

Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo



Serie de Documentos de Trabajo sobre Desarrollo

No. 08/2006

Gas Natural y Desigualdad en Bolivia Después de la Nacionalización

por:

Lykke E. Andersen
Johann Caro
Robert Faris
Mauricio Medinaceli

Agosto 2006

Los opiniones expresados en la Serie de Documentos de Trabajo sobre Desarrollo son de los autores y no necesariamente reflejan los del Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo. Los derechos de autor pertenecen a los autores. Los documentos solamente pueden ser bajados para uso personal.

Gas Natural y Desigualdad en Bolivia

Despues de la Nacionalización*

Autores:

Lykke E. Andersen[♦]
Johann Caro^{*†}
Robert Faris[♥]
Mauricio Medinaceli[♠]

La Paz, Agosto del 2006

Resumen

Los precios altos del petróleo y el significativo incremento de los ingresos públicos provenientes de su explotación han implicado que el gas natural se vuelva muy importante para la economía boliviana. Este trabajo utiliza un modelo de Equilibrio General Computarizado (EGC) para evaluar los impactos de este boom sobre las variables macroeconómicas claves así como respecto de la distribución de ingresos en la sociedad. Desde una perspectiva macroeconómica, el boom del gas natural parece ser una bendición, pues podría elevar en cerca de un punto porcentual las tasas de crecimiento del PIB durante por lo menos una década, incrementando vigorosamente los ingresos del gobierno para realizar gastos e inversiones públicas. Sin embargo, los segmentos más pobres de la población (pequeños agricultores e informales urbanos) podrían verse seriamente afectados, sufriendo reducciones en sus ingresos reales en comparación con el escenario opuesto, es decir, sin el boom del gas. Esto quiere decir que el boom del gas natural no sólo podría causar un aumento en la desigualdad sino también una expansión de la pobreza. Este trabajo termina con algunas recomendaciones en cuanto a políticas que sugieren cómo contrarrestar los efectos secundarios negativos del boom de gas natural.

Palabras clave: Gas Natural, Desigualdad, modelo EGC, Bolivia

Clasificación JEL: Q33, Q43

* Este trabajo fue elaborado como insumo para el Proyecto “Entendiendo el Crecimiento Económico en la Región Andina, 1970-2005” en el Centro de Desarrollo Internacional de la Universidad de Harvard. Los autores del trabajo agradecen el apoyo financiero de la Fundación Milenio y aprecian especialmente los comentarios y sugerencias de Roberto Laserna y Hugo Vits.

♦ Director, Instituto de Estudios Avanzados del Desarrollo, La Paz, Bolivia (landersen@inesad.edu.bo).

*† Investigador, Instituto de Estudios Avanzados del Desarrollo, La Paz, Bolivia (jcaro@inesad.edu.bo).

♥ Investigador, Centro para el Desarrollo Internacional, Cambridge, MA (Robert_Faris@Harvard.edu).

♠ Investigador, Instituto para la Investigación Socio Económica, Universidad Católica Boliviana, La Paz, Bolivia (mmedinaceli@yahoo.com).

1. Introducción

El sector de hidrocarburos en Bolivia ha sufrido cambios dramáticos en los últimos años. Después de la capitalización de la empresa estatal de petróleo en 1996 y la aplicación de la “Ley de Hidrocarburos” No. 1689 las reservas certificadas de gas natural y de petróleo aumentaron velozmente debido a los esfuerzos crecientes de exploración. Bolivia firmó un contrato con Brasil para entregar 7.1 trillones de piés cúbicos (TPC) de gas natural a lo largo de 20 años y, después de la conclusión del gasoducto en 1999, las exportaciones de gas natural y de petróleo incrementaron dramáticamente, al punto en que representan hoy en día casi la mitad de las exportaciones del país, en comparación al 7% que representaban en 1999.

Andersen y Faris (2002) utilizaron un modelo de Equilibrio General Computarizado (EGC) para simular algunos de los cambios que podrían ocurrir en la economía boliviana debido al aumento en las exportaciones de gas, enfocándose particularmente en los cambios de la distribución de ingresos que probablemente ocurriría a partir de estos cambios económicos. El modelo indicaba que podía darse un incremento pasajero, durante 3 años, en las tasas de crecimiento del PIB de aproximadamente 2% por año, pero que luego podía esperarse un regreso al nivel de crecimiento previo. También indicaba que podía darse un incremento dramático en los ingresos para el gobierno, debido a los impuestos y las regalías recibidas del sector de hidrocarburos, pero también un fuerte incremento en la desigualdad, ya que el gobierno tiende a gastar la mayor parte de sus ingresos en trabajadores capacitados, como ser maestros, médicos, burócratas y consultores, mientras que la situación de pobreza de amplios sectores, como los pequeños agricultores, no mejoraba.

Sin embargo, desde que se llevó a cabo ese primer estudio se han dado varios cambios inesperados en el sector. En primer lugar, el precio del petróleo no se mantuvo al nivel estimado entonces, de aproximadamente 20 dólares por barril, sino que escaló a más de 60 dólares por barril. Como el precio del gas natural en el contrato estaba vinculado a la canasta de precios internacionales de petróleo, tanto las exportaciones como los ingresos del gobierno recibieron un enorme e inesperado aumento. En segundo lugar, debido al nivel

elevado de los precios, el sector de hidrocarburos se volvió extremadamente lucrativo, y el gobierno boliviano decidió incrementar las regalías, del 18% que se había acordado con las empresas durante la capitalización, al 50% que se exigió en movilizaciones a veces violentas. Sólo unos meses más tarde, el gobierno añadió otro impuesto aumentando el total de ganancias del gobierno a 82% para los dos campos de gas natural más grandes del país. Finalmente, el 1ro de Mayo del 2006, el gobierno nacionalizó el sector hidrocarburífero por tercera vez en los últimos 70 años.

Dado que los ingresos del gobierno y las exportaciones del sector de hidrocarburos se han vuelto mucho más elevados que los que se esperaban en el 2002, este trabajo proporciona una actualización del análisis de Andersen y Faris (2002).

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: la Sección 2 proporciona una historia corta del sector de hidrocarburos en Bolivia, desde el descubrimiento del petróleo hace más o menos un siglo, hasta la última nacionalización en Mayo del 2006. La Sección 3 muestra cómo los precios, volúmenes de exportación, e ingresos del gobierno han evolucionado durante las últimas décadas y proyecta cómo podrían evolucionar en el futuro.

Esas son las tres fuentes principales de información para el modelo de EGC, cuya estructura será explicada en la Sección 4. La Sección 5 aplica el modelo a fin de analizar los principales efectos estructurales de un aumento en las exportaciones de gas natural. La Sección 6 utiliza el modelo para analizar cómo estos cambios estructurales van a afectar la distribución de ingresos entre distintos tipos de hogares. Finalmente, la Sección 7 presenta las conclusiones de este análisis.

2. Una breve historia del sector del gas y el petróleo en Bolivia¹

Las reservas de petróleo se descubrieron por primera vez en Bolivia en 1896, por Manuel Cuellar, quien organizó el Sindicato Sucre para su extracción y comercialización. El Sindicato logró obtener concesiones para un total de 74.400 hectáreas en 1911, pero tuvo problemas recolectando fondos para la excavación de pozos y la construcción de una refinería. Los capitalistas bolivianos se mostraban reticentes a participar, y las negociaciones con empresas europeas se retrasaron debido a la Primera Guerra Mundial. Sin embargo, intereses chilenos acumulaban enormes concesiones de petróleo en Bolivia hasta que el gobierno de Bautista Saavedra aprobó la “Ley Orgánica de Petróleo” en junio de 1921, limitando el tamaño de las concesiones a un máximo de 100.000 hectáreas y colocando una tasa de regalías del 11%.

A pesar de la Ley, Standard Oil logró comprar más de 7 millones de hectáreas de concesiones de petróleo en Bolivia, y logró desarrollar pozos productivos en Bermejo (1924), Sanandita (1926), Camiri (1927) y Camatindi (1931).

El descubrimiento de petróleo en el sur de Bolivia habría sido una de las causas que provocó la guerra con el Paraguay (la Guerra del Chaco, 1932 – 1935), que también estaba interesado en tener acceso a esos recursos. Más de 250.000 bolivianos fueron enviados a defender esta región inhóspita y deshabitada, y más de 50.000 jóvenes bolivianos murieron, si no por balas, por sed y enfermedades. La guerra fue un desastre económico para ambos países empobrecidos. Bolivia perdió territorio a Paraguay, pero hasta ahora no se ha encontrado petróleo en el territorio perdido.

Una vez que terminó la guerra, la Standard Oil de Bolivia fue acusada de contrabandear petróleo a la Argentina evadiendo las regalías del 11%, y de no haber pagado patentes

¹ Esta sección se basa en YPFB (1996)

anuales por sus concesiones en una época de urgencia nacional. Standard Oil se había declarado “neutral” en la guerra, y en algunas ocasiones se habría negado a proveer de gasolina a los aviones bolivianos de guerra. Como consecuencia de ese comportamiento de Standard Oil, juzgado tan poco patriótico, la empresa fue nacionalizada en marzo de 1937, y se creó la empresa nacional de petróleo Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

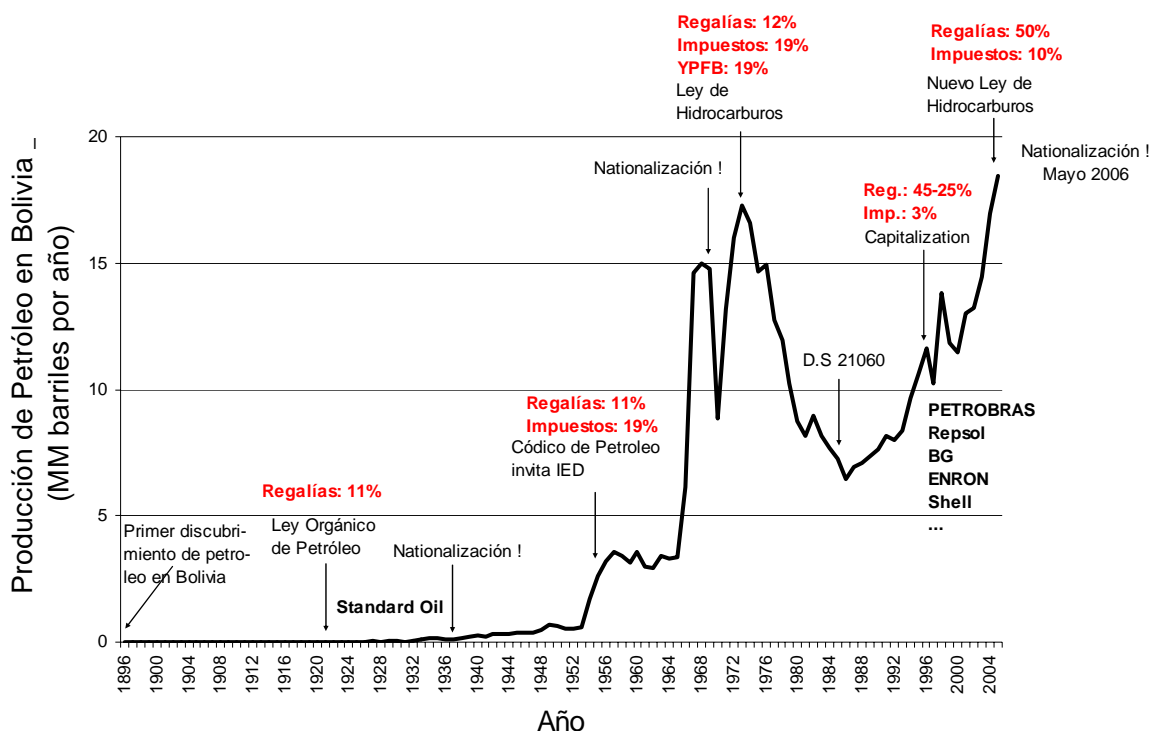
Por varios años, YPFB peleaba a causa de falta de capital y recursos humanos con experiencia. Para superar la última limitación, YPFB contrató a varios expertos extranjeros (principalmente argentinos) pero también dieron becas a estudiantes para que fueran a estudiar ingeniería petrolera, geología y química.

La empresa invirtió intensamente en actividades de exploración durante los años 40, y en los primeros años de la década de los 50 la producción finalmente despegó. En 1954, Bolivia obtuvo auto-suficiencia en este rubro por primera vez en la historia y cambió su estatus de importador a exportador de petróleo.

Habiendo encontrado reservas petrolíferas significativas, el país se dio cuenta que no tenía el capital para explotarlas racionalmente, así que en octubre de 1955 decretó una nueva ley, “El Código del Petróleo”, el cual se abrió para las inversiones extranjeras directas. Aparte de las regalías que ya existían del 11%, esta ley añadía un impuesto del 19% sobre la producción bruta.

Catorce empresas petroleras llegaron al país en los siguientes años, de las cuales Bolivian Gulf Oil era la más importante. Luego de un periodo de estancamiento, la producción de petróleo quintuplicó pasando de cerca de 3 millones de barriles por año en los primeros años de la década de los años 60, a 15 millones de barriles en el año 1968 (ver la Figura 1 abajo)

Figura 1: Producción de petróleo en Bolivia, 1896 - 2005



Fuente: Elaboracion del autor basada en informacion de YPFB.

Con el sector petrolero nuevamente lucrativo, el gobierno decidió nacionalizar la empresa Bolivian Gulf Oil en Octubre de 1969. A la empresa se le adjudicaron un poco más de 100 millones de dólares en compensación, a ser pagados con petróleo de los campos petroleros nacionalizados.

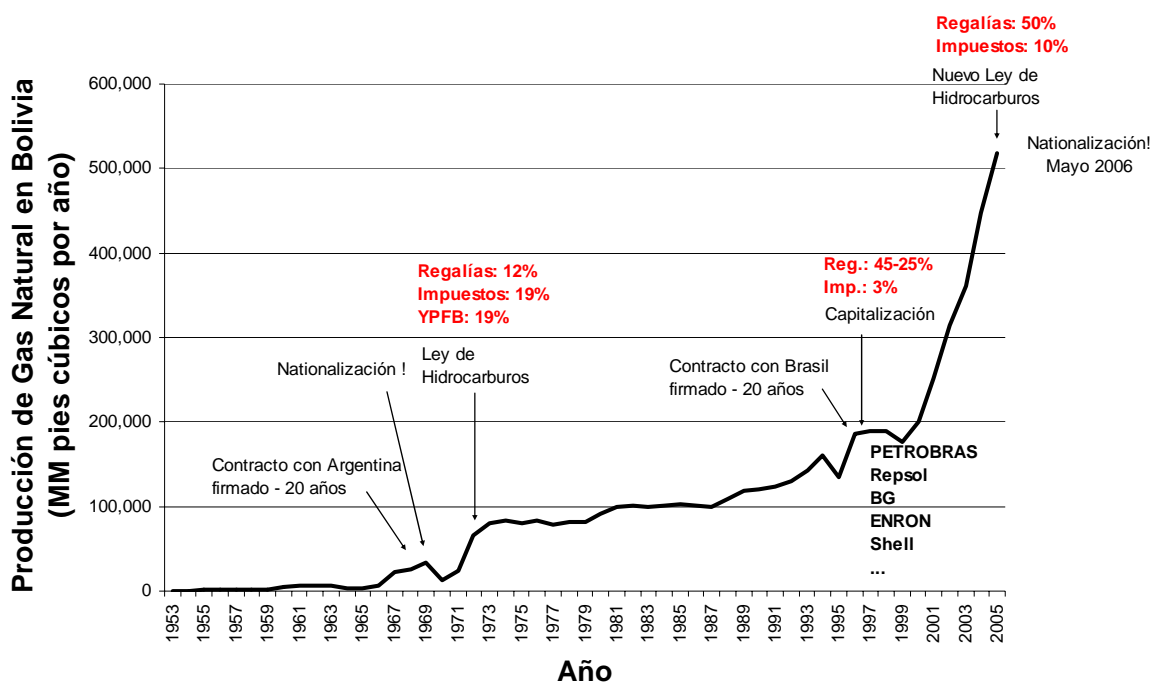
La nacionalización produjo un retraso temporal, ya que el Banco Mundial suspendió el financiamiento y la información operacional desapareció junto a Bolivian Gulf. Sin embargo, ya en 1972, la producción alcanzó un nuevo récord de 17 millones de barriles.

Se requerían más inversiones con urgencia para tomar ventaja de los precios extremadamente altos del petróleo a principio de los setenta, así que el gobierno aprobó una nueva norma, la “Ley General de Hidrocarburos” en 1972, lo que permitió compartir acuerdos de producción entre YPFB y empresas extranjeras. Las regalías se elevaron a un 12%, se mantuvo el impuesto adicional 19%, pero se debía pagar otro 19% de producción

en bruto a YPFB, lo que significaba que el total que el gobierno recaudaba ahora era el 50%.

Durante los años 70, trece compañías extranjeras firmaron contratos con YPFB e invirtieron alrededor de 220 millones de dólares en este sector. Un contrato muy importante fue firmado con Argentina para entregar gas natural a través de un gasoducto por un periodo de 20 años empezando en 1972. Esto marcó el comienzo del boom del gas natural de Bolivia (ver figura 2).

Figura 2. Producción de Gas natural en Bolivia, 1953 – 2005



Mientras la producción de gas natural se mantuvo estable por las siguientes dos décadas para satisfacer el contrato con Argentina, la producción de petróleo cayó bruscamente en la segunda mitad de los años 70 debido a la caída de los precios del petróleo. Tanto porque dejó de ser lucrativo debido a los precios bajos como a los impuestos altos, como también porque el país entró en una crisis general durante la primera mitad de los años 80.

La producción empezó a recuperarse nuevamente, junto con el país, después de la implementación del Decreto Supremo 21060, el cual puso fin a la hiperinflación y a la crisis económica con la introducción de políticas de estabilización y la apertura de la economía. Como parte de la liberalización de la economía, YPFB fué capitalizada (de manera semi-privatizada) en 1996, y empresas extranjeras se encargaron de la administración del sector, mientras los bolivianos mantenían una parte importante de la propiedad a través de los Fondos de Pensiones (Fondo de Capitalización Colectiva).

De acuerdo a la “Ley de Hidrocarburos”, las regalías variaban entre el 50% para los campos de producción que ya funcionaban, y del 18% para los nuevos campos. Además, había varios impuestos a las utilidades, pero debido a las grandes cantidades de inversión en el sector durante los últimos años de los 90, las empresas reportaron bajas utilidades al principio y de este modo pagaron muy poco en impuestos en esta primera temporada.

A medida que las empresas lograron desarrollar los campos nuevos de producción, fue disminuyendo la importancia relativa de la producción de los campos viejos de petróleo de modo que la ganancia total del gobierno bajó de casi el 50% justo después de la aprobación de la ley, a un promedio del 30% tan solo seis años más tarde, aunque a niveles de producción muy superiores. En 1996, justo después que se aprobó la Ley de Hidrocarburos, se firmó un contrato de exportación de gas natural con el Brasil, prometiendo la entrega de 7.1 trillones de pies cúbicos diarios a lo largo de un período de 20 años. Se construyó un gaseoducto de varios billones de dólares para llevar el gas a Sao Paulo y, una vez completado, las exportaciones de gas comenzaron a aumentar rápidamente. Los precios también se elevaron, lo que significó que el sector de petróleo y gas se volviera nuevamente muy lucrativo, y el gobierno de Bolivia decidió que quería una tajada más grande del pastel. Primero, incrementó las regalías a un 50% en el 2005, y luego en mayo del 2006 nacionalizó el sector de hidrocarburos por tercera vez, como ya se dijo, en 70 años.

3. La evolución de las variables clave

Reservas y producción

Esta sección presenta información más detallada acerca de la producción de petróleo y gas natural en el período entre 1998 y 2005. La producción es presentada por la empresa que es operadora del campo. Por ejemplo, la producción del campo de San Alberto es compartida entre tres empresas en las siguientes proporciones: 50% de Andina, 35% de Petrobras y 15% de Total E&F. De todos modos, Petrobras es la empresa operadora de los campos, lo que quiere decir que estos números deben ser entendidos a nivel de campo, y no desde el punto de vista de la empresa.

La Tabla 1 representa la producción de gas natural sujeta al pago de regalías e impuestos para el período comprendido entre 1998-2005, los campos más importantes están detallados para cada uno de los operadores. Se observa la participación importante de dos campos grandes (San Alberto y Sábalo). De hecho, una gran parte del crecimiento reciente de la producción de gas natural es debido a la producción proveniente de estos dos campos.

Dos factores explican la importancia de estos dos campos en la producción total. El primero es la asignación de producción a los mismos en el Acuerdo de Venta de Gas (GSA²) a Brasil. Según la cláusula 21.2 del contrato, los campos de San Alberto y de Sábalo tienen que abastecer el 40.2% y 32.2% respectivamente de los 30.08 MM de metros cúbicos de gas natural por día contratados en el AVG³. El segundo factor es explicado por el nivel de reservas en esos campos.

² Por sus siglas en inglés.

³ Un metro cúbico corresponde a 35.3146 pies cúbicos.

Tabla 1: Producción de gas natural (Millión de pies cúbicos por día)

| Operador | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Andina | 100 | 80 | 108 | 126 | 164 | 135 | 179 | 168 |
| Río Grande | 24 | 20 | 59 | 78 | 75 | 49 | 82 | 71 |
| Sirari | 19 | 17 | 22 | 23 | 24 | 13 | 17 | 20 |
| Víbora | 39 | 28 | 25 | 24 | 34 | 34 | 38 | 43 |
| Otros | 18 | 16 | 2 | 1 | 30 | 39 | 42 | 34 |
| Chaco | 79 | 73 | 77 | 108 | 103 | 104 | 116 | 114 |
| Bulo Bulo | - | - | 14 | 54 | 69 | 58 | 33 | 52 |
| Carrasco | 45 | 39 | 33 | 11 | 11 | 15 | 18 | 19 |
| San Roque | 23 | 18 | 13 | 9 | 7 | 6 | 5 | 5 |
| Vuelta Grande | 11 | 17 | 17 | 34 | 13 | 15 | 28 | 24 |
| Kanata | - | - | - | - | 3 | 10 | 28 | 14 |
| Otros | - | - | - | - | 0 | 0 | 5 | 0 |
| Vintage | 28 | 22 | 38 | 35 | 26 | 25 | 32 | 18 |
| Repsol YPF | - | 0 | 27 | 24 | 11 | 8 | 12 | 81 |
| Margarita | - | - | - | - | - | - | 0 | 65 |
| Otros | - | 0 | 27 | 24 | 11 | 8 | 12 | 16 |
| Petrobras Energia | 25 | 18 | 28 | 37 | 35 | 36 | 35 | 34 |
| Petrobras | - | - | - | 96 | 153 | 333 | 526 | 677 |
| San Alberto | - | - | - | 96 | 153 | 200 | 173 | 304 |
| Sábalo | - | - | - | - | - | 132 | 352 | 373 |
| Pluspetrol | 6 | 5 | 3 | 5 | 10 | 9 | 1 | 24 |
| Tacobo | - | - | - | - | - | - | - | 23 |
| Otros | 6 | 5 | 3 | 5 | 10 | 9 | 1 | 1 |
| Dong Won | 0 | - | - | - | - | - | 0 | - |
| BG | 35 | 23 | 32 | 42 | 79 | 39 | 56 | 60 |
| TOTAL (MM pc/día) | 273 | 222 | 312 | 473 | 582 | 688 | 957 | 1,177 |
| TOTAL (MM metros cúbicos/día) | 8 | 6 | 9 | 13 | 16 | 19 | 27 | 33 |
| TOTAL(1) (MM metros cúbicos/día) | 8 | 6 | 9 | 11 | 12 | 10 | 12 | 12 |

Fuente: Elaboración propia en base de información de YPFB.

(1) Total sin los campos grandes.

La Tabla 2 muestra que San Alberto y Sábalo (ambos en el departamento de Tarija) juntos tienen un 46% del total de las reservas de gas natural, a partir de Enero del 2005.

Tabla 2: Reservas de Gas Natural (Trillones de pies cúbicos o TCF)

| Campos | Reservas (01.01.05) | Porcentaje de reservas |
|--------------|------------------------|---------------------------|
| San Alberto | 11.7 | 24% |
| Sábalo | 10.7 | 22% |
| Margarita | 10.5 | 22% |
| Itau | 7.8 | 16% |
| Otros | 8.1 | 17% |
| Total | 48.8 | 100% |

Fuente: Elaboración propia en base de información de YPFB.

Otro hecho que resalta en la Tabla 2 son los otros dos campos grandes, el de Margarita y el de Itaú, que juntos tienen el 37% del total de las reservas. La producción de estos campos es todavía limitada debido a la falta de mercados. De hecho, si se hubiera logrado la apertura de los mercados de México o Estados Unidos, estos campos habrían sido los proveedores más importantes.

La Tabla 3 presenta datos referidos a la producción de petróleo, la cual está estrechamente vinculadas a la producción de gas natural, aunque en proporciones distintas. Igual que en el caso del gas natural, San Alberto y Sábalo son los dos campos más importantes en Bolivia. Producen casi el 36% de los líquidos y una gran parte del crecimiento en producción se debe a la producción de los mismos. Las reservas (Tabla 4) y la producción de gas natural de estos campos, son las que permiten una participación tan grande en la producción total.

Sin embargo, un hecho que vale la pena mencionar es la cantidad campos de petróleo exclusivos con poca producción y pocas reservas, ya que éstos juegan una función importante porque producen el petróleo utilizado para producir diesel oil, que se encuentra en cantidades limitadas en Bolivia. Aunque hay una producción grande de líquidos, no es suficiente para satisfacer la demanda doméstica de diesel. En general, los hidrocarburos que se producen en mayores cantidades son relativamente livianos, suministrando grandes cantidades de gas natural limpio pero poco de las estructuras químicas pesadas, y más contaminantes, requeridas para producir el diesel.

Tabla 3: Producción de Petróleo (barriles por día)

| Operador | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Andina | 10,483 | 8,874 | 9,048 | 8,563 | 8,539 | 7,744 | 6,963 | 5,583 |
| Río Grande | 1,109 | 1,387 | 1,806 | 2,520 | 2,703 | 2,206 | 2,150 | 1,817 |
| Sirari | 1,677 | 1,463 | 1,531 | 1,142 | 922 | 701 | 612 | 458 |
| Víbora | 4,355 | 3,537 | 3,390 | 3,074 | 2,561 | 2,126 | 1,865 | 1,534 |
| La Peña | 765 | 839 | 1,289 | 1,006 | 1,084 | 1,335 | 880 | 484 |
| Tundy | 1,772 | 971 | 159 | 0 | 0 | - | - | - |
| Otros | 805 | 677 | 873 | 821 | 1,269 | 1,376 | 1,456 | 1,290 |
| Chaco | 11,402 | 8,659 | 7,473 | 9,189 | 9,963 | 8,856 | 9,454 | 7,824 |
| Bulo Bulo | - | - | 640 | 2,572 | 3,551 | 3,383 | 3,128 | 2,966 |
| Carrasco | 4,097 | 2,922 | 2,055 | 633 | 422 | 347 | 236 | 192 |
| Los Cusis | 2,363 | 1,340 | 1,153 | 1,020 | 799 | 611 | 538 | 449 |
| Kanata | - | - | - | - | 475 | 1,169 | 2,342 | 1,777 |
| Vuelta Grande | 2,219 | 1,928 | 1,827 | 1,646 | 1,532 | 1,343 | 1,243 | 1,252 |
| Patujusal | 1,959 | 1,910 | 1,336 | 2,499 | 2,485 | 1,559 | 1,027 | 730 |
| Patujusal Oeste | - | - | - | 562 | 488 | 276 | 142 | 115 |
| Otros | 764 | 559 | 462 | 257 | 211 | 168 | 798 | 343 |
| Vintage | 673 | 434 | 676 | 597 | 465 | 386 | 446 | 220 |
| Repsol YPF | 13,239 | 12,934 | 11,998 | 12,435 | 10,040 | 10,042 | 9,874 | 13,731 |
| Monteagudo | 626 | 1,031 | 830 | 762 | 657 | 500 | 402 | 315 |
| Paloma | 7,425 | 7,779 | 6,066 | 6,142 | 5,309 | 4,812 | 3,380 | 2,767 |
| Surubí | 4,508 | 3,547 | 3,929 | 4,266 | 2,409 | 2,587 | 1,977 | 1,922 |
| Surubí Noroeste | - | - | - | - | - | 607 | 3,071 | 2,879 |
| Surubí BB | 626 | 525 | 623 | 1,113 | 1,596 | 1,459 | 920 | 1,755 |
| Margarita | - | - | 501 | 110 | - | 6 | 67 | 4,046 |
| Otros | 54 | 52 | 49 | 42 | 69 | 71 | 57 | 47 |
| Petrobras Energía | 515 | 514 | 940 | 1,170 | 1,024 | 1,033 | 1,066 | 966 |
| Petrobras | - | - | 6 | 2,298 | 3,726 | 9,842 | 16,699 | 20,342 |
| San Alberto | - | - | 6 | 2,298 | 3,693 | 4,932 | 4,442 | 7,443 |
| Sábalo | - | - | - | - | 33 | 4,910 | 12,257 | 12,899 |
| Pluspetrol | 285 | 280 | 217 | 174 | 234 | 304 | 179 | 311 |
| Tacobo | - | - | - | - | - | - | - | 136 |
| Otros | 285 | 280 | 217 | 174 | 234 | 304 | 179 | 175 |
| Dong Won | 17 | 11 | 1 | 2 | - | 33 | 7 | - |
| BG Bolivia | 1,128 | 680 | 1,072 | 1,220 | 2,146 | 1,193 | 1,658 | 1,680 |
| Escondido | 739 | 270 | 671 | 671 | 1,168 | 822 | 1,121 | 1,049 |
| La Vertiente | 360 | 191 | 361 | 291 | 312 | 279 | 272 | 343 |
| Otros | 29 | 219 | 40 | 258 | 666 | 92 | 265 | 288 |
| Canadian | 52 | 74 | 142 | 124 | 99 | 25 | - | - |
| Matpetrol | - | - | - | 24 | 46 | 87 | 100 | 99 |
| Itau | - | - | - | - | 6 | - | - | - |
| TOTAL | 37,798 | 32,460 | 31,573 | 35,796 | 36,288 | 39,545 | 46,446 | 50,756 |
| TOTAL n/SAL,SAB, MTA,TBO (1) | 37,798 | 32,460 | 31,066 | 33,388 | 32,562 | 29,697 | 29,680 | 26,368 |

Fuente: Elaboración propia en base de información de YPFB.

(1) Total sin los campos grandes.

Tabla 4: Reservas de Petróleo (millones de barriles)

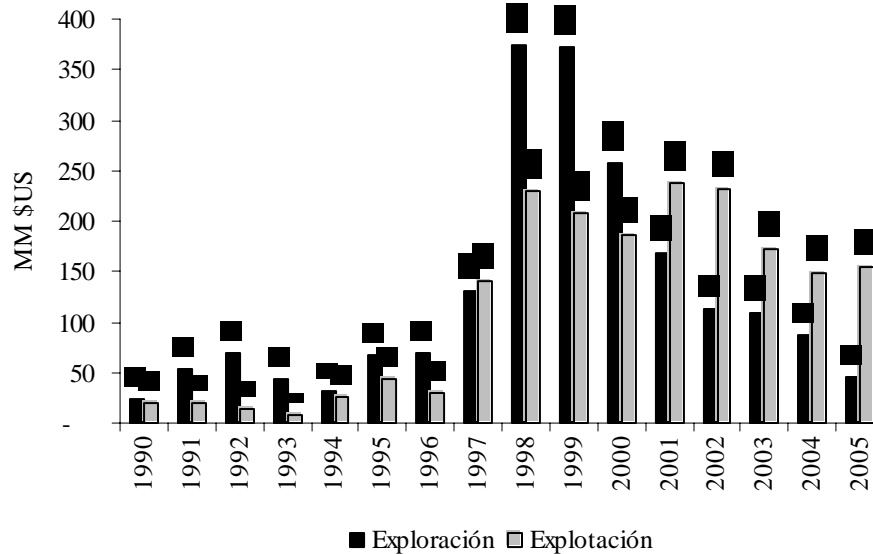
| Campo | Reservas (01.01.05) | % |
|--------------|------------------------|-------------|
| San Alberto | 160.9 | 19% |
| Sábalo | 177.7 | 21% |
| Margarita | 256.6 | 30% |
| Itau | 114.7 | 13% |
| Others | 146.7 | 17% |
| Total | 856.6 | 100% |

Fuente: Elaboración propia en base de información de YPFB.

Inversiones

Uno de los resultados más interesantes de las reformas implementadas entre 1996 y 1998, en el sector de hidrocarburos, fue el crecimiento de las inversiones. La Figura 3 muestra la evolución de las inversiones durante el período comprendido entre 1990 y 2005, mostrando con claridad la interesante afluencia de inversiones durante la segunda mitad de los años 90.

Figura 3: Inversiones en el sector extractivo del petróleo en Bolivia (MM \$US)



Sin embargo, con la aplicación de la “Nueva Ley de Hidrocarburos” (No. 3058) del año 2005, las perspectivas de inversiones en el sector se han vuelto muy modestas debido a dos razones: 1) la aplicación de un impuesto adicional del 32% (IDH) sobre la producción y b) la nueva estructura de contratos establecida por la ley.

Respecto al primer punto, con la aplicación del 18% de regalías y participaciones así como el nuevo impuesto de producción (IDH) del 32%, ya no existen incentivos para desarrollar campos nuevos de tamaño pequeño o mediano, y los campos grandes sólo serán desarrollados cuando existan muy buenas condiciones de mercado y de precios. Y en relación a la nueva estructura de contratos (operación, asociación y producción compartida) las inversiones se ven desalentadas por la falta de claridad en los aspectos de comercialización.

Mercados

En el caso del gas natural, la proporción más grande de producción está dedicada al mercado externo, especialmente al Brasil⁴. Según la Tabla 5, en el año 2005, más del 87% de las ventas de gas natural estaban destinadas a la exportación, mientras que tan sólo el 13% se destinaban al mercado interno. Claramente, esta situación es distinta a la situación observada en los años 1998 y 1999, donde las exportaciones a la Argentina habían concluido y los volúmenes enviados a Brasil eran más bien modestos.

Dentro del mercado interno, el mercado principal lo representan las ventas a plantas termoeléctricas. Sin embargo, se ha observado un crecimiento importante en las ventas que gas natural vehicular (GNV).⁵

⁴ Medinaceli, (2004)

⁵ Medinaceli & Zeballos (2005)

Tabla 5: Mercados Bolivianos de Gas Natural (millones de pies cúbicos/día)

| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 (p) |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Mercado Externo | 154 | 101 | 205 | 371 | 474 | 544 | 813 | 1,006 |
| Brasil | - | 39 | 203 | 367 | 463 | 536 | 735 | 837 |
| Argentina | 154 | 62 | 2 | 4 | 11 | 8 | 77 | 168 |
| Mercado Interno | 109 | 105 | 108 | 90 | 96 | 112 | 127 | 171 |
| TOTAL | 263 | 206 | 313 | 461 | 570 | 657 | 940 | 1,177 |

Fuente: Elaboración propia en base de información de IPFB y la Superintendencia de Hidrocarburos.

Actualmente, las exportaciones de gas natural están destinadas solamente a Brasil y Argentina. El Acuerdo de Venta de Gas (GSA) con Brasil fue firmado por YPFB y Petrobras, y las exportaciones comenzaron en julio de 1999. Los volúmenes de ventas alcanzan un máximo de 30.08 MM de metros cúbicos por día, pero las ventas actuales están ligeramente por debajo de ese nivel. La exportación reciente de gas natural a la Argentina se lleva a cabo a través de YPFB quien ha firmado contratos operativos con Petrobras y Repsol, asignándoles respectivamente 2.1 y 4.4MM metros cúbicos por día de los 6.5 acordados en el contrato de venta. Pero este es apenas un contrato a corto plazo, que concluye a fines del año 2006.

En las simulaciones del EGC desarrolladas en las siguientes secciones de este trabajo, asumiremos que la producción de gas y petróleo, luego de haberse incrementado durante el período entre 1998-2005, van a nivelarse e incluso caer ligeramente (ver la Tabla 6 con la producción actual y proyectada de gas natural y petróleo). El contrato a corto plazo de este año con la Argentina no está incluido, y es posible que se logren otros contratos de exportaciones en el futuro. Pero luego de nacionalizar el sector y antagonizar a importantes compradores potenciales, esto se ha vuelto menos probable.

Tabla 6: Producción actual y proyectado del gas natural y petróleo en Bolivia, 1998-2019

| Año | Producción de Gas Natural (MM metros cúbicos por día) | Producción de Petróleo (Barriles por día) |
|------------|---|---|
| 1998 | 7.72 | 37798.33 |
| 1999 | 6.28 | 32460.00 |
| 2000 | 8.85 | 31573.00 |
| 2001 | 13.40 | 35795.85 |
| 2002 | 16.48 | 36288.01 |
| 2003 | 19.48 | 39545.00 |
| 2004 | 27.10 | 46446.00 |
| 2005 | 33.32 | 50756.00 |
| 2006* | 33.38 | 47208.30 |
| 2007* | 33.34 | 44565.45 |
| 2008* | 33.33 | 43246.77 |
| 2009* | 33.22 | 42189.93 |
| 2010* | 33.00 | 41236.65 |
| 2011* | 32.49 | 39439.42 |
| 2012* | 31.99 | 40040.39 |
| 2013* | 32.22 | 40173.92 |
| 2014* | 32.04 | 39457.19 |
| 2015* | 31.75 | 38308.16 |
| 2016* | 31.66 | 37841.35 |
| 2017* | 31.62 | 38222.35 |
| 2018* | 31.35 | 37871.22 |
| 2019* | 30.54 | 37406.30 |

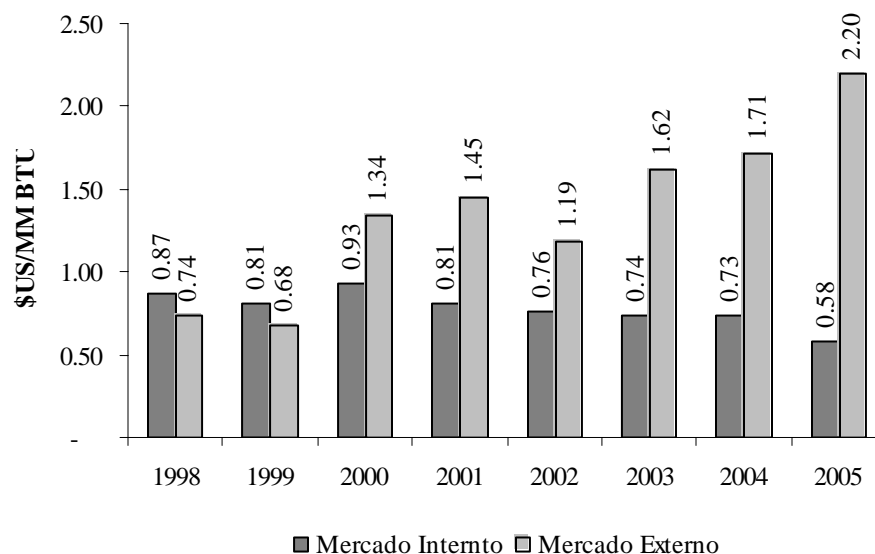
Nota: * Proyección conservadora.

Precios

El análisis de precios del gas natural no es simple dada la amplia variedad de contratos en el mercado interno y el acceso limitado a esta información (generalmente privada). Los precios varían de contrato a contrato, pero el Ministerio de Hidrocarburos publica un promedio ponderado que muestra la evolución general de los precios promedio. La Figura 4 presenta estos precios expresados en dólares por millón de BTU para el período 1998-2005. Se puede observar que el precio de exportación del gas natural, principalmente el que corresponde al contrato con el Brasil, ha sido últimamente más alto que el precio correspondiente para el mercado interno. La razón para ello es que el precio de venta al

Brasil está en función de una canasta de precios internacionales de combustibles, los cuales han incrementado durante los últimos años.

Figura 4: Precios en cabeza de pozo (\$US/MM BTU)

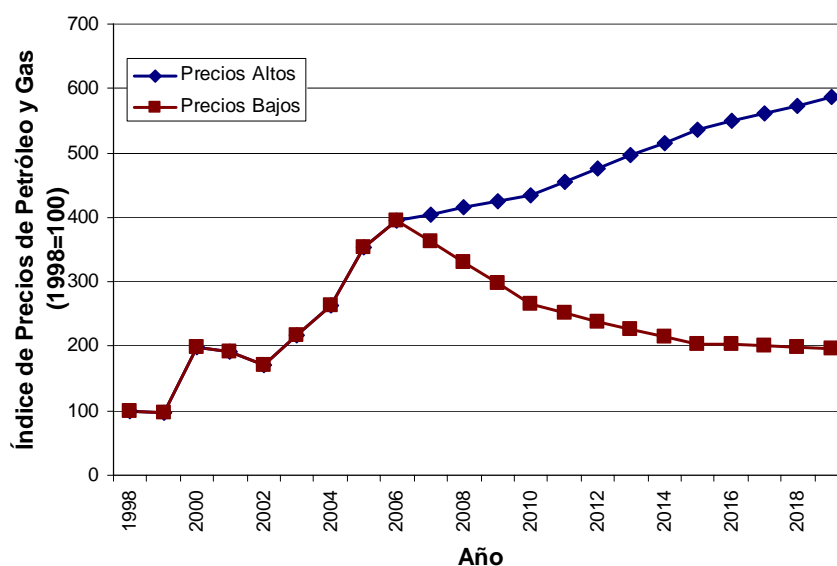


Notoriamente, los precios del petróleo son difíciles de predecir, así que para las simulaciones del EGC llevadas a cabo en el resto de este trabajo operaremos en dos escenarios diferentes. En ambos escenarios, entre 1998 y 2006, seguiremos el desarrollo real de los precios de gas y petróleo, el cual muestra que los precios se cuadruplicaron en comparación a los niveles bajos de 1998. En el escenario de “Precios Altos” vamos a suponer que los precios de petróleo y gas mantienen un incremento gradual a un nivel 6 veces mayor que en 1998; mientras que en el escenario de “Precios Bajos” suponemos que los precios suben a un nivel solamente 2 veces más alto que en el año 1998 (ver Figura 5).

El precio alto en 2019 corresponde a un precio de petróleo de aproximadamente 70 dólares por barril (en dólares de 1998) y un precio para el gas natural de al rededor de \$4.50/MM BTU. Este escenario no es imposible de imaginar, especialmente si la demanda de energía continúa incrementando debido al crecimiento rápido de mercados emergentes como los de la China e India. Sin embargo, precios consistentemente elevados tienden a incentivar inversiones masivas en los sectores del gas y el petróleo, así como en fuentes alternativas

de energía y en tecnologías que ahorran energía. Este mecanismo podría volver a empujar los precios hacia abajo, volviendo al escenario de “Precios Bajos” igualmente probable. En el escenario de “Precios Bajos”, los precios del petróleo se nivelan en alrededor de 20 dólares por barril, correspondiendo aproximadamente al precio promedio del petróleo en los últimos 50 años, y en un precio correspondiente de 1.66 dólares por MM BTU para las exportaciones de gas natural.

Figura 5: Escenarios alternativos de precios para las simulaciones de EGC



Es importante señalar que con el nivel actual de regalías e impuestos elevados, la producción en el escenario de “Precios Bajos” sería insostenible, ya que las ganancias se volverían negativas. Esto no se toma en cuenta en las simulaciones, donde las empresas se están forzadas a operar a pesar de las pérdidas.

Impuestos y Regalías

La Tabla 7 presenta los resultados, en términos de recaudación fiscal, de todas las regalías, participaciones e impuestos aplicados a la explotación de hidrocarburos durante el periodo

comprendido entre los años 2000 y 2005.⁶ Claramente, la mayor parte de la contribución del sector al Estado viene en forma de regalías, sin embargo no se puede ignorar la importancia de los impuestos. Especialmente el reciente impuesto de producción (IDH) con un valor del 32% introducido por la “Nueva Ley de Hidrocarburos” en el segundo semestre del 2005, que implica un incremento substancial en los ingresos públicos.

Tabla 7: Regalías, Impuestos y Participaciones (MM \$US)

| Concepto | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 (p) |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Regalías | 180.1 | 187.7 | 172.7 | 219.3 | 209.2 | 317.4 |
| IVA | 19.0 | 25.3 | 7.9 | 8.6 | 2.0 | 6.3 |
| IT | 0.8 | 0.5 | 1.1 | 3.0 | 11.4 | 15.4 |
| IUE | 7.3 | 22.1 | 6.9 | 10.6 | 23.6 | 63.1 |
| Bonus | 9.2 | 8.2 | 8.2 | 7.4 | 6.1 | 4.8 |
| IDH | - | - | - | - | - | 288.5 |
| Total | 216.3 | 243.9 | 196.8 | 248.8 | 252.3 | 695.4 |

Fuente: Elaboración propia en base de información de YPF, Ministerio de Hidrocarburos y Impuestos Internos.

En la Tabla 8 aparecen datos aún más interesantes, donde los anteriores se comparan con los ingresos brutos en boca de pozo. Como muestra la tabla, el promedio que el gobierno recibía nunca fue solamente el 18%, como mucha gente creía. Esto se debe principalmente a la presencia de los “Hidrocarburos Existentes”, los que pagan regalías del 50%⁷ pero también a la existencia de otros impuestos, cuyas recaudaciones iban a aumentar una vez cumplidas las depreciaciones iniciales. Cuando las regalías cayeron casi al 18% en el año 2005, debido al cambio hacia los “Nuevos Hidrocarburos”, se compensó la caída con la introducción de un nuevo impuesto a la producción (IDH), el cual incrementó la participación del gobierno a casi el 42% del valor de la producción bruta.

Tabla 8: Regalías e Impuestos en % de los ingresos brutos en boca de pozo.

| Concept | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 (p) |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Regalías | 35% | 32% | 29% | 27% | 25% | 19% |
| IVA, IT, IUE | 7% | 9% | 4% | 4% | 5% | 5% |
| IDH | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 18% |
| Total | 43% | 41% | 34% | 30% | 30% | 42% |

Fuente: Elaboración propia en base de información de YPF, Ministerio de Hidrocarburos y Impuestos Internos.

⁶ Para una discusión detallada del sistema de impuestos ver Medinaceli (2003)

⁷ Con la Ley de Hidrocarburos 1689, había una buena parte de la producción que pagaba 50% de regalías.

En las simulaciones ejecutadas en las siguientes secciones, se asume que la recaudación total del gobierno sigue a los números presentados en la Tabla 7, esta recaudación aumenta a un 50% en el 2006, y se mantiene a ese nivel el resto del periodo de simulación.

4. Un modelo EGC de la economía Boliviana

El modelo de Equilibrio General Computarizado (EGC) utilizado para este estudio es un modelo recursivo dinámico de 12 sectores. Hay una categoría de capital y cinco tipos de trabajo: calificado, agrícola no calificado, no agrícola y no calificado, pequeño agricultor y urbano informal. Entre las clases de trabajo, el trabajo es móvil sólo entre las dos clases de trabajadores no calificados y entre los pequeños agricultores y el sector informal. También se definen seis categorías de hogares por la fuente de sus ingresos.

Este modelo es construido utilizando la matriz de contabilidad social (MCS) para Bolivia del año 1997, desarrollada por Thiele & Piazzolo (2002). Los autores del presente trabajo modificaron esta MCS para estimar las fuentes y parámetros de los diferentes impuestos y regalías de hidrocarburos.

Para los sectores de producción, el rendimiento, los precios y los factores de demandas son todos determinados dentro del modelo. La producción está representada por una función anidada de etapas múltiples. El trabajo y el capital son combinados en una función Cobb-Douglas para producir valor agregado. El valor agregado y bienes intermedios compuestos son agrupados en una función de elasticidad constante de sustitución (ECS). Los insumos intermedios son utilizados en proporciones fijas en la creación del factor intermedio agregado. Esta formulación es construida para reflejar la flexibilidad en las opciones de producción para procesos de mediano a largo plazo.

Para el sector de hidrocarburos, la producción está fijada a los niveles consistentes con el contrato negociado con Brasil para la exportación de gas natural, sin tomar en cuenta la posibilidad de que se abran nuevos mercados.

En este trabajo, el modelo es resuelto para un horizonte de quince años. Se aplica el modelo para cada periodo de tiempo, después del cual los factores acumulados son actualizados antes de que se corra el modelo para el siguiente periodo. El aspecto clave en la definición de la relación dinámica en un modelo macroeconómico es el tratamiento de las variables referidas a ahorro e inversión, y los supuestos sobre su comportamiento. En este modelo, la inversión agregada es determinada por los ahorros nacionales. Primero, los ahorros privados se fijan como un porcentaje fijo de los ingresos de los hogares y corporaciones de acuerdo a su propensión marginal al ahorro. Los ahorros del gobierno son determinados endógenamente como el resultado de que se resten los gastos predeterminados de los ingresos. En ausencia de bases empíricas sólidas para poder estimar el acceso a los ahorros extranjeros (donaciones, préstamos o inversiones externas), se los establece exógenamente de acuerdo a las tendencias históricas. Una vez que se determina este nivel de ahorros agregados, la asignación de inversiones es determinada por la ganancia relativa basada en precios corrientes. Esta es una formulación alternativa a los modelos completamente dinámicos donde los consumidores y los productores toman decisiones sobre ahorro e inversión basadas en perfecta información de los precios para todos los períodos futuros, ya que se reconoce que los que toman las decisiones predicen el futuro imperfectamente.

La relación entre las importaciones y los bienes básicos producidos localmente, así como la relación entre las exportaciones y los bienes consumidos localmente, son tratadas de manera estándar para los modelos de EGC, utilizando la función de Armington para las importaciones y la función de elasticidad constante de transformación (ECT) para las exportaciones. Esta formulación implica la sustitución imperfecta entre estos bienes diferentes lo cual permite un comercio de doble vía, tal como se observa en las relaciones de comercio. Las definiciones sectoriales de la matriz de contabilidad social distinguen entre los sectores industriales que producen bienes que son utilizados principalmente para consumo, para producción intermedia o para bienes de capital. Esto permite que varíen las elasticidades de sustitución entre importaciones y bienes producidos domésticamente para estos distintos sectores, y por tanto pueden observarse escenarios distintos de acuerdo a diferentes esquemas de impuestos y tendencias mundiales de precios.

Los mercados de trabajo operan de acuerdo a De Santis (2000). Utilizando las observaciones empíricas de Blanchflower & Oswald (1994) y otros, se especifica una relación entre los niveles reales de sueldos y el desempleo, donde los salarios más elevados coinciden con bajos niveles de desempleo. La base empírica de la “curva de salarios” imita la curva de la oferta de trabajo cuando se la especifica en el modelo de simulación. De este modo los mercados de trabajo operan en el modelo sobre los principios de la oferta y la demanda, en vez de las simplificaciones comúnmente utilizadas de valores fijos de salarios o curvas fijas de ofertas de trabajo.

La especificación de la producción en el sector de hidrocarburos difiere de otros sectores de la economía, en que a la producción no se le permite responder a los precios cambiantes. El rendimiento del petróleo y gas natural están predeterminados en el modelo por las exportaciones proyectadas bajo contratos con Brasil y Argentina y las inversiones asociadas en el sector (ver la Tabla 6, arriba).

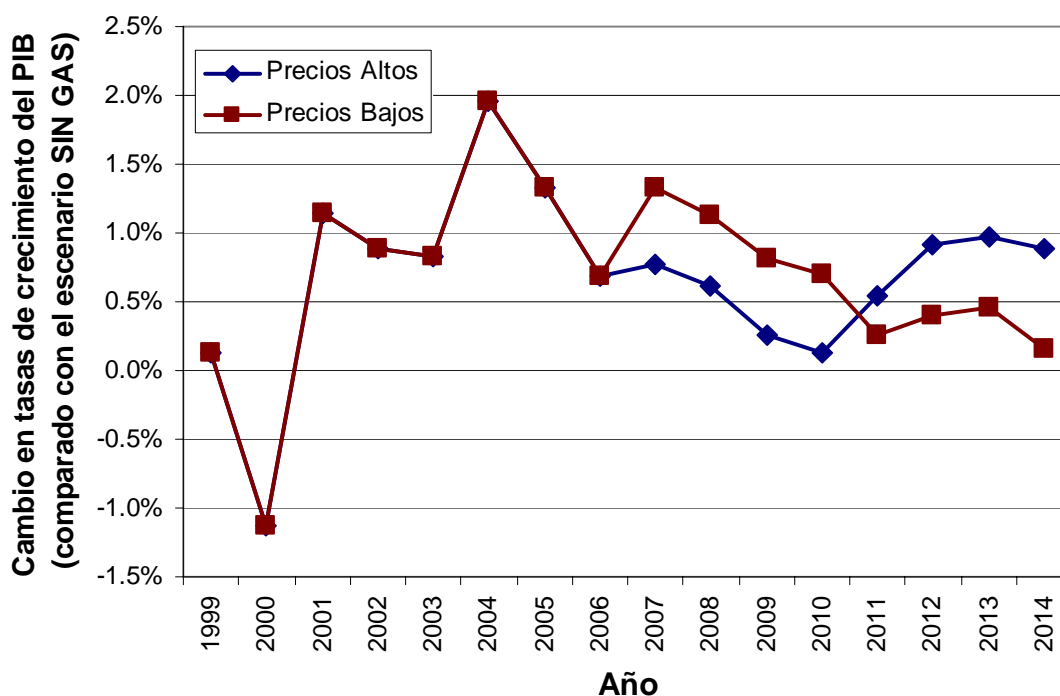
5. Cambios estructurales debido a las exportaciones de gas natural

Existen tres beneficios principales para el país con las exportaciones grandes de gas natural: 1) Son una fuente importante de moneda extranjera, la cual puede ser utilizada para pagar las importaciones, 2) son una fuente importante de ahorros, los cuales pueden ser utilizados para realizar inversiones, y 3) son una fuente muy importante de ingresos para el sector público.

Existen, sin embargo, impactos indirectos importantes que resultan de la entrada de moneda extranjera a la economía. En esta sección, analizamos el impacto de las exportaciones de gas natural en la economía de Bolivia al comparar las simulaciones generadas por el modelo de equilibrio general computarizado (EGC).

Las simulaciones operan en tres diferentes escenarios. El primero es un escenario base que corresponde a la no exportación de gas a Brasil (de ahora en adelante SIN GAS) donde se fija la producción de petróleo y gas como constantes a los niveles del año 1998. En los otros dos escenarios se incrementan las exportaciones de gas (y la producción asociada de petróleo) de acuerdo a los niveles acordados en el contrato con Brasil. En este caso se establece también una diferencia por el nivel de precios del petróleo. En el escenario de “Precios Bajos” se supone que los precios comenzarán a bajar nuevamente de los niveles elevados actuales hacia un promedio a largo plazo de 20\$US por barril. En el escenario de “Precios Altos” se supone que los precios continuarán creciendo hasta aproximadamente 70\$US por barril.

Figura 6. Aumento en las tasas de crecimiento del PIB debido a las exportaciones de gas natural



Los beneficios del aumento de gas natural parecen ser sustanciales (ver la Figura 6). Durante los últimos cinco años, las exportaciones de gas natural habrían añadido un promedio de 1.2 puntos porcentuales a las tasas de crecimiento anual del PIB. En los

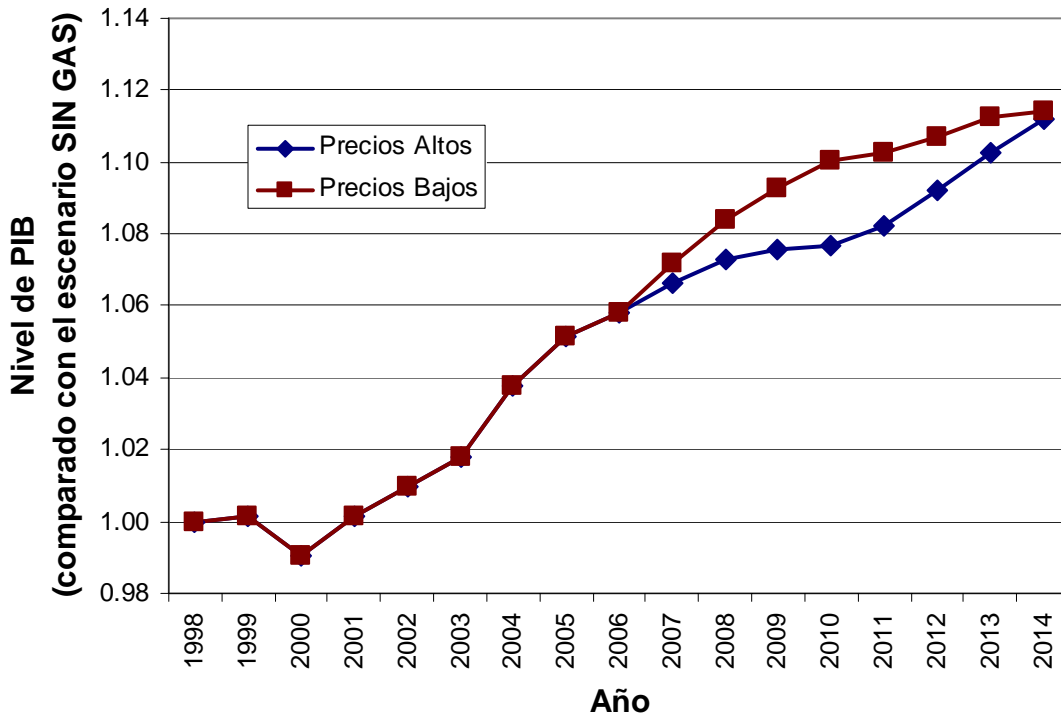
próximos años, el crecimiento anual adicional cae más o menos medio punto porcentual respecto del escenario SIN GAS, dependiendo del nivel de precios del petróleo.

No es necesariamente mejor para la economía de Bolivia que los precios se mantengan altos. En realidad, las tasas de crecimiento del PIB son muy similares en ambos escenarios. En algunos años muestran un crecimiento mayor en el escenario de Precios Altos pero en otros años muestran mayor crecimiento en el escenario de Precios Bajos.⁸

Los beneficios estimados son persistentes en tanto la economía continúe creciendo pero sobre bases económicas mayores. La Figura 7 muestra que, después de 16 años, el PIB llega a ser casi un 11 por ciento más elevado en cualquiera de los dos escenarios con venta de gas teniendo como base de referencia el escenario SIN GAS. Este incremento en el crecimiento es consecuencia no solamente del incremento en las ventas de hidrocarburos – impacto por el lado de la demanda – sino también por el incremento en los ahorros nacionales como resultado de las ventas de petróleo, lo cual lleva a una mayor inversión y una mayor acumulación de capital – impacto por el lado de la oferta. Los ahorros nacionales y los niveles de inversiones se estiman como 35 por ciento más elevados en el escenario de Precios Bajos, y 43 por ciento más elevados en el escenario de Precios Elevados en comparación con el escenario SIN GAS. Nuevamente, una porción sustancial de este aumento en los ahorros nacionales es el resultado de un crecimiento acumulativo: Inversiones elevadas generan una mayor actividad económica en general que trae mayores ahorros agregados, inversiones y así sucesivamente.

⁸ Todos estos resultados no consideran posibles nuevas inversiones que no llegarían a Bolivia debido a la inestabilidad que actualmente se tiene, pese a los precios elevados.

Figura 7. Incremento en los niveles del PIB debido a las exportaciones de gas natural

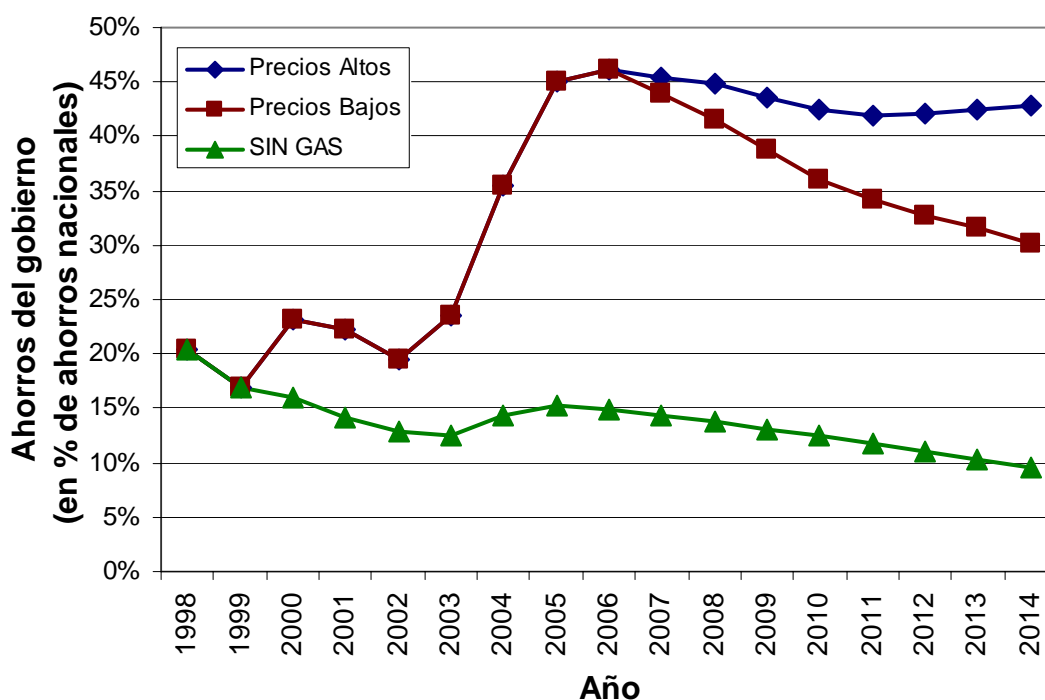


Una porción sustancial del incremento en la tasa nacional de ahorro está compuesta por ahorros nacionales, lo que aumenta un 45 por ciento de ahorros nacionales totales, comparado a un 15 por ciento en el escenario SIN GAS (ver Figura 8). Si los precios del petróleo cayeran de los niveles elevados actuales, los ahorros nacionales caerían nuevamente, pero de todas maneras se mantendrían mucho más elevados que en el escenario SIN GAS.

En el modelo de simulación se asume que el gobierno invertiría todos estos ahorros en la producción de bienes públicos (como caminos y carreteras), lo cual incrementaría la productividad de todos los actores. Este es un escenario muy optimista en el cual se supone una eficiencia de las inversiones públicas del 100%, llegando con sus beneficios a todos. Andersen y Faris (2002) exploraron lo que sucedería si el gobierno sólo invirtiera la mitad de las ganancias en bienes públicos verdaderos, y el resto desapareciera debido a la corrupción, inversiones fallidas, o un gasto incrementado en

bienes importados, como ser vehículos ministeriales o consultores extranjeros. De manera predecible, con menos bienes públicos, el sector privado sería menos productivo, y por lo tanto las empresas y los hogares recibirían menos ingresos. En este trabajo no se repetirán estos ejercicios, por lo que debe recordarse en adelante que las simulaciones que aquí se exponen representan escenarios muy optimistas, en los que el sector público es absolutamente eficiente en la producción de bienes públicos que mejoran la productividad.

Figura 8. Importancia incrementada de los ahorros del gobierno debido a las exportaciones de gas natural



El incremento en los ingresos de los hidrocarburos que resulta apropiado por el gobierno crea una dependencia creciente del sector público sobre los recursos naturales. La contribución de los hidrocarburos a los ingresos del gobierno aumenta de casi un 10 por ciento en 1998 a casi un 40 por ciento en 2006. Si los precios del petróleo se mantienen elevados, la porción de ingresos del gobierno que vienen de las exportaciones de hidrocarburos se mantendría con un 40 por ciento, en tanto que si los precios caen, la

importancia de los hidrocarburos caería a un 25 por ciento, que sin embargo es aún considerable. Esto viene no sólo del incremento de los impuestos en hidrocarburos destinados al gobierno, sino también de la reducción de impuestos pagados por aquellos sectores que son impactados de forma negativa por los cambios económicos.

El incremento en los ingresos presenta varias opciones al gobierno, incluyendo la reducción de otros impuestos que distorsionan más la economía, la expansión de proyectos de inversión de financiamiento público o las transferencias directas a la población. Las simulaciones presentes representan el escenario más optimista en cuanto a crecimiento, ya que los fondos son utilizados para crear bienes públicos que aumenten la productividad. Es evidente que con transferencias directas a la parte más pobre de la población se podría generar una distribución más equitativa, pero esa opción no ha sido simulada en esta oportunidad. En este trabajo, se asume que el gobierno mantiene la misma estructura de gastos que en el año base, solo que a mayor escala. En un trabajo posterior, se explorará si los cambios en gastos e inversiones gubernamentales podrían mejorar los resultados presentados aquí.

Los aumentos en las tasas de crecimiento del PIB también van acompañados de cambios sustanciales en la estructura de la economía. Además del crecimiento del sector de hidrocarburos y el sector público, la composición relativa del producto resultante se modifica en respuesta a los cambios proyectados en la tasa de cambio real que ocurre con el incremento del flujo de moneda extranjera que entra al país. Las simulaciones muestran una apreciación de la tasa real de cambio que alcanza un nivel que es 35 por ciento más fuerte en el escenario de Precios Altos en comparación al escenario SIN GAS. Esto constituye un caso claro de la Enfermedad Holandesa – donde las importaciones son más baratas y representan a un porcentaje mayor de las ventas locales; y las ganancias y réditos de las exportaciones serían más bajas en moneda nacional, afectando negativamente a los sectores de exportación que no sean de hidrocarburos.

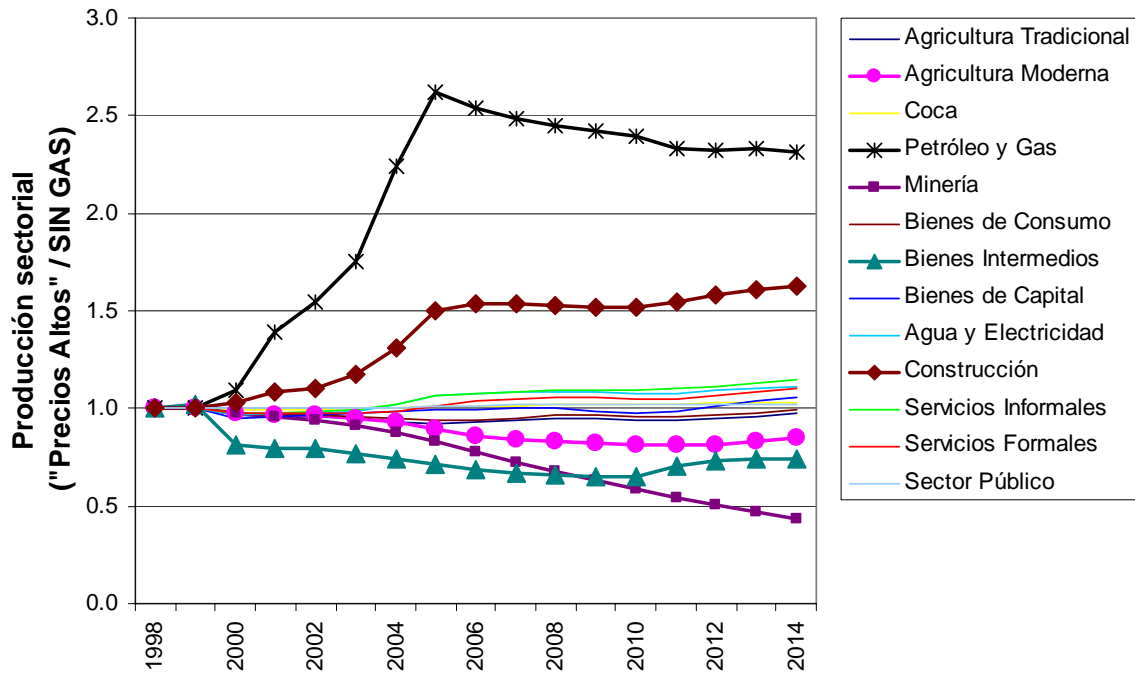
Si los precios del petróleo comienzan a bajar nuevamente, la apreciación anterior sería revertida, y llegaríamos al 2014 con un cambio real de moneda que sería solamente 10 por ciento más fuerte que en el escenario SIN GAS.

Esta apreciación tendría un impacto mayor en los sectores de la economía que tienen un contenido comercial grande como parte de su mezcla de productos. El modelo indica que la producción en varios otros sectores sería sustancialmente más baja que en el escenario SIN GAS, y que los sectores de la minería, bienes intermedios y la agricultura moderna sufrirían más. Aparte de la industria de los hidrocarburos, los sectores que más se benefician de estos cambios son los sectores que tienen lazos fuertes con el boom del gas natural – principalmente la construcción – y aquellos sectores con un contenido no comercial como parte de su perfil de producción, como los servicios públicos y otros sectores de servicios.

A pesar de los elevados niveles del PIB e inversiones en la economía, hay tres sectores importantes (la minería, agricultura moderna y bienes intermedios) que son fuertemente afectados, sufriendo reducciones absolutas en sus niveles de producción a largo plazo como una consecuencia directa del boom de gas natural (ver Figura 9). También hay otros sectores que sufren reducciones iniciales, pero que recuperan debido a los niveles mayores del PIB e inversiones en la economía. Este es el caso de bienes de consumo y de agricultura tradicional.

Es necesario recordar que estas son simulaciones, no proyecciones. Son solamente comparaciones de dos escenarios basados en un modelo de la economía boliviana, donde la única diferencia entre los escenarios, como se explicó, es un aumento grande en las exportaciones de gas natural, con sub escenarios de precios altos y bajos, manteniendo constantes todas las variables que no son afectadas directa o indirectamente por las exportaciones de gas natural. Por ejemplo, los precios nominales en todos los otros sectores han sido mantenidos constantes, y se ignoran todos los otros shocks exógenos, ya que este trabajo desea separar los efectos que son una consecuencia directa de las exportaciones de gas natural.

Figura 9. Cambios en la producción sectorial debido a las exportaciones de gas natural



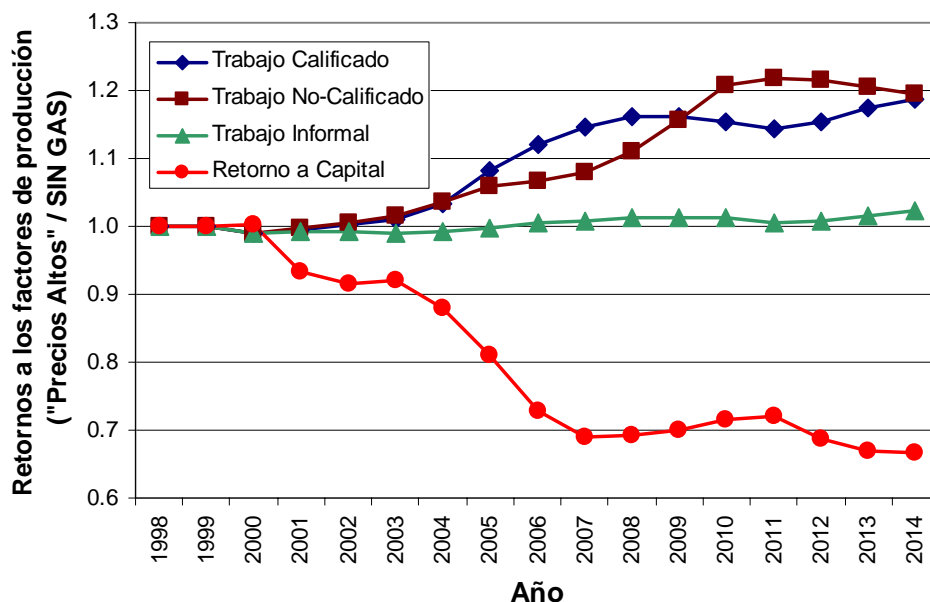
Esto quiere decir que aunque el modelo indique un efecto negativo en el sector de la minería, por ejemplo, en realidad podría ocurrir que este sector experimente un boom en la década que viene, pero eso se debería a otros shocks exógenos como el incremento de los precios mundiales de metales, inversiones grandes en el sector, o descubrimientos de nuevos depósitos de minerales en Bolivia, ninguno de los cuales se debe al aumento de exportaciones de gas natural. Del mismo modo, a la agricultura moderna le podría ir muy bien en el futuro, pero eso sería a pesar del impacto negativo que tiene el boom de gas natural en el sector, y debido a shocks externos que son deliberadamente dejados de lado en este trabajo.

6. Cambios en la distribución de ingresos causados por el boom de gas natural

Para poder evaluar el impacto distributivo del aumento en las ventas de gas natural en Bolivia, se observa la diferencia en las tasas de salarios reales y los rendimientos y ganancias de capital que acompaña el boom del recurso natural. También se mapea la diferencia en ingresos que son acumulados por seis grupos distintos de hogares.

Empecemos con los salarios. En la Figura 10 se observa que los salarios se incrementan tanto para trabajadores calificados como para los no calificados. La línea 1 marca igualdad de situaciones entre los dos escenarios. Dados los beneficios agregados de las ventas de gas natural presentadas en la sección anterior, esto no es una sorpresa. Impulsados por una mayor inversión, la creciente disponibilidad de capital aumenta la productividad marginal del trabajo lo cual se traduce en mayores salarios. Este aumento en las tasas relativas de salarios es contrarrestado por una reducción en los rendimientos de capital. Las caídas en el rendimiento de capital son anticipadas por el modelo y resultan de la abundancia de capital en la ausencia asumida de ganancias en productividad.

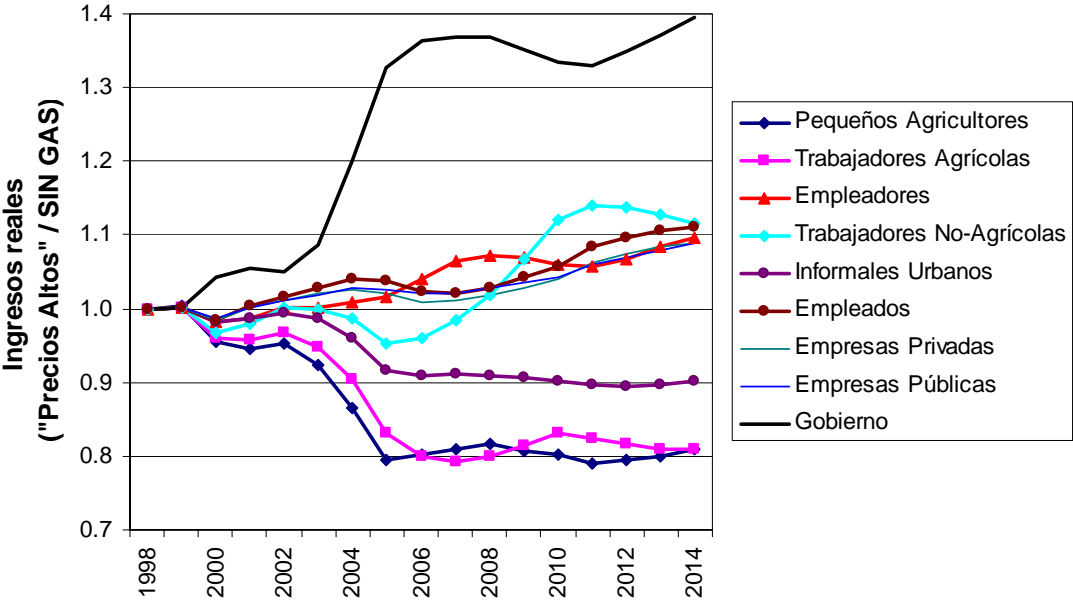
Figura 10: Cambios en salarios y rendimiento de capital debido a las exportaciones de gas



Dentro de las categorías de hogares, se observan cambios dramáticos en los niveles de ingresos reales. Los trabajadores no agricultores y empleados experimentan incrementos de casi un 15 por ciento en ambos escenarios de GAS en comparación con el SIN GAS. En contraste, los pequeños productores agrícolas, los trabajadores informales urbanos y los trabajadores agrícolas experimentan una disminución de salarios del 10-20 por ciento en el escenario de Precios Altos en comparación con el escenario SIN GAS. Este hecho está vinculado con el éxito relativo de los sectores de los cuales estos hogares derivan sus ingresos. Los trabajadores no agrícolas y los empleados son principalmente contratados en construcción y en el gobierno, los dos sectores que se benefician más del boom de gas (aparte de las pocas personas que se ocupan en el sector de gas y petróleo).

Los trabajadores en agricultura sufrirían de la depresión de la agricultura moderna debido a la Enfermedad Holandesa. Los pequeños agricultores y los trabajadores urbanos informales, los dos grandes grupos que incluyen a casi toda la población pobre de Bolivia, también verían reducciones absolutas en sus niveles reales de ingresos, indicando que el boom del gas natural no sólo aumentaría la desigualdad sino también la pobreza. Este efecto es especialmente fuerte en el escenario de Precios Altos (ver la Figura 11).

Figura 11. Cambios en los ingresos reales debido a las exportaciones de gas natural



A pesar de la caída en las tasas de utilidad, los ingresos obtenidos por el factor capital son mayores como resultado de que se ha incorporado más capital a la producción. Por lo tanto, el ingreso de los patrones o empleadores que obtienen sus ingresos de las utilidades del capital se reduciría. Esto implica que el rendimiento obtenido por el capital existente es más bajo y que sólo aquellos que invierten en los sectores más lucrativos de la nueva economía experimentan un crecimiento en sus ganancias. Los propietarios de capital en los sectores de la agricultura y la minería experimentarían una caída en este contexto.

Si los precios en petróleo vuelven a caer, las pérdidas para los pequeños agricultores, trabajadores agrícolas e informales urbanos serían menos pronunciadas. En realidad, volverían a los niveles de ingresos que hubieran tenido sin el boom del gas natural.

7. Conclusiones

Las simulaciones realizadas en este trabajo muestran que el boom del gas natural se ve muy atractivo desde el punto de vista del gobierno. El crecimiento de las tasas del PIB son consistentemente más altas que en el escenario SIN GAS y el gobierno tiene una cantidad sustancialmente mayor de recursos disponibles para gastos e inversiones, sugiriendo un déficit menor en el presupuesto, menor deuda, más inversión pública y maestros y médicos mejor pagados.

Sin embargo, desde el punto de vista de los pobres, el boom del gas natural no trae buenas noticias, especialmente si se mantienen altos los precios del petróleo y de los ingresos públicos. A menos que el gobierno cambie sus patrones de gastos e inversiones para tornarse más a favor de los pobres, los dos grandes sectores que contienen a la mayor parte de los pobres en Bolivia, los pequeños agricultores y los informales urbanos, experimentarían reducciones absolutas en los niveles reales de sus ingresos en comparación con el escenario SIN GAS. Adicionalmente, verán un aumento en la desigualdad a medida que los ingresos de los grupos ya adinerados crezcan.

La agricultura moderna, y otros sectores exportadores que pueden apoyar un proceso de desarrollo sustentable en Bolivia, también serán afectados por el boom de gas natural, a

medida que se vuelvan menos competitivos debido a la apreciación de la tasa real de cambio.

¿Qué podría hacer el gobierno para contrarrestar estos efectos secundarios obviamente negativos del boom del gas natural? Una posibilidad, que las simulaciones anteriores no permitieron, es incrementar el movimiento de la gente de los dos sectores de mayor pobreza (pequeños agricultores y informales urbanos) a sectores que están mucho mejor. Esencialmente, el modelo asume que los pequeños agricultores se podrían convertir en trabajadores informales urbanos si lo desearan, pero no pueden convertirse muy rápidamente en empleados o empleadores en el sector formal. Trabajadores en agricultura podrían convertirse en trabajadores no-agricultores, pero no en empleados calificados. Tal inmovilidad entre distintos niveles es realista a corto plazo. Un agricultor de subsistencia no puede repentinamente trabajar como profesor o como secretaria, y muy pocas de las empresas informales familiares crecen para convertirse en empresas formales y por ende en empleadores formales.

Alcanzando una movilidad entre sectores a distintos niveles es una tarea a largo plazo que requiere políticas a largo plazo e inversiones a largo plazo. Aunque es virtualmente imposible que un agricultor de subsistencia se convierta de pronto en un profesor o en un ingeniero petrolero, no es imposible que sus hijos e hijas lo hagan. El gobierno, y la cooperación deberían apoyar que la gente joven de las áreas rurales cada vez más empobrecidas se puedan trasladar hacia el sector urbano formal, que es el que parece mejor preparado para prosperar con la economía del gas natural. Esto implica una mejor educación, mejor integración de inmigrantes de áreas rurales, y más trabajos en el sector formal.

Para que los empleos adicionales del sector formal no se concentren todos en el sector público, es necesario remover los obstáculos que evitan que las micro-empresas informales crezcan para ser empleadoras formales. Los principales obstáculos para esto están relacionados con la burocracia, los impuestos y la legislación laboral, así que no son imposibles de quitar.

Básicamente, un negocio familiar informal está libre de burocracia y paga muy poco o nada de impuestos. Pero si quisieran volverse un negocio formal, contratando empleados y pagando salarios regulares, se encontrarían con una montaña de burocracia y leyes laborales que hacen muy costoso el librarse de trabajadores innecesarios, y se enfrenten con un aumento fuerte de costos en impuestos.

Para hacer esta transición más suave, y por ende crear más trabajos en el sector formal, es necesario hacer leyes laborales más flexibles. Esto quiere decir sacrificar en parte la seguridad laboral de aquellos que ya tienen trabajos en el sector formal, para crear mejores oportunidades para los demás, de modo que los pobres obtengan un trabajo y salgan de la pobreza.

También es necesario suavizar el salto dramático en los impuestos, lo cual puede lograrse ya sea incrementando impuestos para negocios informales o reduciéndolos para los negocios formales, o ambas cosas. Si fuera más sencillo registrar un negocio formal el gobierno podría simplemente pedir que todos los negocios sean formales, y no tolerar negocios informales que no contribuyen. También podrían crear incentivos, como créditos subvencionados de bancos sectoriales de desarrollo, que haría mucho más atractivo ser formal.

8. Referencias

- Andersen, Lykke E. & Robert Faris (2002) "Natural Gas and Income Distribution in Bolivia" Andean Competitiveness Working Paper. Center for International Development. Harvard University. February.
- Blanchflower & Oswald (1994) "An Introduction to the Wage Curve" *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 9:153-167.
- De Santis (2000) "The Impact of a Customs Union with the EU on Turkey's Welfare, Employment and Income Distribution: An AGE Model with Alternative Labour Market Structures" *Journal of Economic Integration*, Vol. 15: 195-238.

- Medinaceli, Mauricio (2003) *Sistemas Impositivos Aplicados al Sector Petrolero en Bolivia*. Cámara Boliviana de Hidrocarburos.
- Medinaceli, Mauricio (2004) “¿Cómo Aprovechar Contextos Externos Favorables en el Sector Hidrocarburos?” Los Principales Sectores Exportadores de Bolivia, Boletín Económico – Análisis de Coyuntura. Fundación Milenio. No. 2.
- Medinaceli, Mauricio & Zeballos, Silvana (2005) “Consumo de Gas Natural en el Mercado Interno Urbano: ¿Beneficia a los Pobres? – Un análisis de microsimulación” *Revista de Estudios Económicos y Sociales No. 4. “Estadísticas y Análisis”* Instituto Nacional de Estadística.
- Thiele, Rainer and Daniel Piazzolo (2002) “Constructing a Social Accounting Matrix with a Distributional Focus - The Case of Bolivia” Kiel Institute of World Economics. Working Paper No.1094. January.
- YPFB (1996) **Libro de Oro, YPFB, 1936 – 1996**. Yacimientos Petroleros Fiscales Bolivianas.