y los Costos Recuperables, tenemos 7.326 millones de dólares que percibieron las empresas transnacionales por concepto de ganancias y de devolución de inversiones, equivalentes al 26% del valor de venta de los hidrocarburos durante los siete años considerados. Esa participación de las empresas transnacionales está compuesta por un 14% de Costos Recuperables —devolución de sus inversiones— y un 12% de Utilidad Neta; en términos absolutos: 3.998 millones de dólares y 3.328 millones de dólares, respectivamente⁶.

Dichos costos incluyen, como hemos visto, no sólo el valor de la inversión en activos fijos o bienes de capital, sino una extensa variedad de costos de operación que en el período 2007-2012 alcanza como promedio el 31% del total de costos, por lo que su composición y, más que todo, su reconocimiento como costos imprescindibles para la producción —atribución que corresponde a YPFB—, pueden determinar la magnitud real del excedente y su apropiación efectiva.

LA APROPIACIÓN DEL VALOR TOTAL Y EL RESULTADO NETO DE LA "NACIONALIZACIÓN"

Para aclarar la situación resultante de incluir los CR como una fracción apropiada por las empresas transnacionales y de considerar en lugar de la Utilidad Neta la Utilidad Bruta

—valor de la ganancia antes de ser gravada por los impuestos IUE e IRUE—, en el gráfico 2 y el cuadro 2, presentamos el cálculo de la participación o distribución del valor de ventas de los hidrocarburos.

Como se observa, la distribución del valor total de los hidrocarburos realizados en el mercado cambia respecto a la distribución del excedente, debido a la inclusión de los CR como parte de la fracción de la que se apropian las transnacionales y la exclusión de los impuestos.

Finalmente, tenemos la participación de los diferentes actores sobre el valor de los hidrocarburos. Este ejercicio, además de destacar los

Cuadro 3
Costos Recuperables y Recuperados
(En millones de dólares)

	C. Villegas	YPFB web
2007	282,00	295,79
2008	508,00	502,49
2009	457,00	573,67
2010	566,00	640,55
2011	713,00	761,63
2012	726,00	786,18
2013	746,00	746,00
	3.998,00	4.306,30

Fuente: Reporte Energía # 129, del 1 al 15/9/2014 y página web YPFB.

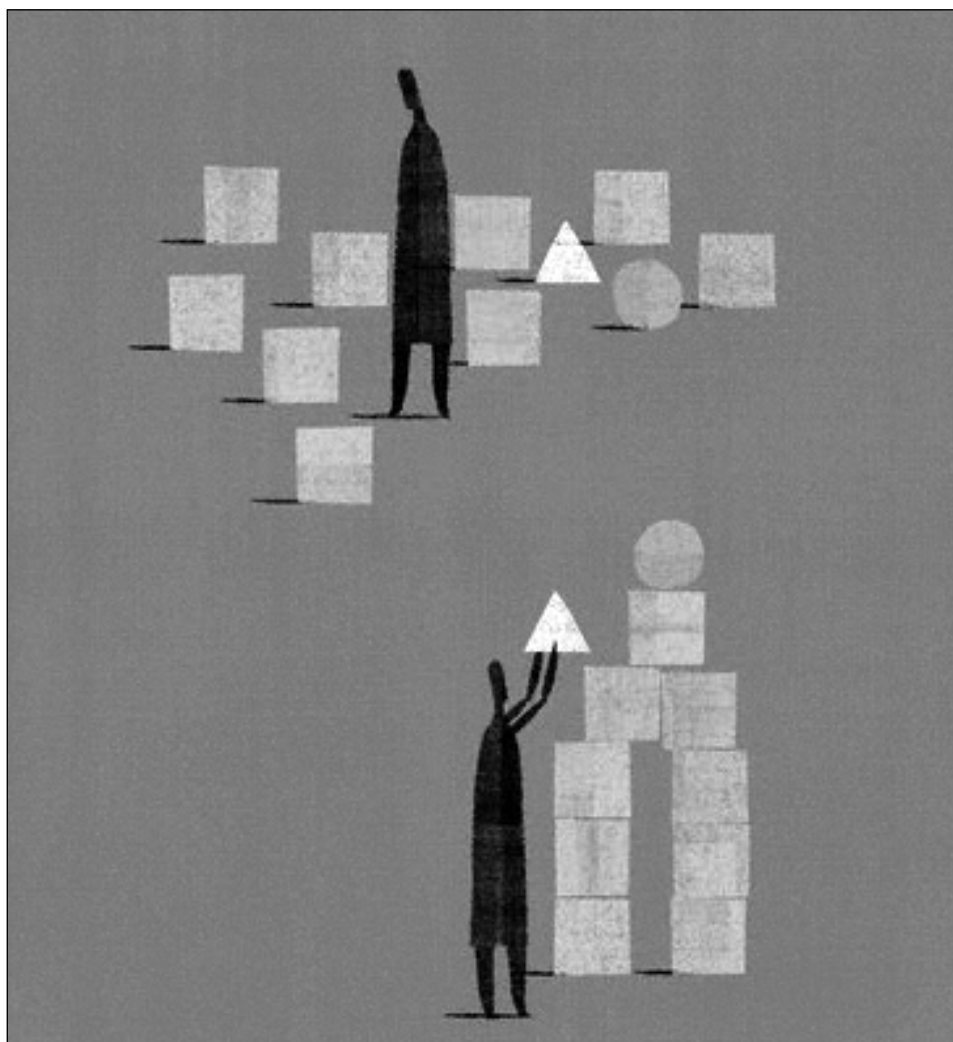
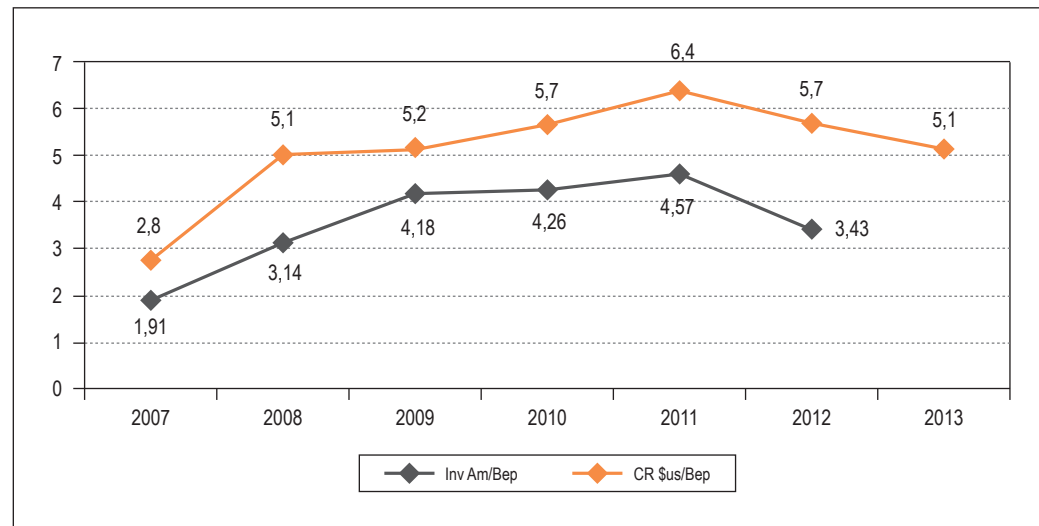


Gráfico 4
Inversiones amortizadas/producción y Costos Recuperables/producción



Fuente: elaboración propia con base en: Reporte Energía # 129, YPFB, página web y Boletín Estadístico, varios años.

cambios esenciales que se definieron en el régimen de regalías por la Ley 3058 y el DS 28701, tiene la virtud de permitir la comparación —del gusto del discurso oficial— entre los valores percibidos por el Estado y las transnacionales en etapas previas a la actual gestión gubernamental, en las que se desconocía la magnitud absoluta y relativa de los costos.

En el gráfico 3 se puede observar que la diferencia en la apropiación por el Estado del valor total de los hidrocarburos —su precio comercial— entre 2005 y 2013 se limita al 16% que percibe YPFB, debido a que las alícuotas de los impuestos están determinadas por el régimen general de impuestos de la Ley 843 y no fueron modificadas por las leyes sectoriales posteriores. Por tanto, el valor de los impuestos y su participación relativa, no están determinados por la “nacionalización” y dependen esencialmente de la magnitud de la utilidad —en última instancia, de la productividad.

Además, se debe mencionar que el segmento de los impuestos probablemente sería mayor en 2013 si no se hubiese incluido como costos recuperables el valor de los demás impuestos indirectos (IVA, IT, etc.), pues

Si se toma en cuenta que el valor de ventas en 2005 fue de 1.184 millones de dólares y en 2013 de 7.052 millones de dólares, los valores, en términos absolutos, que se apropiaron en ambos años los titulares fueron de 511 millones de dólares y 1.593 millones de dólares, respectivamente.

al hacerlo no sólo que son restituidos al titular (favoreciéndoles en relación a los otros consumidores), sino que ocasionan que el cálculo de la utilidad para efectos del pago de los impuestos a la ganancia se reduzca.

Si se toma en cuenta que el valor de ventas en 2005 fue de 1.184 millones de dólares y en 2013 de 7.052 millones de dólares, los valores, en términos absolutos, que se apropiaron en ambos años los titulares fueron de 511 millones de dólares y 1.593 millones de dólares, respectivamente. Es decir que pese a la “nacionalización”,

las empresas transnacionales triplicaron sus ingresos. Esto responde a que en el capitalismo, especialmente en épocas de crisis, la masa del excedente resulta más importante que su tasa a la hora de determinar la permanencia de los capitales en cualquier negocio; en otras palabras, es el resultado del incremento del volumen de ventas gestionado por el gobierno del MAS y el incremento de sus cotizaciones internacionales, en particular del gas natural.

COSTOS E INEFICIENCIA CRECIENTES QUE AFECTAN AL PAÍS

Tomemos en cuenta para el análisis una u otra de las fuentes mencionadas, la información sobre Costos Recuperables muestra que éstos han ido aumentando a lo largo de los últimos nueve años. Esta situación ha sido reconocida por las propias autoridades gubernamentales, mostrando una creciente preocupación por los impactos que este fenómeno podría tener para el país y, en especial, para las empresas transnacionales⁷.

Un hecho que incide en la magnitud de los CR radica en la inclusión de montos de inversión inflados en

Con todo, lo más importante y que debería ser motivo de preocupación nacional, es que el incremento de los costos supera el incremento de la producción. En otras palabras, revela una creciente ineficiencia productiva y económica de la operación en manos privadas.

los Contratos de Operación firmados en 2006. Como se sabe, YPF reconoce o devuelve a las transnacionales el valor de las inversiones realizadas antes de la “nacionalización” de mayo de 2006. Según los datos de Costos Recuperables, desde el año 2007 se amortizan valores superiores a los valores de la inversión de la gestión en curso, debido a que se amortiza inversiones anteriores incluidas “de buena fe” —aunque sujetas a auditorías y, en último caso, a un peritaje cuyos resultados serían vinculantes—, en los contratos en su anexo G, Inversiones Realizadas.

Como el gobierno no tomó en cuenta las auditorías llevadas a cabo por los equipos de auditores bajo la coordinación del Viceministro de Exploración y Producción, Ing. Enrique Mariaca, es probable que los montos de inversión y depreciación consignados de manera provisional sean los que se están reconociendo mediante los Costos Recuperables.

La incidencia y consecuentemente el daño económico para YPF, que ocasionaría el reconocimiento del total de las inversiones declaradas por las empresas podría alcanzar una cifra elevada. En efecto, de acuerdo a Miguel Delgadillo que redactó el informe final de las auditorías, ese daño podría llegar a montos de 1.176 millones de dólares o 1.416 millones de dólares, que corresponden a la diferencia entre el saldo de las inversiones declaradas por las empresas: 2.457,08 millones de dólares y 1.281,06 millones de dólares o 1.040,52 millones de dólares correspondientes a las cifras



resultantes de los ajustes identificados por las auditorías.

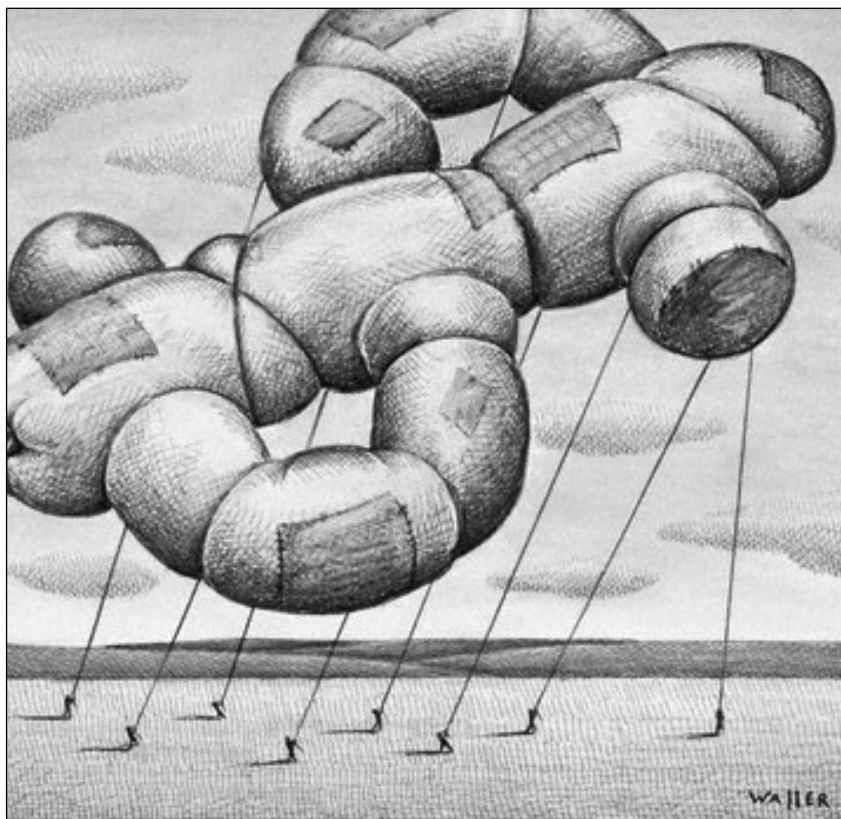
Con todo, lo más importante y que debería ser motivo de preocupación nacional, es que el incremento de los costos supera el incremento de la producción. En otras palabras, revela una creciente ineficiencia productiva y económica de la operación en manos privadas.

El gráfico 4 revela que el costo unitario, medido como la relación entre los CR anuales y el volumen de producción anual de hidrocarburos expresado en términos energéticos (barriles equivalentes de petróleo, bep), se incrementó durante la mayor parte de los años del período, habiendo alcanzado su nivel máximo en 2011 con 6,4 dólares por bep. Además, el costo unitario promedio de los seis años posteriores a 2007, fue el doble del costo del primer año, mientras que el

volumen promedio sólo varió en 10% en el mismo tiempo. Así, resulta una medida de la reducción de la productividad de las operaciones.

La otra relación: inversión amortizada y producción, reflejada en la línea azul del gráfico, expresa el incremento de la inversión en activos fijos reconocida a las empresas operadoras respecto al volumen de producción de hidrocarburos en la misma gestión; en otros términos, expresa la caída de la eficiencia del capital empleado y cuyo valor anual de depreciación se integra al valor bruto de la producción; es una medida que refleja también la caída de la productividad.

Esta situación se produce en el marco de una indudable falta de transparencia —sino de control— por parte de la empresa estatal y en un contexto de caída de las cotizaciones internacionales del petróleo que



podría agravar aún más los riesgos que conlleva esta disminución de la productividad.

A MANERA DE CONCLUSIONES

La gestión de los contratos de operación por parte de YPFB mantiene el secretismo característico de la contabilidad de las transnacionales que les permite a los capitalistas inflar las ganancias presentando fraudulentamente los supuestos costos de producción. En este sentido, la definición de los Costos Recuperables incluye rubros cuya necesidad para la producción resulta discutible.

Como el factor “B” del anexo “D” de los contratos —que determina el porcentaje en el que YPFB participará de las utilidades de cada campo— es fijado dependiendo del precio de venta del gas natural y del *residuo* entre inversiones acumuladas e inversiones amortizadas, el monto de las *inversiones reconocidas* por el gobierno a los titulares —bajo los criterios de los Costos Recuperables— resulta crucial, por lo que asume en la actualidad

La magnitud y la evolución de los Costos Recuperables, ratifican la noción de que la política hidrocarburífera del actual gobierno garantiza por encima del interés nacional el interés del capital transnacional, pues con la falta de transparencia le permite operar tranquilamente al margen de toda crítica popular.

casi un carácter de secreto de Estado.

Más aún, en consonancia con la permisividad que demuestra en la inclusión de costos por parte de las operadoras, el gobierno elude referirse a la creciente ineficiencia productiva de las mismas. Finalmente, burlando la propia definición de Costos de Capital del DS 29504, el reconocimiento de la inversión se hace en ausencia del cumplimiento de la obligación de “incrementar y/o mantener

los volúmenes de producción y reservas de hidrocarburos así como mejorar la recuperación de estas últimas”.

Por todo ello, se puede afirmar que la magnitud y la evolución de los Costos Recuperables, ratifican la noción de que la política hidrocarburífera del actual gobierno —autodenominada de nacionalización—, garantiza por encima del interés nacional el interés del capital transnacional, pues con la falta de transparencia le permite operar tranquilamente al margen de toda crítica popular. Se repite el mito profundo de que sólo la inversión extranjera puede desarrollar el país porque cuenta con los recursos y conoce la técnica, cosa que es una verdad a medias, pues la evidencia dice que es el Estado el que financia la inversión y que la incapacidad técnica no es una constante, sino que deriva de la naturaleza de clase de las fracciones que detentan el poder.

NOTAS

1. Ver en: http://issuu.com/bzgroup/docs/edicion_129_-_completo_-_reporte_en/1.
2. Ver: MHE. Más de \$us 21 mil millones recibió Bolivia gracias a la nacionalización de los hidrocarburos, en: http://issuu.com/ministeriodehidrocarburos/docs/separata_hidrocarburos.
3. Ver en: http://www1.yxfb.gov.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=101&Itemid=95&limitstart=5.
4. Se debe aclarar que en el sitio web de YPFB, los datos para los años 2007 y 2008 se denominan “costos recuperables aprobados” y los correspondientes a los posteriores años se denominan “costos reportados”.
5. Ver: Página Siete del 26/09/2014.
6. Según otros analistas, considerando datos que incluyen los años 2006, 2013 y 2014, el monto que percibirían las empresas transnacionales llegaría a 9.700 millones de dólares. http://www.erbol.com.bo/noticia/economia/07102014/petroleras_reciben_el_97_de_los_costos_y_su_retribucion_suma_us8000_mm
7. Ver: <http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/yxfb-petroleras-mainmenu-118/69263-yxfb-advierte-un-incremento-sustantivo-de-costos-por-servicios-petroleros.html>.

¿SUPERAVIT O DEFICIT FISCAL?

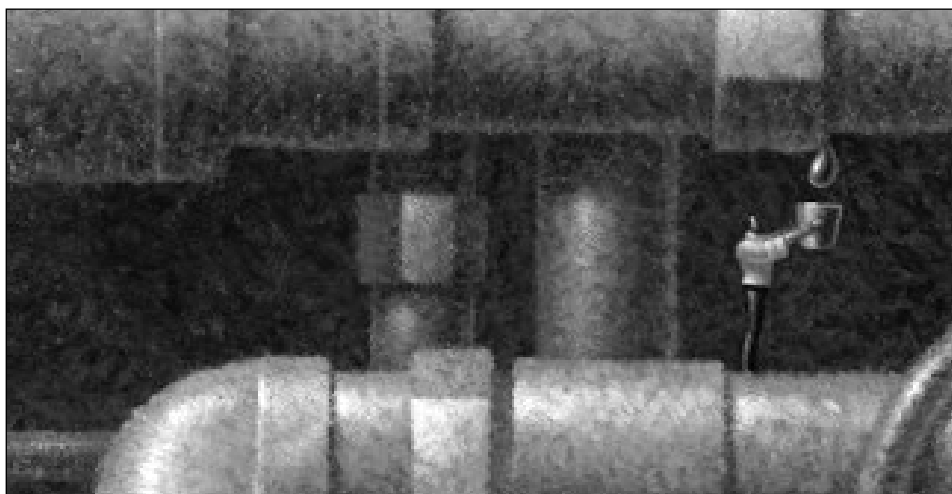
Frente a la caída en el crecimiento del producto que la región se deberá aplicar medidas fiscales que apoyen la demanda agregada y atiendan los déficits estructurales, el déficit boliviano está previsto para 2015. Los ocho años de superavit fiscal son producto de una sobreestimación del gasto público y una subestimación de los ingresos. Así los recursos pasan a los gobiernos subnacionales y a instituciones públicas que, por diversas razones, no los ejecutan al 100%, por ley el restante pasa a la gestión siguiente, creando un colchón económico. Este boletín explica este proceso y sus mecanismos.

Con la crisis financiera de 2008 los diferentes gobiernos de América Latina impulsaron una serie de medidas de carácter fiscal orientadas a reactivar e impulsar la demanda agregada, el camino fue la expansión del gasto público, es así que en el 2009 se registró un déficit del 2,8% del Producto Interno Bruto (PIB), poco más de dos puntos porcentuales que el registrado en 2008. Cinco años después de la crisis, tenemos un escenario fiscal que no está lejos del observado en los primeros años de ese episodio, datos de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), dan cuenta que desde el 2012 hay una deterioro de las finanzas públicas, para el 2013 el déficit registrado fue de 2,5% y se prevé un dato similar¹ para el 2014.

Por otro lado, el crecimiento económico en la región tiene un comportamiento similar a lo descrito anteriormente. En 2010 producto de las políticas económicas, principalmente por una política fiscal expansiva, y de un escenario externo favorable se registró un aumento en el PIB del 5,8%, sin embargo, ese nivel no pudo mantenerse, en el 2013 la tasa de crecimiento fue mucho menor, alcanzando el 2,5%, para el 2014 la CEPAL y el Fondo Monetario Internacional (FMI) prevén un 2,2% o un 1,3%² de crecimiento del PIB respectivamente, lo evidente es que la región se enfrenta nuevamente a una caída en el crecimiento del producto, tendencia que demandará medidas fiscales que apoyen la demanda agregada, pero también atiendan los déficits estructurales de la oferta agregada.

BOLIVIA: ENTRE EL DÉFICIT Y EL SUPERÁVIT

En este escenario, Bolivia en la programación de las finanzas públicas



ha propuesto escenarios deficitarios, en un primer momento en respuesta a los posibles efectos de la crisis internacional y posteriormente frente a la búsqueda de una mayor presencia del Estado en la economía.

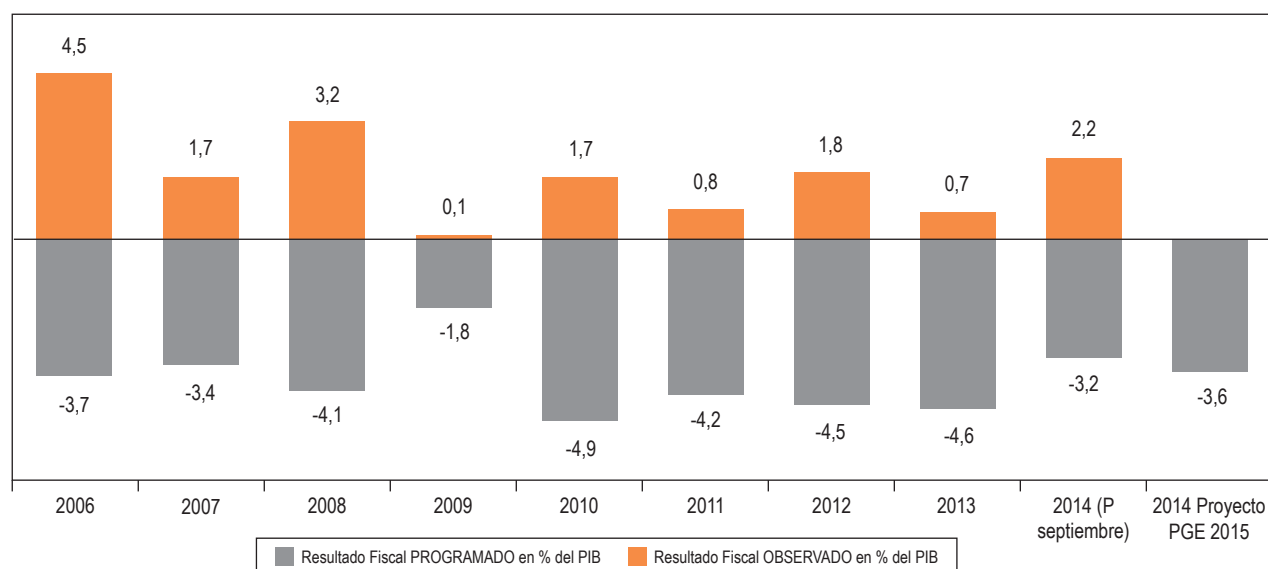
Desde el 2006 el ejecutivo nacional programó en nueve ocasiones un déficit fiscal, es decir, en cada ejercicio fiscal se estimó que el gasto público superaría los ingresos públicos. Durante estos nueve años resaltan tres momentos (Gráfico 1): i) en la gestión 2009, se programó el déficit más bajo de 1,8%, equivalente a 2.494 millones de bolivianos; ii) en 2010, se registró el déficit más alto de casi 5%, esa programación busco enfrentar los efectos de la crisis financiera, por lo que se estimó 6.246 millones de bolivianos como sobregasto; iii) finalmente, pese a que en los últimos años no se ha cumplido con lo programado, se ha persistido en una programación deficitaria, el 2014 se programó un déficit de 3,2% y se estimó para el 2015 un déficit del 3,6%, cifras que están por debajo de lo programado en 2010 (5%), pero en términos absolutos está

por encima, para el 2014 se estimó un déficit de 6.823 millones de bolivianos y para el 2015 se prevé que el gasto público sobrepasará a los ingresos públicos en 8.939 millones de bolivianos, con estas cifras se busca una fuerte presencia del Estado y para el 2015 en un contexto de crisis la política fiscal apuntaría a responder los déficit en la oferta agregada y a impulsar la demanda agregada.

No obstante, los datos observados para cada ejercicio fiscal, nos muestra un escenario totalmente diferente, pues se han registrado ocho años de superávit fiscal (2006-2013). En 2006 se registró un superávit del 4,5%, equivalente a 4.132 millones de bolivianos, que se explica principalmente por los ingresos que generó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), y entre el 2007 al 2013 en promedio anual el superávit fue de 2.025 millones de bolivianos por año.

Pese a estos resultados, el Estado ha contratado nueva deuda, que permita a la administración central el ejecutar proyectos nacionales, según datos del BCB, entre el 2006 al 2013

Gráfico 1
Resultado Fiscal Programado vs. observado



Fuente: Fuente: Elaboración propia en base a datos oficiales.

Nota: (1) La cifra de superávit de la gestión 2014 se identificó considerando la ejecución a septiembre de este año.

(2) Para estimar el dato de 2014 se consideró el PIB nominal estimado por el FMI.

se contrató 7.645 millones de dólares, con la particularidad que entre el 2012 y 2013 se emitió bonos soberanos por un monto total de 1.000 millones de dólares.

Estas cifras muestran que la combinación de una sobreestimación del gasto público, con la subestimación de los ingresos y el aumento en la contratación de deuda alimentan un escenario fiscal positivo que por su recurrencia parece ser un resultado esperado en cada ejercicio fiscal, pues esa estimación no considera las dificultades en la gestión del gasto o la subestimación en determinados parámetros. Asimismo, esta tendencia permite configurar en el corto plazo un colchón financiero que puede atenuar la caída en el precio del petróleo.

La diferencia entre lo observado y lo programado ha alimentado un balance favorable en la gestión fiscal. No obstante, estos resultados esconden ciertas dificultades en la gestión fiscal, como ser:

En este escenario, Bolivia en la programación de las finanzas públicas ha propuesto escenarios deficitarios, en un primer momento en respuesta a los posibles efectos de la crisis internacional y posteriormente frente a la búsqueda de una mayor presencia del Estado en la economía.

- 1) *Ingresos fiscales no previstos, puede llevar al manejo discrecional del gasto y contribuye a una lectura de baja gestión del gasto en los gobiernos subnacionales: municipios y gobernaciones y otras instancias del sector público durante el ejercicio fiscal han recibido mayores recursos a los previstos en su programación anual inicial. Es el caso de todos los gobiernos subnacionales, situación que tiende a*

crear presiones en la gestión del gasto, obligando en algunos casos a la ejecución de proyectos o actividades que no respondan a una lógica estratégica de desarrollo territorial.

Por ejemplo, la Gobernación de Santa Cruz durante el ejercicio fiscal 2012 recibió en seis ocasiones recursos adicionales y para el 2013 fue en cinco ocasiones por diferentes conceptos. En 2012 el aumento de recursos fue en casi la misma cantidad que lo presupuestado inicialmente, en tanto que en 2013 esos recursos adicionales representaron un tercio de lo inicialmente programado (Cuadro 1).

Por otro lado, se debe considerar que estas nuevas transferencias de recursos se hacen en distintos momentos del ejercicio fiscal, e incluso a casi la finalización de la gestión lo que imposibilita su asignación al gasto e inversión, situación que luego deriva en un incremento del saldo en caja y bancos.

Cuadro 1
Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz
Presupuesto Inicial y Adicionales
 (en bolivianos)

Descripción	Gestión 2012				Gestión 2013			
	Programado inicial	Recursos adicionales en seis ocasiones	Presupuesto vigente	% de Aumento de recursos no previstos	Programado inicial	Recursos adicionales en cinco ocasiones	Presupuesto vigente	% de Aumento de recursos no previstos
Regalías de Hidrocarburos	401.552.965	515.369.038	916.922.003	128,3	571.295.725	415.061.948	986.357.673	72,7
Regalías Forestales	4.373.991	896.354	5.270.345	20,5	3.316.973	719.906	4.036.879	21,7
Regalías Mineras	12.107.852	0	12.107.852	0,0	8.247.044	0	8.247.044	0,0
IEHD	67.673.300	0	67.673.300	0,0	77.541.887	0	77.541.887	0,0
IDH	105.696.272	78.923.325	184.619.597	74,7	145.338.750	91.470.085	236.808.835	62,9
Fondo de Compensación	32.209.960	20.681.705	52.891.665	64,2	32.275.246	0	32.275.246	0,0
Impuesto a la participación de juegos	93.976	0	93.976	0,0	0	139.953	139.953	0,0
Total general	623.708.316	615.870.422	1.239.578.738	98,7	838.015.625	507.391.892	1.345.407.517	60,5

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Gobernación de Santa Cruz.

Por ejemplo, en 2012 el primer adicional se registró en abril de ese año, el segundo y tercer adicional en junio y el cuarto adicional en noviembre de ese mismo año.

Para el 2014, la Gobernación de Santa Cruz ya registró dos momentos en los que se transfirió nuevos recursos³, estos fueron por un total de 283 millones de bolivianos, equivalente a un tercio de los recursos programados a inicio de gestión, de este monto 241 millones de bolivianos corresponde a regalías y 42 millones a IDH.

Como puede notarse en el cuadro, los principales ingresos que son modificados durante el ejercicio fiscal son aquellos que provienen por la actividad de hidrocarburos. Por un lado las regalías de hidrocarburos que en el 2012 aumentaron en un 128% y en 2013 ese incremento llegó solo al 73%; en el caso de los ingresos por IDH, estos aumentaron en un 75% y 63% en 2012 y 2013 respectivamente.

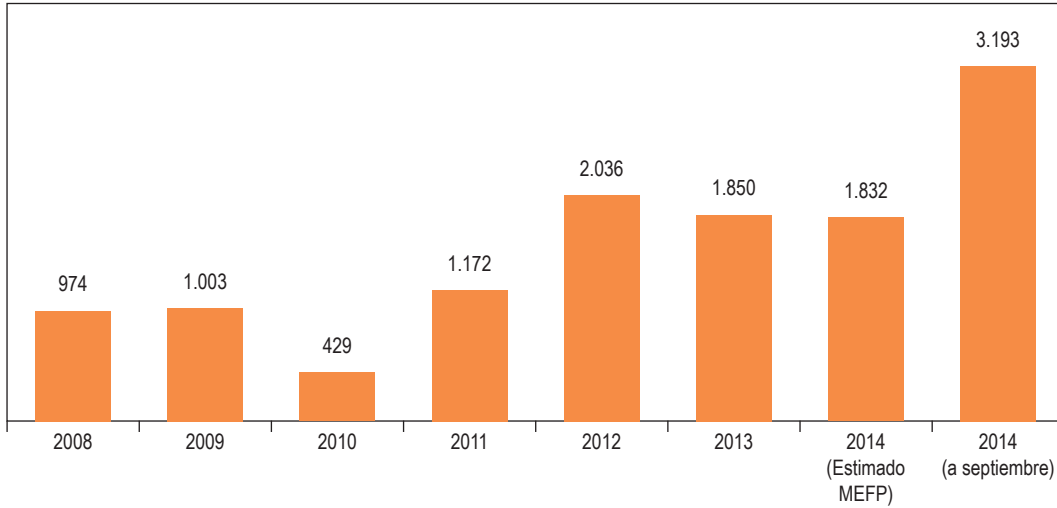
Para el caso de los municipios la situación no es diferente, por ejemplo, en 2013 el Municipio de La Paz programó recibir la suma de 339 millones de bolivianos por IDH, no obstante, en esa gestión recibió 273 millones de bolivianos más por ese concepto, es decir 80% más de recursos por IDH respecto a lo programado en esa gestión.

En términos de planificación, la disponibilidad de mayores recursos a los programados representa: i) *identificar proyectos estratégicos* que puedan ser financiados con estos nuevos recursos, lo que supone en algunos casos una interacción con organizaciones claves del territorio, no obstante este proceso no es rápido; ii) *dificultades en el registro de estos recursos*; iii) *plazos cortos para la gestión de esos recursos*, como se describió anteriormente, los nuevos desembolsos en algunos casos se hicieron a 30 días para el cierre de gestión, ello dificulta la gestión de estos recursos, derivando al final a un aumento en

caja y bancos, para evitar aquello este procedimiento requiere ser normado para que las instituciones el uso de estos nuevos recursos; iv) *burocracia para agilizar la gestión de recursos en caja y bancos*, para el uso de estos recursos se debe formular informes técnicos y jurídicos, asimismo, se conoce que los saldos en caja y bancos no se pueden asignar a gastos corrientes en las proporción establecida por ley (15%), resultando que esa proporción disminuya. Luego los informes son remitidos en primer momento a la asamblea departamental (en el caso de las gobernaciones) para luego pasar al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas o al Ministerio de Planificación dependiendo del proyecto de inversión, a lo anterior se suma los procesos en la ejecución, como es el caso del sistema de contrataciones públicas.

Lo anterior muestra una gestión fiscal compleja, que incluso puede llevar a identificar proyectos de forma discrecional y que no sean

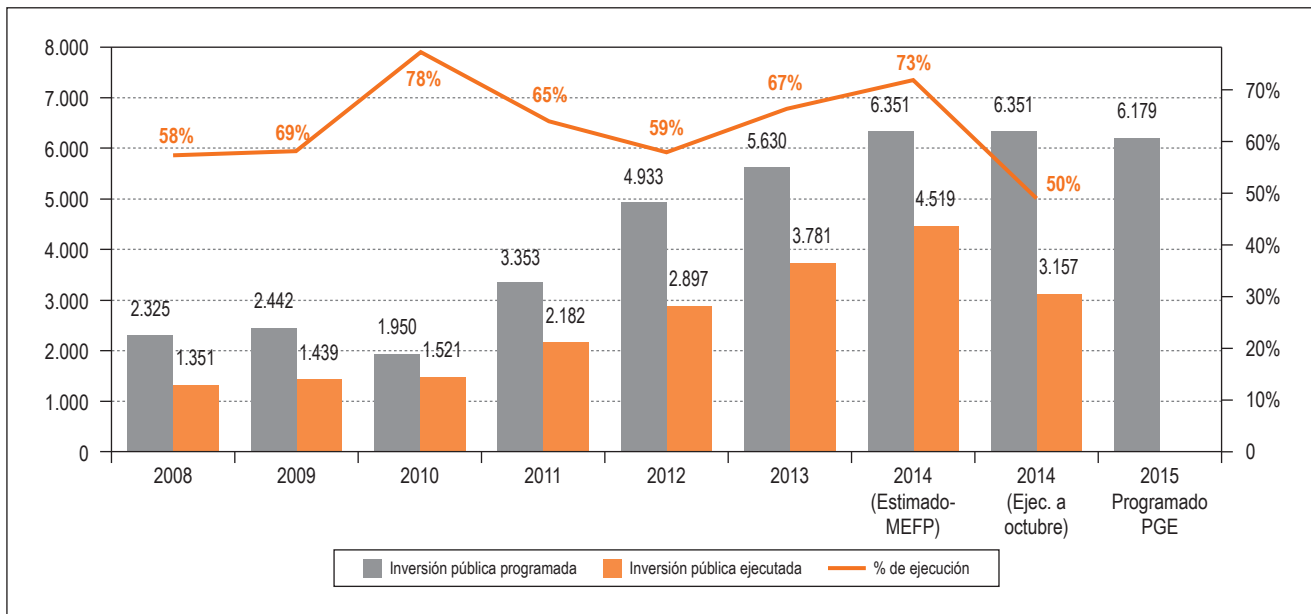
Grafico 2a
Recursos de Inversión Pública NO ejecutados por año
 (En millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del VIPFE.



Gráfico 2b
Programación y ejecución de la inversión pública
 (En millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del VIPFE.

estratégicos para sus territorios.

- ii) *Baja ejecución del gasto:* las entidades públicas aun muestran una baja ejecución en sus presupuestos.

Por un lado está el programa de inversión pública, que indudablemente muestra un incremento importante, en 2007 se ejecutó 1.000 millones de dólares y para el 2013 la ejecución fue de 3.781 millones de dólares.

No obstante, a ese comportamiento debemos considerar su programación anual, según datos oficiales⁴, entre el 2008 y 2013, la ejecución promedio anual fue 64%, es decir, que un 36% de recursos destinados a diferentes proyectos no fue ejecutado (Gráfico 2b).

Anualmente los recursos de inversión pública no ejecutados entre el 2008 al 2011 estuvieron alrededor de los 1.000 millones de dólares, a excepción del 2010 donde no se ejecutó 429 millones de dólares. A partir del 2012 esa cifra ascendió a poco más de 2.000 millones de dólares, registrando posteriormente una ligera disminución (Gráfico 2a).

El 2014 no parece ser diferente, a octubre de este año la ejecución de inversión pública llegó a solamente el 50%, lo que significa que a ese mes no se ejecutó proyectos de inversión pública por una suma global de 3.193 millones de dólares. No obstante, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) prevé que el 2014 cerrará con la ejecución del 73% de la inversión pública de ese año, lo que significa que entre noviembre y diciembre se deberá ejecutar 1.362 millones de dólares, aun en ese escenario, existiría un saldo de recursos de inversión pública no ejecutados que ascendería a 1.832 millones de dólares.

A octubre de este año las empresas locales, las universidades y los municipios registran menos del 50% de ejecución de su inversión pública, por otro lado, las empresas nacionales que en el programa de inversión concentran el 27% de la inversión pública habrían ejecutado a octubre solo el 50%, en el

El 2014 no parece ser diferente, a octubre de este año la ejecución de inversión pública llegó a solamente el 50%, lo que significa que a ese mes no se ejecutó proyectos de inversión pública por una suma global de 3.193 millones de dólares.

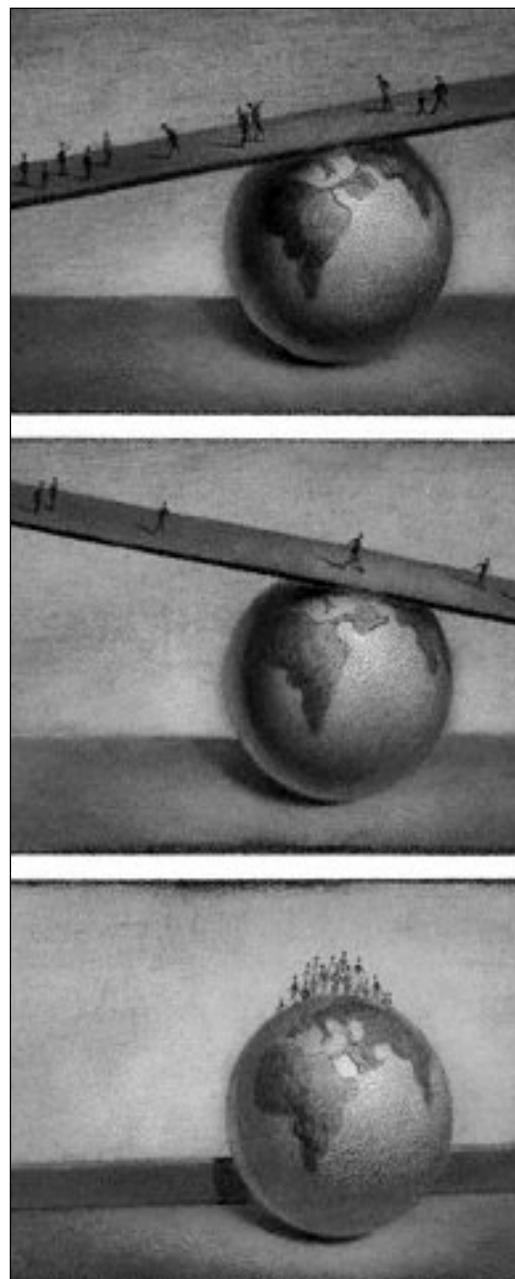
otro extremo están los fondos de inversión que muestran la ejecución más alta de 75%.

Por sector, la inversión social y productiva a octubre registra una ejecución de 43% y 49% respectivamente.

Estas diferencias conllevan a que algunos objetivos de política pública no se alcancen plenamente, pues la no ejecución de la inversión pública repercute en objetivos como la distribución del excedente, la búsqueda de un modelo económico, social comunitario y productivo, los desafíos de un desarrollo sostenible e inclusivo o la búsqueda de rentabilidad social.

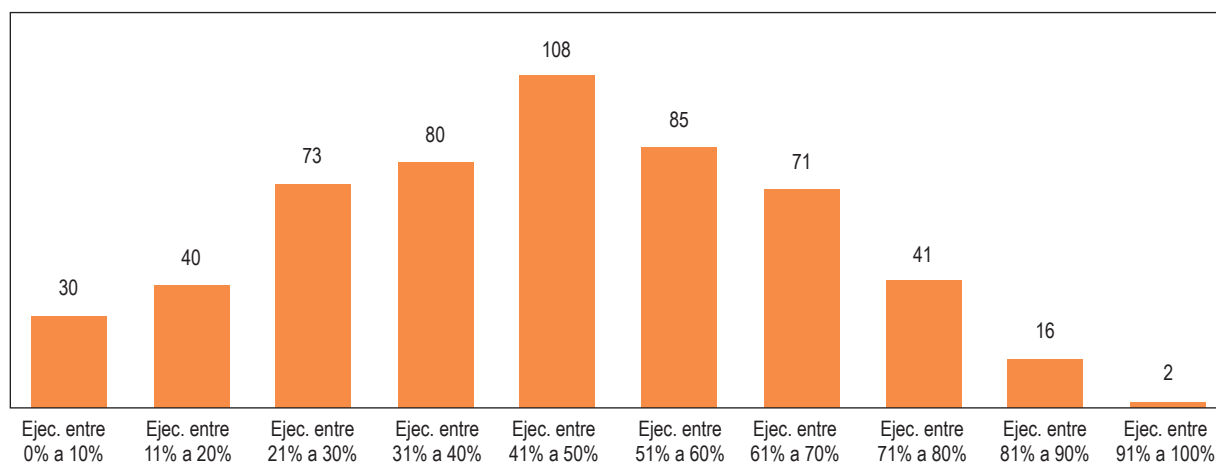
Por otro lado, si consideramos la ejecución presupuestaria según instituciones públicas, en 2014 cifras oficiales⁵ muestran que a principios de octubre la ejecución presupuestaria llegó al 50% y a fines de noviembre la ejecución llegó al 60%. Ese comportamiento reafirma la idea de que este año no se ejecutará todo el presupuesto programado inicialmente, obligando nuevamente a pasar el gasto no ejecutado a la gestión siguiente.

Por otro lado, la cifra global de ejecución presupuestaria oculta las dificultades que tiene cada institución del sector público en la ejecución de sus presupuestos. Por ejemplo: i) solo 18 instituciones públicas registran un nivel de ejecución del 81% a casi el 100%, entre estas instituciones podemos mencionar al Instituto Boliviano de la Ceguera y al Centro de Investigación y Desarrollo Acuícola



Boliviano, a la Vicepresidencia del Estado Plurinacional, y de la empresas nacionales a solo la Empresa de Apoyo a la Producción de Alimentos; ii) en el otro extremo, identificamos a 70 instituciones con un nivel de ejecución entre 0% al 20% llama la atención la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos que registra una ejecución del 8%, la Empresa Nacional de Ferrocarriles Residual y la Empresa Siderúrgica del Mutún; iii) según estas

Gráfico 3
Instituciones Públicas según ejecución presupuestaria



Fuente: Elaboración propia en base a información del SIGMA.

cifras, el 60% de las instituciones públicas registran una ejecución hasta el 50% (Gráfico 3). Por otro lado, si consideramos la ejecución según el tipo de institución, notamos que las universidades, las instituciones de seguridad social, las empresas departamentales, regionales, las empresas municipales y la administración pública financiera⁶ muestran una ejecución presupuestaria por debajo del 50%.

Estas cifras, muestran un problema recurrente en la administración pública, que requiere de medidas diferenciadas, pues en este listado están entidades del ejecutivo, universidades, gobiernos subnacionales, etc. Al igual que en la inversión pública, la no ejecución de recursos fiscales por estas entidades, supone que los objetivos y metas que se trazan cada una de ellas no se alcancen plenamente, debilitando los resultados esperados en la propuesta de desarrollo del actual

Por otro lado, si consideramos la ejecución según el tipo de institución, notamos que las universidades, las instituciones de seguridad social, las empresas departamentales, regionales, las empresas municipales y la administración pública financiera⁶ muestran una ejecución presupuestaria por debajo del 50%.

gobierno, por ejemplo, las empresas nacionales registran una ejecución del 60%, en ellas está el rol de generar excedente económico, diversificar la producción, generar empleo, etc. O en el caso de las instancias subnacionales, en las que recae la gestión y desarrollo territorial, que solo ejecutaron el

50% y 59% los municipios y gobernaciones respectivamente.

NOTAS

1. Para organismos como el Fondo Monetario Internacional el impacto de las políticas expansivas impulsadas por los gobiernos aún no ha sido revertido.
2. Ver América Latina y el Caribe: enfrentando tiempos complejos, 10 de octubre de 2014.
3. Información disponible a agosto de 2014, proporcionada por la Gobernación de Santa Cruz.
4. Cifras del Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo (VIPFE).
5. Elaboración propia en base a datos del SIGMA.
6. Este grupo se compone del Fondo de Financiamiento para la Minería, Fondo Nacional de Desarrollo Regional, Fondo de Desarrollo del Sistema Financiero y apoyo al Sector Productivo, Fondo Rotatorio de Fomento Productivo Regional y Banco Central de Bolivia.



DIRECTOR: JAVIER GÓMEZ AGUILAR
ESCRIBE: CARLOS ARZE VARGAS
JUAN LUIS ESPADA
EDICIÓN: UNIDAD DE COMUNICACIÓN
PRODUCCIÓN EDITORIAL: CEDLA



TELF.: 241 24 29 / FAX: (591-2) 241 46 25
AV. JAIMES FREYRE 2940/CASILLA 8630/LA PAZ-BOLIVIA
info@cedla.org / www.cedla.org
EL ARTÍCULO FIRMADO ES DE EXCLUSIVA
RESPONSABILIDAD DEL AUTOR