

El factor energético y las perspectivas de integración en América del Sur

Milko Luis González Silva
Jaime Acosta Puertas
Oscar M. Guzmán
Enrique Obando
Luiz Pinguelli Rosa
Pablo Celi
Mauricio Medinaceli Monrroy
Diego J. González Cruz
Raúl Sohr

Caracas - Venezuela
Abril 2008

**FRIEDRICH
EBERT** 
STIFTUNG

ildis
Instituto
Latinoamericano
de Investigaciones
Sociales

©Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales-ILDIS
Apartado 61712, Caracas 1060
www.ildis.org.ve
1ª edición, abril 2008

Hecho el depósito de Ley
Depósito legal: lf81120083001378
ISBN: 978-980-6077-55-3

Producido por:



CDB publicaciones

Edición, corrección y coordinación editorial: Helena González

Diseño gráfico y montaje electrónico: Michela Baldi

Impreso en Venezuela en los talleres de Tipografía Principios C.A.

Índice

Presentación.....	7
Kurt-Peter Schütt / Flavio Carucci T.	

I

Nuevas perspectivas de la integración energética en América del Sur: ¿cambios paradigmáticos?.....	11
--	----

Milko Luis González Silva

La energía como factor en las relaciones político-económicas

Paradigmas en la integración energética sudamericana

Los cambios paradigmáticos

Conclusiones

Recomendaciones

Bibliografía

II

El factor energético en la creación de la Unión de Naciones Suramericanas - UNASUR	37
--	----

Jaime Acosta Puertas

La integración suramericana: ¿un nuevo marco para la integración en el siglo XXI?

La integración energética suramericana: ¿un nuevo desafío geoestratégico de largo plazo?

Transformación productiva y transformación energética para la integración productiva y energética suramericana

Hacia la consolidación de la UNASUR y su integración energética

Conclusiones

Bibliografía

III

El factor energético en la integración de la Unión de Naciones Suramericanas.....	67
---	----

Oscar M. Guzmán

Interconexiones energéticas en países de América del Sur

El marco institucional actual

Condicionantes y requisitos para el avance en la integración energética

Conclusiones

Bibliografía

IV

La energía como tema de seguridad en América del Sur.....	117
---	-----

Enrique Obando

La situación energética en América del Sur

Las propuestas de integración energética

Conclusiones y recomendaciones: ¿Integración o enfrentamiento?

Bibliografía

V

Integración energética en América Latina y el efecto invernadero: el caso de Brasil..... 141

Luiz Pinguelli Rosa

- La vuelta de la política de energía y del rol del Estado
- El petróleo, la inestabilidad geopolítica mundial y la situación en Latinoamérica
- Hidroelectricidad como vocación de Sudamérica
- El gas natural y la crisis superada entre Brasil y Bolivia
- Cambio climático, Protocolo de Kyoto y Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)
- Tecnologías de gran escala y gases de efecto invernadero
- Alternativas energéticas contra el calentamiento global. El caso de los biocombustibles
- Comentarios finales. Perspectivas desde el punto de vista de Brasil

VI

La perspectiva regional de integración energética y la frágil inserción ecuatoriana 155

Pablo Celi

- El factor energía en el nuevo contexto de integración regional en América Latina
- Asimetría y dispersión andina
- Aislamiento y desarticulación estructural del sistema energético ecuatoriano
- Conclusión: geopolítica regional, seguridad energética y redimensionamiento estratégico de la integración
- Bibliografía

VII

Apertura energética en Bolivia..... 187

Mauricio Medinaceli Monrroy

- Breve descripción del sector hidrocarburos en Bolivia
- Algunos indicadores internacionales
- Impacto de la apertura energética en Bolivia
- Posición de Bolivia
- Conclusiones y recomendaciones
- Anexo: Modelo Macroeconómico
- Bibliografía

VIII

El gas venezolano como factor de integración regional..... 221

Diego J. González Cruz

- Análisis de las variables
- Conclusiones
- Recomendaciones de política energética para Venezuela en materia de gas (Mitigando las restricciones y aprovechando oportunidades)
- Bibliografía

IX	
Chile ante el desafío energético	241
Raúl Sohr	
El panorama energético chileno en 2007	
Las opciones regionales	
Conclusiones	

VII Apertura energética en Bolivia

Mauricio Medinaceli Monrroy

Es muy difícil negar el impacto positivo que tuvo el proyecto de exportación de gas natural a Brasil, no sólo por el incremento observado en las exportaciones sino también por su aporte al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) y los ingresos fiscales. De hecho, se puede elaborar la hipótesis de que las dos últimas Leyes de Hidrocarburos tuvieron su origen en la maduración y expectativas del mercado de exportación ya mencionado.

En este contexto, el presente trabajo tiene por objetivo evaluar el impacto de la apertura energética del país sobre algunas variables de interés en los últimos años. En particular, se desea conocer cuál fue la incidencia de las exportaciones de gas natural sobre la producción de hidrocarburos, inversiones, precios, recaudación fiscal y crecimiento del PIB. También se analizará, aunque de forma muy superficial, la dependencia de Bolivia respecto al uso del gas natural de aquellos países fronterizos, socios comerciales importantes. En concreto se analizarán las cifras de exportación e importación de gas natural en cada uno de ellos, en el afán de comprender la inter-relación energética subyacente.

Una de las principales conclusiones del documento es que la apertura energética de Bolivia (entendida como mayor exportación de gas natural) hacia el resto de países pudo (y podrá) mejorar los indicadores macroeconómicos del país reflejados en mayor crecimiento y, por supuesto, mayores ingresos fiscales. En este sentido, romper la relación comercial con los países vecinos conlleva costos económicos importantes.

El documento está ordenado como sigue: luego de la primera parte se presenta una breve descripción del sector hidrocarburos en Bolivia; en la tercera parte, se describen los mercados de gas natural, oferta y demanda, de los principales socios comerciales fronterizos con Bolivia; en la siguiente sección se presenta el análisis cuantitativo del proyecto de exportación de gas natural a Brasil respecto del impacto macroeconómico sobre Bolivia; luego se analiza la posición de Bolivia en relación con el tipo de exportaciones que desea llevar a cabo; finalmente se presentan las principales conclusiones del documento.

Me parece que la discusión sobre la integración energética está lejos de agotarse, por ello espero que este documento sea un aporte positivo.

Breve descripción del sector hidrocarburos en Bolivia

En esta parte del trabajo se describe el sector hidrocarburos en Bolivia, y mediante cuadros y gráficos se muestra la importancia de las empresas en la etapa de producción, así como también la evolución de los indicadores de los mercados, interno y externo, para el gas natural y el petróleo.

El cuadro 1 presenta la producción de gas natural sujeta al pago de regalías y participaciones¹ para el período 1998-2006, se detallan los campos más importantes para cada una de las empresas operadoras² y se observa con claridad la importante participación de los campos San Alberto y Sábalo. De hecho, gran parte del crecimiento observado en la producción de gas natural durante los últimos años se debe a la producción de estos dos campos (junto a Margarita y Tacobo), (gráfico 1).

Dos hechos pueden explicar la importancia de estos dos campos en la producción total. El primero se asocia con la asignación de producción que tienen los mismos en el contrato de venta de gas a Brasil (GSA). De acuerdo a la cláusula 21.2, los campos San Alberto y Sábalo tienen cupos preferenciales de producción equivalentes a 40,2% y 32,2%, respectivamente, de los 30,08 MM mcd de gas natural acordados en el GSA. El segundo hecho se explica por el nivel de reservas probadas y probables que como se observa en el cuadro 2 tienen los campos San Alberto y Sábalo (ambos situados en el departamento de Tarija): 46% del total de reservas probadas y probables de gas natural, al 1° de enero de 2005.

El cuadro 2 destaca que existen dos megacampos, Itaú y Margarita (ambos situados al sur del país) que poseen el 37% del total de reservas. Sin embargo, los mismos aún no tienen un nivel alto de producción debido a la falta de mercados importantes a los cuales destinar su producción. Estos campos eran los potenciales abastecedores del mercado de México o EEUU (que no se ha abierto) y, de concretarse el proyecto de exportación a la República Argentina con elevada probabilidad el gas natural provendría de dichos campos.

1. Se utiliza este indicador en lugar de la producción bruta de gas natural, dado que esta última no se destina completamente al mercado, interno o externo, entre otras razones por la necesaria reinyección de volúmenes dentro del campo.

2. Es necesario distinguir entre empresa operadora y socios en el campo, por ejemplo, en los campos San Alberto y Sábalo Petrobras figura como operadora, sin embargo, Andina es socia de 50%, Petrobras de 35% y Total del 15% restante.

Cuadro 1
Producción de gas natural sujeto a pago de regalías y participaciones (MM pcd)

Operador	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*
Andina	100	80	108	126	164	135	179	168	172	144
Río Grande	24	20	59	78	75	49	82	71	65	49
Sitari	19	17	22	23	24	13	17	20	26	24
Víbora	39	28	25	24	34	34	38	43	45	37
Otros	18	16	2	1	30	39	42	34	37	34
Chaco	79	73	77	108	103	104	116	114	152	128
Bulo Bulo	-	-	14	54	69	58	33	52	48	53
Carrasco	45	39	33	11	11	15	18	19	19	19
San Roque	23	18	13	9	7	6	5	5	7	7
Vuelta Grande	11	17	17	34	13	15	28	24	59	34
Kanata	-	-	-	-	3	10	28	14	18	14
Otros	-	-	-	-	0	0	5	0	0	0
Vintage	28	22	38	35	26	25	32	18	25	19
Repsol YPF	-	0	27	24	11	8	12	81	67	92
Margarita	-	-	-	-	-	-	0	65	46	69
Otros	-	0	27	24	11	8	12	16	21	23
Petrobras Energía	25	18	28	37	35	36	35	34	36	35
Petrobras	-	-	-	96	153	333	526	677	718	734
San Alberto	-	-	-	96	153	200	173	304	327	335
Sábalo	-	-	-	-	-	132	352	373	391	399
Pluspetrol	6	5	3	5	10	9	1	24	37	37
Tacobo	-	-	-	-	-	-	-	23	36	36
Otros	6	5	3	5	10	9	1	1	1	1
Dong Won	0	-	-	-	-	-	0	-	-	-
BG	35	23	32	42	79	39	56	60	54	42
Total (MM pcd)	273	222	312	473	582	688	957	1.177	1.261	1.231
Total (MM mcd)	7,7	6,3	8,8	13,4	16,5	19,5	27,1	33,3	35,7	34,9
Total s/ SAL,SAP,MTA,TBO**	7,7	6,3	8,8	10,7	12,2	101	12,2	11,7	13,1	11,1

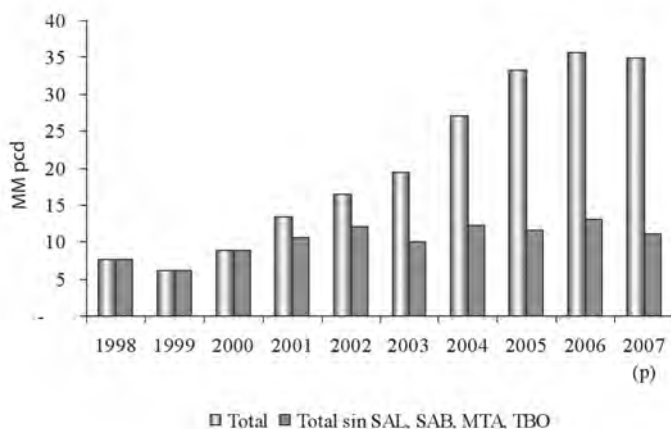
(*) Enero-abril.

(**) Total sin considerar la producción de San Alberto, Sábalo, Margarita y Tacobo.

Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

Gráfico 1

Producción de gas natural sujeta al pago de regalías (MM pcd)



Cuadro 2

Reservas probadas y probables de gas natural, 2003-2005 (TCF)

Campos	Reservas probadas			Reservas probables		
	al 01.01.2003	al 01.01.2004	al 01.01.2005	al 01.01.2003	al 01.01.2004	al 01.01.2005
San Alberto	7,3	7,3	7,2	4,6	4,6	4,6
Sábalo	5,9	5,9	5,7	4,9	4,9	4,9
Margarita	6,4	6,4	5,9	7,0	7,0	4,6
Itaú	4,1	3,3	3,3	6,3	4,5	4,5
Otros	4,9	4,8	4,7	3,4	3,8	3,4
Total	28,7	27,6	26,7	26,2	24,7	22,0

Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

Por otra parte el cuadro 3 presenta la desagregación, por campo y operadora, de la producción de líquidos (petróleo, condensado y gasolina natural). Al igual que en el caso de la producción de gas natural, se observa la creciente participación de los campos San Alberto y Sábalo que en conjunto producen más del 44% del total. El nivel de reservas que poseen ambos campos (cuadro 4) y la producción de gas natural de los mismos³ permiten la amplia participación dentro del total nacional. Sin embargo, un hecho que también vale la pena destacar es la cantidad de campos exclusivamente petrolíferos con pequeña producción y reservas, los cuales cumplen una función importante dado que producen el petróleo que luego sirve a las refinerías para la extracción de diesel oil. En este sentido, si bien hay una gran producción de líquidos, ésta no es suficiente para el abastecimiento de diesel oil. Esta situación se presenta debido a la composición química del condensado producido en los campos gasíferos.

3. Es necesario recordar que estos campos son gasíferos con un fuerte componente de líquidos asociados a esta producción.

Cuadro 3
Producción de petróleo-condensado-gasolina natural (Bpd)

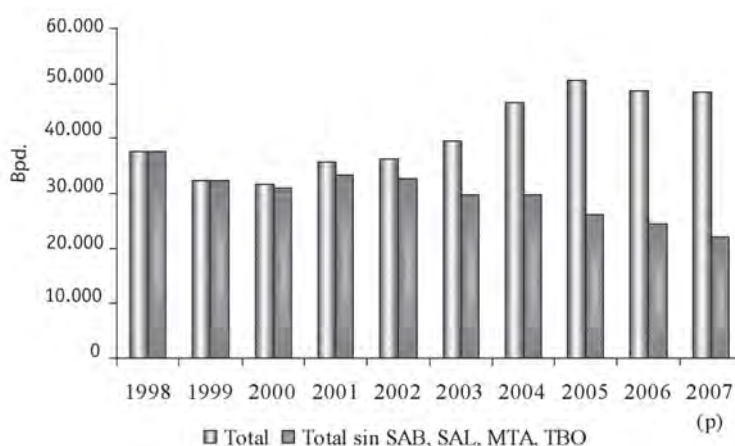
Operador	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*
Andina	10.483	8.874	9.048	8.563	8.539	7.744	6.963	5.583	4.551	3.768
Río Grande	1.109	1.387	1.806	2.520	2.703	2.206	2.150	1.817	1.280	943
Sitari	1.677	1.463	1.531	1.142	922	701	612	458	454	432
Víbora	4.355	3.537	3.390	3.074	2.561	2.126	1.865	1.534	1.148	972
La Peña	765	839	1.289	1.006	1.084	1.335	880	484	398	332
Tundy	1.772	971	159	0	0	-	-	-	-	-
Otros	805	677	873	821	1.269	1.376	1.456	1.290	1.271	1.089
Chaco	11.402	8.659	7.473	9.189	9.963	8.856	9.454	7.824	8.239	7.513
Bulo Bulo	-	-	640	2.572	3.551	3.383	3.128	2.966	2.536	2.399
Carrasco	4.097	2.922	2.055	633	422	347	236	192	194	1.479
Los Cusis	2.363	1.340	1.153	1.020	799	611	538	449	384	336
Kanata	-	-	-	-	475	1.169	2.342	1.777	1.694	1.108
Vuelta Grande	2.219	1.928	1.827	1.646	1.532	1.343	1.243	1.252	1.148	1.122
Patujusal	1.959	1.910	1.336	2.499	2.485	1.559	1.027	730	619	539
Patujusal Oeste	-	-	-	562	488	276	142	115	42	26
Otros	764	559	462	257	211	168	798	343	1.622	504
Vintage	673	434	676	597	465	486	446	220	304	222
Repsol YPF	13.239	12.934	11.998	12.435	10.040	10.042	9.874	13.731	11.471	12.738
Monteagudo	626	1.031	830	762	657	500	402	315	274	233
Paloma	7.425	7.779	6.066	6.142	5.309	4.812	3.380	2.767	2.033	1.492
Surubí	4.508	3.547	3.929	4.266	2.409	2.587	1.977	1.922	2.251	2.031
Surubí Noroeste	-	-	-	-	-	607	3.071	2.879	2.766	2.770
Surubí BB	626	525	623	1.113	1.596	1.459	920	1.755	1.321	1.613
Margarita	-	-	501	110	-	6	67	4.046	2.759	4.568
Otros	54	52	49	42	69	71	57	47	37	31
Petrobras Energía	515	514	940	1.170	1.024	1.033	1.066	966	1.055	1.023
Petrobras	-	-	6	2.298	3.726	9.842	16.699	20.342	21.321	21.664
San Alberto	-	-	6	2.298	3.693	4.932	4.442	7.443	7.973	8.163
Sábalo	-	-	-	-	33	4.910	12.257	12.899	13.348	13.501
Pluspetrol	285	280	217	174	234	304	179	311	350	329
Tacobo	-	-	-	-	-	-	-	136	198	162
Otros	285	280	217	174	234	304	179	175	152	167
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	1.384	1.085
Escondido	739	270	671	671	1.168	822	1.121	1.049	811	636
La Vertiente	360	191	361	291	312	279	272	343	478	396
Otros	29	219	40	258	666	92	265	288	95	53
Canadian	52	74	142	124	99	25	-	-	-	-
Matpetrol	-	-	-	24	46	87	100	99	88	68
Itaú	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-
Total	37.798	32.460	31.573	35.796	36.288	39.545	46.446	50.756	48.762	48.410
Total s/ SAL,SAP,MTA, TBO**	37.798	32.460	31.066	33.388	32.562	29.697	29.680	26.232	24.484	22.016

(*) Enero-abril. - (**) Total sin considerar la producción de San Alberto, Sábalo, Margarita y Tacobo.

Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB.

El gráfico 2 destaca otro hecho importante (también reflejado en el cuadro 3) y es la caída en la producción de petróleo. De acuerdo el gráfico, persiste la caída en la producción de los campos medianos y pequeños (en rojo) y ya se observa una disminución en la producción total, durante el período 2006-2007, por ello no se espera que las importaciones de diesel oil vayan a disminuir.

Gráfico 2
Producción de petróleo, condensado y gasolina natural (Bpd)



Cuadro 4
Reservas probadas y probables de líquidos (Millones de Bbls)

Campos	Reservas al 01.01.05	Participación (%)
San Alberto	160,9	19
Sábalo	177,7	21
Margarita	256,6	30
Itau	114,7	13
Otros	146,7	17
Total	856,6	100

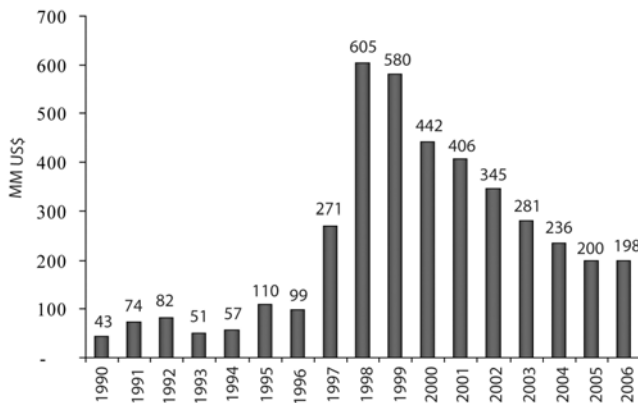
Fuente: elaboración propia con datos de YPFB.

Inversiones

Uno de los resultados más interesantes de las reformas llevadas a cabo durante la segunda mitad de la década de los noventa en el sector hidrocarburífero en Bolivia ha sido el crecimiento de las inversiones en el sector. El gráfico 3, donde se presenta la evolución de las mismas en el período 1990-2006, permite observar que durante este período el flujo de inversiones fue notable. No obstante de ello, durante los últimos años esta variable presenta una tendencia decreciente.

Las perspectivas de inversión en el sector con la aplicación actual de la nueva Ley de Hidrocarburos n° 3058 son bastante conservadoras debido, en principio, a dos razones: a) la aplicación de un impuesto de 32% a la producción, y b) la incertidumbre que rodea al sector. Respecto del primer punto, la aplicación de un impuesto ciego a la producción, de carácter no progresivo, no acreditable contra impuestos a la renta en la casa matriz e insensible a la rentabilidad del campo, disminuyó la misma en más del 50%, pudiendo ser negativo en campos pequeños y medianos. Respecto del segundo punto, aún no quedan claros muchos aspectos, entre ellos: a) el resultado de la nueva Constitución Política del Estado; b) la apertura de nuevos mercados para el gas natural, y c) la capacidad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para generar nuevas oportunidades de inversión.

Gráfico 3
Inversiones en exploración y explotación (MM US\$)



Mercados y precios

Gas Natural

En el caso del gas natural, gran parte de la producción se destina a la exportación a Brasil⁴. Según el cuadro 5, durante el año 2006 más del 87% de las ventas de gas natural se destinaron a la exportación, mientras que sólo 13% se destinó al consumo interno de las generadoras termoeléctricas y la distribución de gas natural por redes. Esta situación es distinta de la observada en los años 1998 y 1999, cuando la exportación a

4. La exportación a Brasil no sólo es a través del contrato GSA; también existen volúmenes adicionales a Cuiabá y a São Paulo (para información más detallada véase Medinaceli, 2004).

Argentina había concluido y los volúmenes enviados a Brasil eran más bien modestos. Por otra parte, en el ámbito interno, el principal mercado es la venta a las generadoras termoeléctricas, sin embargo, el crecimiento positivo de las ventas de gas natural vehicular (GNV) y el gas natural destinado al consumo familiar hacen que las redes de distribución demanden cada vez volúmenes mayores.

Cuadro 5
Bolivia: mercados del gas natural (MM pcd)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Mercado externo	154,3	100,8	205,2	370,9	473,9	544,2	812,5
Brasil		38,7	203,4	366,7	563,0	536,0	735,1
Argentina	154,3	62,1	1,8	4,2	10,9	8,2	77,4
Mercado interno	108,8	104,8	108,1	89,8	95,8	112,3	127,0
Termoeléctricas	66,6	61,8	65,2	49,4	50,7	63,5	72,4
Distribución por redes	42,2	43,2	40,8	40,3	45,2	48,8	54,4
GNV*	1,6	2,0	2,5	4,0	5,6	7,3	9,8
Industrial	39,8	40,3	37,0	34,8	37,8	39,1	41,6
Comercial	0,5	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,5
Doméstico	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	1,1	1,6
Total**	263,1	205,7	313,3	460,6	569,7	656,5	939,5

	2005	2006	Crecimiento promedio (%)
Mercado externo	990,5	1.064,3	27,3
Brasil	824,8	888,1	56,4
Argentina	165,7	176,2	1,7
Mercado interno	138,4	151,4	4,2
Termoeléctricas	77,0	81,5	2,6
Distribución por redes	61,4	69,9	6,5
GNV*	13,8	18,4	35,5
Industrial	43,9	47,4	2,2
Comercial	1,7	1,9	18,2
Doméstico	1,9	2,2	33,4
Total**	1.128,9	1.215,7	21,1

* GNV: gas natural vehicular.

** No considera consumo de refinerías, consumo propio y venteos.

Fuente: elaboración propia con datos de Superintendencia de Hidrocarburos, YPFB.

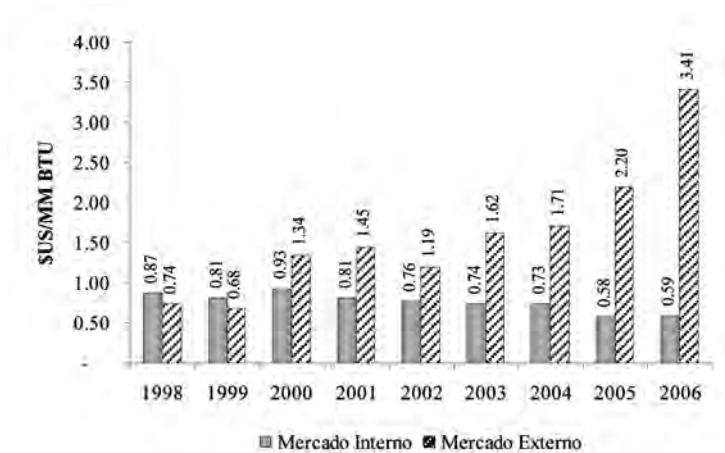
El análisis de los precios de venta de gas natural no es sencillo debido al poco acceso a esta información (generalmente de carácter privada) y la amplia variedad de contratos de compra y venta, sobre todo en el mercado interno. A continuación se presenta una variable proxy a los precios reales de venta, es decir, el precio para la liquidación de participaciones publicado por el Ministerio de Hidrocarburos. De acuerdo

con la normativa legal, para el pago participaciones el precio que se debe utilizar es el promedio ponderado por mercados, interno y externo en boca de pozo, de manera que los precios publicados por el Ministerio son buenos para comprender, de forma muy general, la evolución de precios de mercado.

El gráfico 4 presenta estos precios expresados en US\$/MM BTU para el período 1998-2006 y muestra que las exportaciones de gas natural, sobre todo las del GSA, tienen un precio mayor al de las ventas en el mercado interno. La razón fundamental es que el precio de venta a Brasil (GSA) está en función de una canasta de precios de fuel oil, por ello el crecimiento de los precios internacionales del petróleo tiene un impacto positivo en los precios de exportación de gas natural a través de este contrato⁵.

Gráfico 4

Evolución de los precios del gas natural (US\$/MM BTU)



Petróleo

Para comprender el destino de la producción de líquidos, la primera fila del cuadro 6 presenta la cantidad de líquidos procesada por las refinerías, es decir, la carga que envían los campos de producción para su posterior refinación⁶. Una parte de esta producción se destina a la elaboración de productos derivados del petróleo destinados al mercado interno, el resto se utiliza en la elaboración de crudo reconstituido destinado generalmente a la exportación. El cuadro también informa sobre el volumen total exportado (donde puede estar presente o no el crudo reconstituido) tanto de petróleo como de gasolinas.

5. Para un detalle de esta relación ver el informe YPF de enero-marzo de 2002.

6. Este cuadro no pretende presentar el balance oferta y demanda de líquidos, dado que no se tiene información de cuánto del crudo producido en los campos se destina a la exportación.

Cuadro 6

Bolivia: volúmenes de líquidos según mercados

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Procesamiento de refinerías *	33.742	30.497	30.778	34.359	35.175	39.915	41.827
Mercado interno	29,356	26.446	23.861	26.214	27.320	30.275	32.064
Crudo reconstituido	4.386	4.052	6.918	8.145	7.855	9.640	9.763
Exportación **	4.618	3.374	4.496	6.307	8.348	13.501	14.578
Petróleo	4.599	3.266	4.401	6.023	7.981	10.463	13.343
Gasolina y otros	19	108	95	284	367	3.038	1.236

* Datos de la Superintendencia de Hidrocarburos.

** Datos del Banco Central de Bolivia.

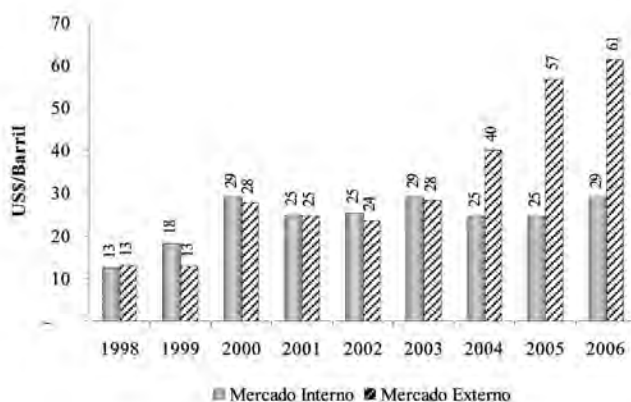
El incremento de la producción de petróleo observado en los últimos años generó importantes excedentes de exportación de líquidos. Hasta la aprobación de la Ley de Hidrocarburos n° 3058 (en 2005), la comercialización de líquidos en el mercado interno y externo era completamente libre, por ello los volúmenes resultantes de la misma eran contractuales entre las distintas empresas que formaban parte de la cadena productiva. Sin embargo, con la aprobación de la nueva Ley y el Decreto Supremo n° 28176 de 19 de mayo de 2005, las exportaciones de líquidos deben ser aprobadas por la Superintendencia de Hidrocarburos.

Para obtener el precio del petróleo en boca de pozo (BdP) se empleó la metodología utilizada en la estimación de los precios del gas natural. En este sentido, el gráfico 5 presenta el comportamiento de los precios del petróleo en BdP durante el período 1998-2006, utilizado para valorar el pago de regalías y participaciones. Al igual que en el caso del gas natural, los precios de exportación crecieron mucho más que los del mercado interno, durante el año 2006 fueron el doble.

Recaudación fiscal

El cuadro 7 presenta los resultados –en términos de recaudación fiscal– de todas las regalías, participaciones y tributos aplicados al sector de exploración y explotación de hidrocarburos durante el período 1998-2005. El grueso del aporte del sector al Estado viene en la forma de regalías, participaciones e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), sin embargo, no es despreciable el incremento que tuvieron las recaudaciones por los impuestos sobre las utilidades y patentes.

Gráfico 5
Precios del petróleo en boca de pozo (US\$/Barril)



Cuadro 7
Bolivia: recaudación fiscal del Upstream (MM US\$)

Concepto*	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
			(p)	(p)	(p)	(p)	(p)	(p)
Regalías y participaciones	115,2	99,7	180,1	187,7	172,7	219,3	283,3	317,4
Regalía departamental (11%)	29,5	32,0	55,9	65,3	64,6	90,2	129,0	180,5
Beni y Pando (1%)	2,7	2,9	5,1	5,9	5,9	8,2	11,7	16,4
YPFB-TGN (6%)	18,7	18,2	33,1	36,9	36,3	48,2	65,9	92,3
RNC y PN (hidrocarb. existentes)	64,2	46,6	86,0	79,5	66,0	72,6	80,7	28,2
Patentes	6,7	8,1	9,2	8,2	8,2	7,4	6,1	4,8
Impuestos a las utilidades	8,0	7,2	9,0	20,0	9,3	10,1	30,5	62,6
IVA, RC-IVA, IT	19,8	16,6	22,1	27,6	11,3	13,7	21,5	20,0
IDH	-	-	-	-	-	-	-	337,7
Total	149,7	131,6	220,4	243,5	201,6	250,5	345,5	742,5

(p): preliminar.

*Datos del IVA, IT, e Impuestos a las utilidades consideran los pagos en efectivo y valores. Los datos de los Impuestos a las utilidades incorporan el Impuesto sobre las utilidades, el Impuesto a la Remisión de utilidades al exterior y la Alícuota adicional a las utilidades extraordinarias (surtax). La Regalía Nacional Complementaria-RNC (13%) y la Participación Nacional-PN (19%) sólo la pagaban los hidrocarburos existentes.

Fuente: elaboración propia con datos del Servicio de Impuestos Nacionales, Ministerio de Hidrocarburos e YPFB.

Existe la creencia, casi generalizada, de que durante el período de aplicación de la Ley de Hidrocarburos n° 1689 el porcentaje de tributos que recibió el Estado boliviano sólo fue el 18% del total de las ventas en boca de pozo, por esta razón, a continuación se presenta la participación de los tributos señalados en el cuadro 7 respecto de los ingresos en boca de pozo⁷. Queda claro que durante este período el porcentaje total de tributos del upstream del sector hidrocarburos fue mayor al 18%. Las razones para ello son: 1) la producción de los campos clasificados como Hidrocarburos Existentes tributaba el 50%, lo que contribuyó a que, en promedio, el porcentaje de tributación fuese mayor, y 2) el pago de los impuestos sobre las utilidades, IVA, IT y patentes fue pequeño pero no despreciable.

Cuadro 8

Bolivia: tributos en relación con los ingresos a boca de pozo (en %)

Concepto*	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
			(p)	(p)	(p)	(p)	(p)	(p)
Regalías y participaciones	43	34	35	32	29	27	25	19
Regalía departamental (11%)	11	11	11	11	11	11	11	11
Beni y Pando (1%)	1	1	1	1	1	1	1	1
YPFB-TGN (6%)	7	6	7	6	6	6	6	6
RNC y PN (hidrocarburos existentes)	24	16	17	13	11	9	7	2
Patentes	2	3	2	1	1	1	1	0
Impuestos a las utilidades	3	2	2	3	2	1	3	4
IVA, IT	7	6	4	5	2	2	2	1
IDH	0	0	0	0	0	0	0	21
Total	56	45	43	41	34	31	29	45

(p): preliminar.

*Datos del IVA, IT, e Impuestos a las utilidades consideran los pagos en efectivo y valores. Los datos de los Impuestos a las utilidades incorporan el Impuesto sobre las utilidades, el Impuesto a la Remisión de utilidades al exterior y la Alícuota adicional a las utilidades extraordinarias (surtax). La Regalía Nacional Complementaria-RNC (13%) y la Participación Nacional-PN (19%) sólo la pagaban los hidrocarburos existentes.

Fuente: elaboración propia con datos del Servicio de Impuestos Nacionales, Ministerio de Hidrocarburos e YPFB.

El cuadro 9 presenta la recaudación por concepto de IDH durante el período 2005-2006. Los montos son elevados, de hecho para el año 2006 la recaudación por este impuesto representa más del 8% del Producto Interno Bruto. Sin embargo, este

7. Para realizar este cálculo se utilizó una simple regla de tres mediante la cual a través del 11% de la recaudación por concepto de la regalía departamental se estimó el 100% de los ingresos en boca de pozo. Es necesario aclarar que este cálculo no considera que dicha regalía departamental para el caso del petróleo y condensado consideraba una canasta de precios internacionales del petróleo, razón por la cual en este caso el 11% podría ser mayor aunque no en montos significativos.

resultado altamente positivo puede ser opacado rápidamente por el elevado riesgo fiscal⁸ que comporta. Debido a que estos ingresos no están centralizados completamente en el TGN, el nivel de exposición al riesgo de los coparticipantes de este impuesto (en general municipios y prefecturas) puede alcanzar hasta el 50% del total recaudado, con las condiciones de precios y volúmenes futuras.

Cuadro 9
Recaudación por IDH

	2005	2006
IDH (MM Bbls.)	2,724	5,498
IDH (MM US\$)	338	686

Fuente: impuestos nacionales.

Algunos indicadores internacionales

En esta sección se analiza la situación del consumo y la producción de gas natural de aquellos países con los cuales Bolivia tiene una relación comercial importante, no sólo en hidrocarburos sino también en otros productos: Argentina, Brasil, Chile y Perú, en particular la situación presente y futura del abastecimiento a los mercados interno y externo. También se analizará la composición de la demanda interna en el país sujeto de análisis cuando la disponibilidad de información así lo permita.

Argentina

El cuadro 10 presenta la estructura de la oferta y demanda de gas natural en Argentina. Por supuesto, dentro de la oferta se encuentran también los volúmenes importados y dentro de la demanda, los exportados. De acuerdo con estas cifras se observa como característica destacada que el país importa y exporta gas natural de forma simultánea. Uno de sus principales mercados de exportación es Chile, pese a que los volúmenes exportados se mantienen constantes desde hace varios años atrás, e importa gas natural solamente de Bolivia.

En el cuadro 11 se puede ver la evolución de la demanda por gas natural de los principales sectores de consumo. No resulta atípico que la demanda para la generación eléctrica y la industria sea elevada, lo que sí llama la atención es la magnitud de la demanda residencial y la tasa de crecimiento de la demanda para el transporte. De hecho, la demanda para el sector residencial es mayor que la de la industria y el incremento en el sector transporte es la mayor de todas.

8. Una interesante discusión sobre riesgo fiscal se puede encontrar en Atkinson et al., 2001; Devarajan y Hammer, 1997; Lloyd et al., 2000; Polackova, 1998 y Polackova et al., 1999.

Cuadro 10
Oferta y demanda de gas natural en Argentina (MM mcd)

Argentina	Oferta				Consumo interno	Demanda			
	Oferta interna	Importaciones				Exportaciones			
		Bolivia	Otros	Total		Chile	Brasil	Uruguay	Total
2000	114,2	-	-	-	101,2	12,1	0,5	0,1	12,7
2001	115,3	-	-	-	98,7	14,8	2,0	0,1	16,9
2002	114,4	0,3	-	0,3	98,7	14,6	1,3	0,1	16,0
2003	128,3	0,2	-	0,2	110,9	16,6	0,9	0,2	17,7
2004	135,7	2,2	-	2,2	117,5	18,6	1,2	0,3	20,1
2005	133,7	4,4	-	4,4	120,0	16,9	0,9	0,3	18,1
2006*	141,5	3,9	-	3,9	126,5	17,8	1,0	0,0	18,9
2007**	138,6	4,4	-	4,4	125,3	16,8	0,8	-	17,6

(*) Los datos de exportación a Chile fueron estimados a partir de las importaciones registradas en Chile.

(**) Los datos de los años 2006 y 2007 son estimados a partir de la oferta interna, exportaciones e importaciones.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina, Enargas.

Cuadro 11
Demanda de gas natural en Argentina (MM mcd)

Año	Plantas eléctricas	Residencial	Comercial público	Transporte	Industria
2000	35,2	19,7	3,8	4,6	16,3
2001	29,8	19,1	3,9	5,1	16,3
2002	27,5	19,2	4,0	5,6	15,7
2003	31,9	20,1	3,9	7,2	15,9
2004	36,1	20,1	4,1	8,3	16,1
2005	35,0	21,8	4,1	8,7	18,6
Crecimiento	-0,1%	2,1%	1,7%	13,6%	2,7%

Respecto a la situación futura el requerimiento de gas natural dependerá del comportamiento en la producción interna. Si su tasa de crecimiento es similar a la observada en el período 2000-2007 entonces las necesidades de importación terminarían el año 2012. Sin embargo, si la producción se “estanca” o, peor aún, comienza a decrecer, en 2012 las importaciones necesarias podrían fácilmente superar los 12 MM de mcd.

Brasil

La oferta y demanda de gas natural en Brasil se presenta en el cuadro 12. A diferencia de Argentina, Brasil es un país que sólo importa gas natural, y Bolivia su principal

9. Bajo es supuesto que la tasa de crecimiento de la demanda es la proyectada por la Secretaría de Energía y las exportaciones se mantienen constantes al nivel observado el año 2007.

país proveedor, casi el 50% de la demanda total el año 2006. Otro hecho que merece ser destacado es que, tratándose de un país con mayor población que Argentina, el consumo de este energético es menor, de donde se deduce que el uso de este energético en ese país es modesto.

Cuadro 12

Oferta y demanda de gas natural en Brasil (MM mcd)

Brasil	Oferta				Demanda
	Producción neta *	Importaciones			Consumo interno**
		Bolivia	Argentina	Total	
2000	15,2	5,8	0,3	6,0	19,6
2001	15,3	10,5	2,1	12,6	26,5
2002	19,5	13,1	1,3	14,4	32,1
2003	20,4	15,3	1,0	16,3	36,1
2004	22,3	20,9	1,2	22,1	42,8
2005	23,6	23,7	1,0	24,7	45,1
2006	27,1	24,7	2,1	26,8	51,2

(*) Es la producción total sin reinyección, consumo propio y quemas.

(**) Incluye GLP. La cifra del año 2006 es un estimado.

De acuerdo a la prospectiva energética publicada por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, para el año 2011 la producción de gas natural, 71 MM mcd, no cubriría la demanda por este producto que es de 121 MM mcd, por ello sería necesario importar la diferencia, 50 MM mcd. En este sentido, sería necesario importar 20 MM mcd. aproximadamente, queda la duda si este requerimiento será realizado con más gas natural de Bolivia o aquél proveniente del LNG.

Chile

El cuadro 13, estructura del mercado de gas natural en Chile, muestra que el consumo interno de gas natural tiene un importante componente importado (76%) que proviene en su totalidad de Argentina. Por su parte, la producción interna no tiene un comportamiento creciente que permita sustituir la dependencia de las importaciones.

De acuerdo con las proyecciones de consumo publicadas por la Comisión Nacional de Energía de Chile y manteniendo constante la producción interna de gas natural, los requerimientos de importación para el año 2012 alcanzarían 28,5 MM mcd, casi 7 MM mcd adicionales a lo que actualmente se importa. En este caso queda la duda acerca de si esta diferencia provendrá de países fronterizos o será GNL.

Cuadro 13
Oferta y demanda de gas natural en Chile (MM mcd)

Chile	Oferta			Demanda
	Oferta interna	Importaciones		Consumo interno
		Argentina	Total	
2000	6,7	12,2	12,2	17,4
2001	7,1	14,3	14,3	19,8
2002	7,0	14,4	14,4	20,0
2003	6,0	16,4	16,4	21,7
2004	5,8	19,2	19,2	22,6
2005 (p)	6,3	17,7	17,7	23,3
2006 (p)	6,0	16,7	16,7	21,5

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Perú

La información estadística sobre el mercado de gas natural en Perú es escasa de manera que sólo fue posible obtener información para el período 2004-2007 (cuadro 14). No obstante esta restricción, se observan algunas características de este mercado: 1) la producción del campo más importante en el Perú (Camisea) hace que la producción interna abastezca completamente la demanda; 2) hasta el año 2007, Perú no exportaba gas natural a ningún país fronterizo (sí lo hace con el GLP) y; 3) el consumo de gas natural es aún modesto.

Cuadro 14
Oferta y demanda de gas natural en Perú (MM mcd)

Perú	Producción nacional	Consumo interno
2004	2,35	2,31
2005	4,16	4,08
2006	4,86	4,77
2007 (p)	6,08	5,95

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

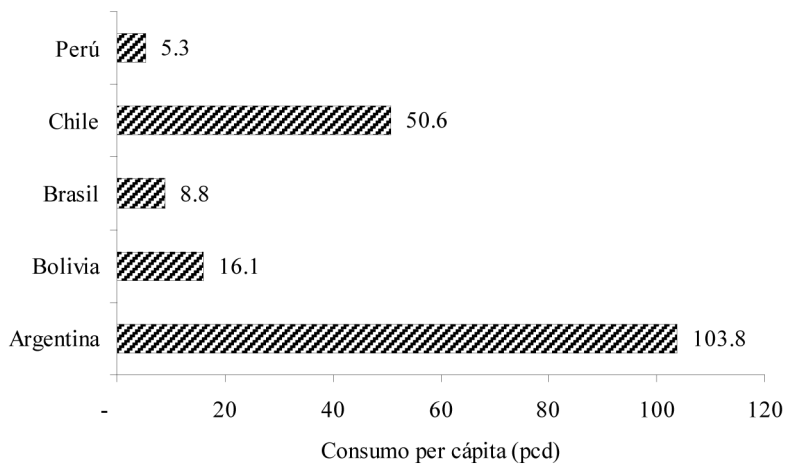
Tomando en cuenta el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007-2017 publicado por el Ministerio de Energía y Minas de Perú, a partir del año 2010 se tiene previsto exportar 17,7 MM mcd a través de un proyecto de GNL, dado que la producción (38 MM mcd) cubriría completamente la demanda interna (19,5 MM mcd). Lastimosamente este Plan Referencial no indica el destino de la exportación, sin embargo, al tratarse de

GNL y de acuerdo con publicaciones recientes en la prensa internacional, se presume que dicho destino sea México.

Consumo comparado

Utilizando los datos anteriores y cotejándolos con la población estimada para el año 2005 se construyó el gráfico 6, donde se presenta el cociente entre el volumen total demandado de gas natural y la población total estimada para el año de análisis. Claramente se observa que, entre los países analizados, Argentina es el mayor consumidor de gas natural, seguido de Chile y Bolivia. Tal como se señaló anteriormente, el consumo en Perú y Brasil es todavía modesto.

Gráfico 6
Consumo comparado per cápita, 2005 (pcd)



La interdependencia energética es clara: del conjunto de países analizados, sólo en Perú hay equilibrio entre la producción interna y el consumo de gas natural; Brasil, Argentina, Chile y Bolivia presentan vínculos comerciales importantes en el comercio de gas natural. También vale la pena destacar que Argentina y Chile, en ese orden, presentan indicadores interesantes en materia de consumo de gas natural, con una considerable masificación en el uso del gas natural al interior de su matriz energética.

Avances en la integración energética: ¿dónde está Bolivia?

En el Primer Foro de Integración Energética Regional organizado por OLADE en septiembre del año 2006, numerosos expositores coincidieron en señalar que el proceso

de integración de los últimos años fue importante así como los beneficios económicos y sociales que trae consigo dicha integración (véanse las distintas Presentaciones en OLADE, 2006). Algunas de las consideraciones relevantes de este Foro, fueron:

- Se estima que el número de interconexiones internacionales crecerá en más de 60% y que el crecimiento de la demanda por gas natural (bajo un escenario optimista) puede oscilar entre 6% y 8% anual.
- Uno de los beneficios más importantes de la integración radica en que los costos de transporte al interior de la región son mucho más bajos que los costos de transporte al exterior de la misma, en otras palabras, "es más barato comprar gas natural en la región que exportarlo a través de GNL. De hecho, para que Brasil, por ejemplo, pueda atraer proyectos de GNL, los precios que debería pagar oscilan entre US\$7/MMBTU y US\$9/MM BTU". Como corolario se puede concluir que es muy optimista pedir que el precio del gas natural boliviano en boca de pozo sea mayor a US\$5,00/MM BTU.
- Aún queda un margen importante para el sector privado, dado que éste está llamado a invertir y generar tecnología, sin embargo, es necesario un Estado planificador y regulador que no sólo establezca las reglas del juego sino que también participe en la apertura de mercados velando por el consumo interno.
- Se alcanzan soluciones cooperativas entre países productores y consumidores que disminuyen el riesgo de la volatilidad de precios, haciéndolos más eficientes.
- El monto de inversiones requeridas en los próximos años no es trivial, podría fácilmente sobrepasar los US\$50 billones.
- Debido a los problemas regulatorios en Bolivia y Argentina, Perú y Venezuela surgen como alternativas de suministro de gas natural en el largo plazo así como otros proyectos de importación de GNL de otros continentes, aunque tal vez ineficientes. Sin embargo, una buena parte de los expositores reconoce a Bolivia como fuente de abastecimiento de energía en el corto y mediano plazo.

Por otra parte, el 17 de abril del año 2007 los jefes de Estado de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Uruguay, Surinam y Venezuela acordaron ratificar los principios rectores de la integración energética regional recogidos en la Declaración de la I Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Sudamericana de Naciones, del 26 de septiembre de 2005, en Caracas, y en la Declaración Presidencial sobre Integración Energética Suramericana, suscrita el 9 de septiembre de 2006, en Cochabamba, Bolivia.

El cuadro 15 presenta lo que a juicio del autor son los puntos centrales de los documentos mencionados en el párrafo precedente, siempre desde una perspectiva energética. Comparando dichos documentos se observa que en el año 2005 todavía los acuerdos establecían lineamientos generales en materia de integración, sin embargo,

en el documento firmado en 2007 se establecen principios más puntuales en términos de integración.

Cuadro 15
Puntos centrales de la integración energética

Caracas (26 sept. 2005)	Cochabamba (9 dic. 2006)	Margarita (17 abril 2007)
Cooperación y complementación entre países	Articulación de políticas energéticas regionales	Ratificar los principios de los anteriores documentos
Solidaridad entre pueblos	Construcción de redes regionales de gasoductos	Acceso a la energía es un derecho ciudadano
Derecho soberano que asegure el desarrollo sustentable	Programas de producción de biocombustibles	Fortalecer relaciones entre países miembros
Integración regional y uso equilibrado de recursos	Actividades industriales conexas en explotación y transporte de combustibles	Actores involucrados: Estado, sociedad y empresas
Respeto a modos de propiedad de cada país en sus recursos energéticos	Convocar a reunión de presidentes de América del Sur para avanzar la planificación estratégica	Desarrollo de energías renovables. Reconocer el potencial de los biocombustibles
		Compatibilizar reglamentos, normas técnicas para mayor interconexión e intercambio energético
		Creación del Consejo Energético de Suramérica

De todos los puntos acordados, tres merecen ser comentados: los actores involucrados en el proceso, la construcción de redes de transporte y la producción de biocombustibles. El resto de los puntos, si bien son importantes, no parecen haber recibido la atención suficiente para su instrumentación de corto plazo.

- En cuanto a los actores involucrados, en la Declaración de Margarita se anota que tanto el Estado como la sociedad y las empresas deben ser parte integrante de este proceso, y no se descarta que empresas privadas puedan ser parte del mismo. En el caso boliviano con el proceso de "Nacionalización de los Hidrocarburos", si bien no se elimina la participación del sector privado, lo disminuye, por ello será necesario repensar si YPFB tiene la infraestructura necesaria para encarar todos estos compromisos dadas la actual estructura gerencial (muy vertical), la elevada rotación

gerencial (cuatro presidentes en un año y medio) y las transferencias directas al resto del Estado (Bono Juancito Pinto).

- La construcción de redes de transporte parece cobrar importancia puesto que también se acordó la compatibilización de normas técnicas que permitan un mayor intercambio energético entre los países. En este sentido queda un amplio margen para adecuar aspectos regulatorios entre cada uno de los países, por ejemplo, las normas de libre acceso a los sistemas de ductos. Será entonces necesario reflexionar si Bolivia está en el camino correcto en materia regulatoria, toda vez que la existencia de un órgano regulador independiente está en duda. Si las tareas regulatorias y de fiscalización que actualmente realiza la Superintendencia de Hidrocarburos las asume alguna dirección del Ministerio de Energía e Hidrocarburos, entonces YPFB no podrá ser fiscalizada y regulada correctamente.
- La producción de biocombustibles también mereció especial atención, no sólo porque aparece como fuente alternativa para la provisión energética, renovable y competitiva sino también porque su explotación masiva podría alterar la producción de otros productos. Por ello, la planificación estratégica aparece como el instrumento adecuado para compatibilizar todas estas actividades.

A esta altura del trabajo es necesario remarcar que conceptos como “cooperación”, “fortalecer relaciones” y “solidaridad” entre los países miembros de la región parecen ser el común denominador de todo este proceso. En este sentido, es necesario analizar el estado de las relaciones comerciales con los países vecinos, en especial Brasil y Argentina, con mayor razón después del proceso “nacionalizador” del país y el anuncio de Venezuela sobre la propuesta para vender gas natural a esta parte del continente.

Impacto de la apertura energética en Bolivia

En primer término es necesario definir qué se entenderá por tal concepto. Puesto que su definición es amplia y depende del contexto en que se utilice, en este documento se entiende que la integración energética está asociada a proyectos de exportación de energía. En particular en esta sección se analizarán los proyectos de exportación de gas natural. Si bien dicha conceptualización limita el alcance de la integración energética tiene, como ventaja, la posibilidad de cuantificarla.

Es muy difícil refutar con seriedad el impacto positivo que tuvieron los últimos proyectos de exportación de gas natural a Brasil y Argentina. Los mismos se reflejan en tres variables: a) el saldo comercial con Brasil; b) el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), y c) los mayores ingresos fiscales. Por ello, en esta sección se estudiará el

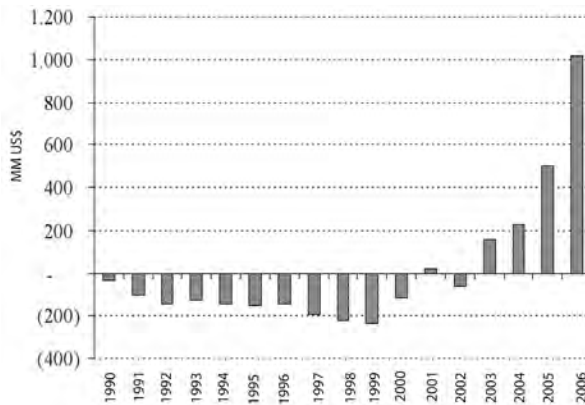
impacto de la exportación de gas natural sobre los principales indicadores macroeconómicos bolivianos.

Exportaciones

Tomando en cuenta sólo el incremento de las exportaciones sobre el saldo de la Balanza Comercial con Brasil se construyó el gráfico 7 (exportaciones menos importaciones). Claramente se observa una posición deficitaria en la década de los noventa que se revierte los últimos años debido al crecimiento en las exportaciones de gas natural, no sólo en volumen sino también en precios.

Gráfico 7

Saldo de la Balanza Comercial con Brasil (MM US\$)

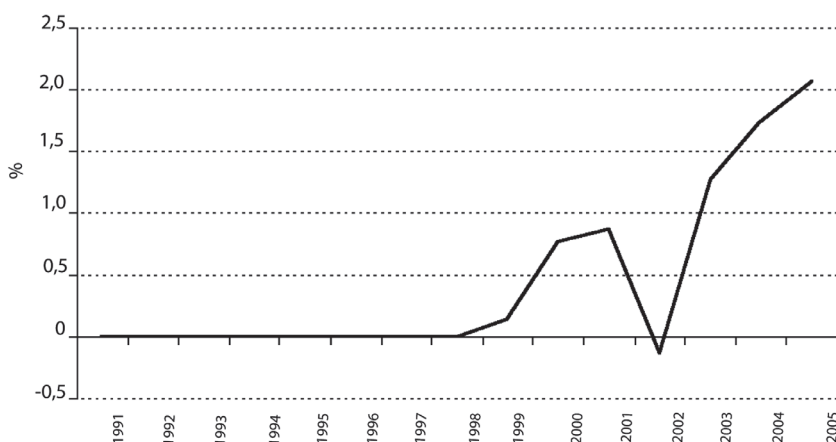


Producto Interno Bruto

Para analizar el impacto sobre la tasa de crecimiento del PIB de los proyectos de exportación a Brasil y Argentina, se construyó un modelo econométrico de ecuaciones simultáneas (descrito en el Anexo) con datos trimestrales durante el período 1990-2006 que permitió simular cuál hubiese sido la tasa de crecimiento del PIB si las exportaciones de gas natural no hubiesen contemplado dichos proyectos¹⁰. El gráfico 8 presenta el impacto marginal de estos proyectos de exportación sobre la tasa de crecimiento del PIB durante el período de análisis.

10. Si bien este análisis es parcial, dado que no se toman en cuenta las inversiones para la puesta en marcha de este proyecto, los resultados obtenidos se pueden considerar como el escenario más conservador para evaluar el impacto de la exportación de gas natural a Brasil. De hecho, en Andersen et al. (2003) se estimó, a través de un modelo de equilibrio general, que el proyecto de exportación a Brasil explica más de la mitad de la tasa de crecimiento del PIB.

Gráfico 8
Crecimiento del PIB y la exportación de gas natural a Brasil



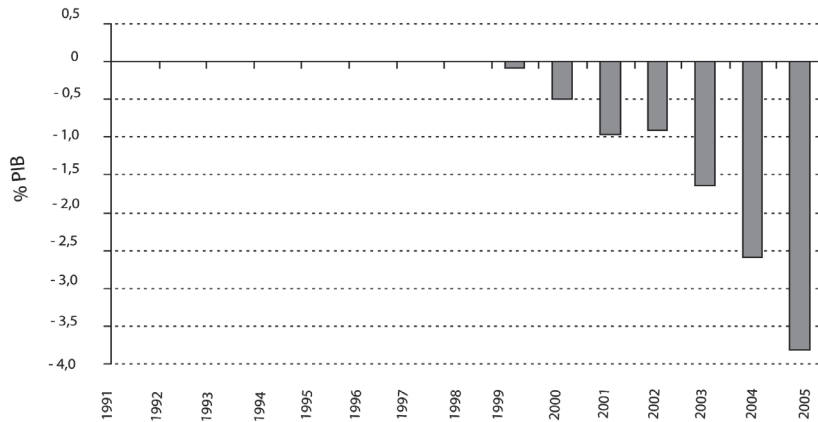
De acuerdo con la información del gráfico, de no haberse instrumentado este proyecto la tasa de crecimiento del PIB se habría situado entre 1% y 2% por debajo de la observada. El incremento en el volumen de exportación impactó positivamente en, aproximadamente, 1% sobre la tasa de crecimiento en el período 2000-2001; por su parte, el notable incremento de los precios de exportación hizo que el aporte de este proyecto sobre dicho crecimiento se sitúe entre 1,5% y 2% en el período 2003-2005. Es decir, en los últimos años, las exportaciones de gas natural explican más de la mitad del crecimiento del PIB boliviano.

Déficit del SPNF

La exportación de gas natural también generó recursos fiscales importantes debido a las regalías, participaciones e impuestos que se aplican a la actividad de explotación y comercialización de hidrocarburos (para más información sobre este consultar Medinaceli, 2003, 2004 y 2006, y Medinaceli et al., 2003). El gráfico 9, que presenta el impacto de las exportaciones de gas natural sobre el déficit del sector público no financiero (SPNF) como porcentaje del PIB, muestra cómo de no haberse implementado este proyecto el déficit del SPNF hubiese sido mayor; de hecho, para el año 2005 se habría incrementado en 4% del PIB.

Ciertamente, este escenario se construye bajo el supuesto de que la estructura de gastos del Estado hubiese permanecido inalterada, no obstante, es difícil negar que los recursos provenientes de la exportación de gas natural impactaron positivamente en las finanzas públicas.

Gráfico 9
Exportación de gas natural y el déficit del SPNF (% del PIB)



Exportación a Argentina

Actualmente existe la posibilidad de incrementar los volúmenes de exportación de gas natural a la Argentina hasta alcanzar 27 MM de mcd. Por ello, en esta sección se estudiará el impacto, sobre la tasa de crecimiento del PIB, de la posible ampliación de la exportación de gas natural hacia dicho país.

Tasa de crecimiento del PIB

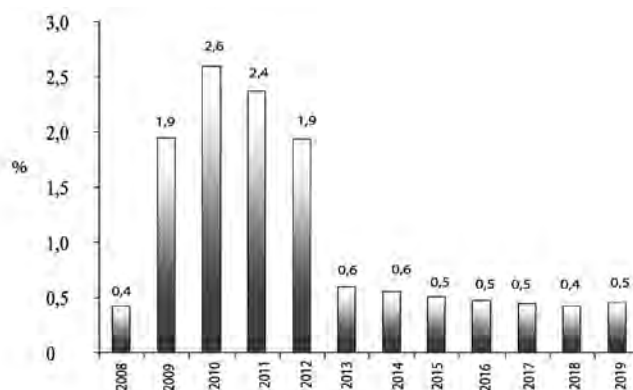
Previa presentación de los resultados es necesario describir los supuestos del análisis:

- Toda la producción adicional proviene del campo Margarita, por ello, el rendimiento del petróleo es mayor al promedio nacional.
- Los precios del petróleo continúan elevados, por ello también se asume que la tasa de crecimiento mundial es elevada, con el consecuente impacto sobre las tasas de interés internacionales y los precios del petróleo.
- Se mantiene la participación estatal establecida en la Ley de Hidrocarburos n° 3058 y los nuevos contratos de exploración y explotación, firmados por YPFB en el segundo semestre del año 2006.
- Además del incremento en las exportaciones, también se presenta un incremento en la inversión extranjera directa para financiar las actividades de explotación en el campo productos, por ello, dentro la conformación del PIB, no sólo se incrementa el ítem exportaciones, sino también, la formación bruta de capital fijo.
- Puesto que este proyecto también estará asociado a la mayor producción de líquidos, casi duplicando la producción actual, se asume que existen las inversiones

necesarias para almacenar, transportar y/o refinar dicha producción, ya sea para su consumo en el mercado interno o para la exportación.

Con estos supuestos se puede observar en el gráfico 10 el impacto del proyecto de exportación de gas natural a Argentina sobre la tasa de crecimiento del PIB. Un proyecto de esta naturaleza genera mayores tasas de crecimiento del PIB, hasta de 2,5% adicional. Llama la atención que se presente un crecimiento sostenido del 0,5%, lo que se debe al supuesto de crecimiento sostenido de la producción mundial, dado que también las exportaciones bolivianas se incrementarían.

Gráfico 10
Crecimiento del PIB y exportación a Argentina (% del PIB)



Si bien es positivo el impacto de este proyecto de exportación sobre el crecimiento económico, es necesario recordar que el principal supuesto es que la inversión necesaria para llevar a cabo dicho proyecto, se lleve a cabo. De ahí que la única posibilidad de que se cumpla este escenario es que los precios continúen elevados, dada la magnitud de la participación estatal establecida en el marco legal vigente en Bolivia (véase Medinaceli, 2007).

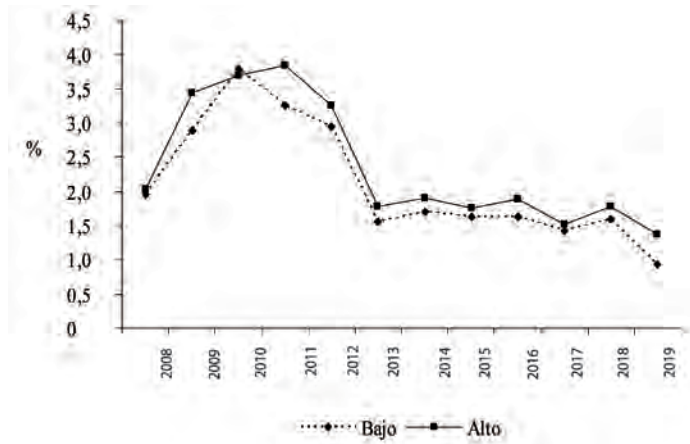
A través de un análisis estocástico es posible determinar el rango de la tasa de crecimiento del PIB en el escenario antes planteado¹¹. En este sentido, el gráfico 11 presenta el crecimiento total de la economía boliviana en caso de llevarse a cabo el proyecto de exportación de gas natural a Argentina. Puesto que se trata de un ingreso con poca volatilidad, por el momento los rangos son bastante pequeños, de hecho, se mantiene el impacto de 2% y 3% en el PIB, estabilizándose luego en un crecimiento estacionario del 2%.

11. Este rango resulta de añadir/restar al promedio del PIB dos veces la desviación estándar del mismo.

Gráfico 11

Tasa de crecimiento del PIB con Argentina. Escenario optimista

Desigualdad económica



¿Realmente un proyecto de exportación de gas natural beneficia a los pobres? Este tema fue investigado en Andersen et al. (2003 y 2007) no sólo con un proyecto de exportación de gas natural, sino también con la llamada “nacionalización” de los hidrocarburos en Bolivia llevada a cabo en 2006. A través de un modelo equilibrio general computable es posible conocer el impacto de los escenarios descritos anteriormente sobre la desigualdad del ingreso en la economía boliviana.

El principal resultado del análisis descrito es que, si la estructura de gasto del Estado permanece inalterada, mayores ingresos fiscales resultantes de proyectos de exportación de gas natural no ayudan a disminuir la desigualdad en el ingreso y, más aún, favorecen a la población de ingresos elevados. No obstante ello, una adecuada intervención estatal a través de políticas sociales eficientes puede revertir este proceso y permitir que los segmentos pobres de la población se beneficien de este tipo de proyectos de exportación.

Posición de Bolivia

En esta sección se analizan algunas de las discusiones más importantes de los últimos veinte años respecto a los problemas de integración energética en el país así como algunos aspectos que deberían ser abordados por el hacedor de política energética para encarar de mejor manera cualquier proceso de integración.

¿Sobre qué discutimos?

A partir de la década de los ochenta las exportaciones de hidrocarburos bolivianos se concentraron, sobre todo, en la exportación de gas natural (gráfico 12). Posiblemente este comportamiento en las exportaciones generó dos tipos de debate respecto al tipo de apertura energética en materia de hidrocarburos. El primero ligado al planteamiento de la hipótesis entre exportar el gas natural o privilegiar su consumo interno (un buen ejemplo de este planteamiento se encuentra en Quiroga, 1977); el segundo, ligado a la exportación de gas natural como “materia prima” o como producto industrializado (véase, por ejemplo, Poveda y Rodríguez, 2006).

Gráfico 12

Exportación de gas natural como % de las exportaciones de hidrocarburos



Durante la década de los setenta, gran parte de la discusión ligada a la apertura energética de Bolivia consistía en analizar si las reservas de gas natural podían o no abastecer los requerimientos del mercado interno y los compromisos de exportación, dado el incremento en los volúmenes de gas natural destinado al mercado externo. Si bien durante este período también se discutió si era bueno exportar el gas natural como materia prima, la misma no tuvo la importancia del primer tema ya mencionado.

Con las inversiones realizadas en la segunda mitad de la década de los noventa las reservas de gas natural (probadas y probables) son suficientes para abastecer el mercado interno y además generar excedentes interesantes para la exportación. En este sentido, la discusión está orientada a la forma cómo se exportará este gas natural no comprometido con el mercado interno, como “materia prima” o “industrializado”, puesto que los resultados económicos y financieros de ambas opciones son distintos. Es necesario remarcar en este punto que no todos los proyectos de industrialización

son atractivos para el Estado boliviano, dados los elevados precios del gas natural como “materia prima” y los costos de inversión y operación del proyecto de industrialización en sí mismo.

La posibilidad de exportar GNL a Estados Unidos de América a través de un puerto en el Océano Pacífico y el referéndum del año 2004 abre la posibilidad de utilizar el gas natural como instrumento para obtener una salida al mar, por supuesto, a través de la República de Chile. Por ello, la discusión sobre apertura energética no sólo está relacionada con aspectos técnicos, económicos y/o financieros; sino también, con consideraciones geopolíticas.

¿Dónde debemos trabajar?

La discusión en materia de integración energética está lejos de agotarse, sin embargo, con el análisis realizado hasta el momento, es posible identificar algunas áreas de trabajo, a nivel estatal. Las más importantes se detallan a continuación:

- No se puede negar la importancia de Bolivia en el abastecimiento de gas natural en la región, sin embargo, ésta podría disminuir debido a dos razones: la presencia de productos alternativos, y la falta de confianza en la provisión del producto. En este sentido, es necesario recuperar la confianza de los países vecinos respecto a la seguridad en la provisión de gas natural por parte de Bolivia. Un aspecto que debería discutirse es hasta qué punto Bolivia y los países proveedores de gas natural aseguran el abastecimiento externo a costa del interno toda vez que el concepto de seguridad energética parece desplazar las consideraciones de precio, es decir, existe la posibilidad de alcanzar equilibrios de mediano y largo plazo con precios elevados y seguridad de abastecimiento.
- Si bien en los últimos años la discusión entre el abastecimiento al mercado interno y externo fue debilitándose, surge una nueva y con mucho cuerpo: exportación de gas natural como “materia prima” o industrialización. Ciertamente, un análisis menos apasionado del tema muestra que estas dos opciones no son excluyentes, sin embargo, es necesario estudiar a fondo cuáles son las verdaderas posibilidades para industrializar el gas natural, los posibles mercados y, tal vez más importante, cuál es el beneficio para el Estado boliviano de un proyecto de industrialización, mismo que aún no queda del todo claro.
- En los últimos años se advierte una mayor participación estatal en el quehacer hidrocarburífero del país pero, a diferencia de anteriores procesos, aún se considera al sector privado como actor importante dentro el desarrollo del sector. En este sentido, parece que la apuesta es por un Estado regulador y planificador, a través de YPF, pero conviviendo con el sector privado, debido a la necesidad de inversión

y tecnología. En este nuevo contexto, el incremento de las ventas de gas natural al mercado externo debería estar asociado a la generación del incentivo correcto al sector privado para que éste realice la inversión correspondiente y así lograr un proceso de integración eficiente.

- Finalmente, hay aspectos que necesariamente deberán estudiarse en cualquier proceso de integración: 1) el rol específico de YPF; 2) las características geopolíticas de la integración energética; 3) el impacto de la reforma en la Constitución Política del Estado sobre la integración, y 4) el vínculo entre mayor exportación de gas natural y mayor desigualdad económica.

Conclusiones y recomendaciones

- El crecimiento económico de los últimos cinco años se explica en gran parte por el crecimiento en las actividades del sector hidrocarburos en Bolivia. El crecimiento en la producción, las inversiones, las exportaciones y los precios internacionales explica entre 2% y 3% del crecimiento en el Producto Interno Bruto. Por supuesto, todos estos aspectos están vinculados al proyecto de exportación de gas natural a Brasil que se inicia en 1999 y ya en el año 2006 representa más del 87% en la producción total de gas natural.
- Las finanzas públicas también se beneficiaron de este proyecto de exportación, de acuerdo a los resultados del modelo utilizado en la elaboración de este documento. De no haberse concretado dicho proyecto, el déficit del SPNF habría sido hasta de 4% (como porcentaje del PIB) mayor al observado. Más aún, con el nuevo impuesto (IDH) aplicado al sector hidrocarburos en Bolivia con la Ley de Hidrocarburos nº 3058, el Estado recibió más de US\$600 millones anuales adicionales.
- De concretarse el proyecto de exportación a Argentina, escenario muy cuestionado hasta el momento, el impacto sobre la economía boliviana sería importante, de hecho, el impacto sobre la tasa de crecimiento del PIB podría oscilar entre 2% y 2,5%. Sin embargo, aún queda mucho trabajo para que los beneficios de este tipo de proyectos lleguen al segmento más pobre de la población dado que, de mantenerse la actual estructura de gastos del Estado, los ingresos adicionales benefician, en gran parte, a grupos de la población con niveles de ingreso medios y altos.
- A nivel internacional, la interdependencia energética es clara. Del conjunto de países analizados sólo Perú presenta un equilibrio entre la producción interna y el consumo de gas natural; por su parte, Brasil, Argentina, Chile y Bolivia presentan vínculos comerciales importantes respecto a la compra y venta de gas natural.

- También vale la pena destacar que Argentina y Chile, en ese orden, son países que presentan indicadores interesantes en materia de consumo de gas natural. Del análisis realizado, estos dos países muestran, al interior de su matriz energética, una considerable masificación en el consumo de gas natural.

La apertura de mercados energéticos tuvo un impacto positivo importante en la economía boliviana, aunque probablemente quedan aspectos internos que solucionar, por ejemplo, la distribución de estos beneficios de forma más progresiva. Sin embargo, las cifras y los modelos económicos sugieren, con mucha autoridad, que el crecimiento boliviano depende fuertemente de los vínculos energéticos con los países vecinos.

Pese a que las recomendaciones deberían deducirse de la lectura global del documento, es bueno dejar explícitas algunas de ellas:

- No se puede negar la importancia de Bolivia en el abastecimiento de gas natural en la región, sin embargo, ésta podría disminuir debido a dos razones: por un lado, la presencia de productos alternativos, por otro, la falta de confianza en la provisión del producto. En este sentido, es necesario recuperar la confianza de los países vecinos respecto a la seguridad en la provisión de gas natural por parte de Bolivia.
- Un aspecto que debería discutirse es hasta qué punto Bolivia y los países proveedores de gas natural aseguran el abastecimiento externo a costa del interno. Toda vez que existe la posibilidad de alcanzar equilibrios de mediano y largo plazo con precios elevados y seguridad de abastecimiento.
- Si bien en los últimos años la discusión entre el abastecimiento al mercado interno y el externo fue debilitándose, surge una nueva surge con mucho cuerpo: exportación de gas natural como “materia prima” o industrialización. Un análisis menos apasionado del tema muestra que estas dos opciones no son excluyentes, sin embargo, es necesario estudiar a fondo cuáles son las verdaderas posibilidades para industrializar el gas natural, los posibles mercados y, tal vez más importante, cuál el beneficio para el Estado boliviano de un proyecto de industrialización que aún no queda del todo claro.
- En los últimos años se advierte una mayor participación estatal en el quehacer hidrocarburífero del país pero, a diferencia de anteriores procesos, aún se considera al sector privado como actor importante en el desarrollo del sector. En este sentido, parece que la apuesta es por un Estado regulador y planificador, a través de YPFB, pero conviviendo con el sector privado, debido a la necesidad de inversión y tecnología. En este nuevo contexto, el incremento de las ventas de gas natural al mercado externo debería estar asociado a la generación del incentivo correcto al sector privado para que éste realice la inversión correspondiente y así lograr un proceso de integración eficiente.

- Finalmente existen aspectos que deberán estudiarse en cualquier proceso de integración: 1) el rol específico de YPF; 2) las características geopolíticas de la integración energética; 3) el impacto de la reforma la Constitución Política del Estado sobre la integración, y4) el vínculo entre mayor exportación de gas natural y mayor desigualdad económica.

Anexo Modelo Macroeconómico

Uno de los objetivos de la presente evaluación es analizar, de forma integral, la economía en Bolivia desde 1990. En ese sentido, a continuación se desarrolla un modelo sencillo que intenta capturar algunas de las características observadas como más importantes.

El modelo consta de 12 ecuaciones de comportamiento, 9 identidades, 12 variables exógenas y 22 endógenas. Es sencillo verificar que las condiciones de rango y orden requeridas en este tipo de modelos se satisfacen. Si bien el modelo es bastante sencillo, como se verá a continuación, permite proyectar algunos escenarios para la economía boliviana.

Datos y Relaciones

Los datos de consumo de las familias (c_t), gasto del gobierno (g_t), inversión¹ (I_t), exportaciones (x_t) e importaciones (m_t) fueron obtenidos de la descomposición (según estructura de gastos) del Producto Interno Bruto (Y_t) que realizó el Instituto Nacional de Estadísticas para el período 1990-2006, de forma trimestral.

Se asume que el consumo de las familias (c_t) está en función del Ingreso Disponible de las mismas (Yd_t) y el consumo de período pasado (c_{t-1}). La variable Yd_t resulta de restar a Y_t el nivel de impuestos recaudados del público por el Sector Público No Financiero (SPNF) (t_t), variable expresada en millones de Bs. y deflactada por el Índice de Precios al Consumidor (IPC)². En este sentido la ecuación estimada consumo de las familias es:

$$c_t = -506.8 + 0.76 \cdot Yd_t + 0.25 \cdot c_{t-1}$$

La tasa de interés pasiva nominal ($i_{p,t}$) está en función de la tasa LIBOR y sus rezagos, la tasa de interés activa ($i_{a,t}$) está en función de la tasa pasiva y de su valor rezagado. Las regresiones estimadas se presentan en las siguientes ecuaciones:

$$i_{p,t} = -0.39 + 0.11 \cdot LIBOR_{t+4} + 1.43 \cdot i_{p,t-1} - 0.82 \cdot i_{p,t-2} + 0.36 \cdot i_{p,t-3}$$

¹ El dato de inversión es el resultado de sumar la Formación Bruta de Capital Fijo y la variación de existencias.

² Para calcular esta variable se tomaron en cuenta los impuestos de la Renta Interna, el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados y el IVA.

$$i_{a,t} = 3.32 + 0.31 \cdot i_{p,t} + 0.63 \cdot i_{a,t-1}$$

La inversión en la economía (I_t) se asume depende de la inversión extranjera directa (IE_t), de la tasa de interés activa ($i_{a,t}$), del PIB (Y_t), una variable *dummy* que representa la inversión por el proceso de capitalización (D_3) y de su valor rezagado, por ello la ecuación estimada es:

$$I_t = 475 + 0.18 \cdot IE_t + 0.48 \cdot I_{t-1} + 206 \cdot D_3 - 9.53 \cdot i_{a,t} + 0.38 \cdot \Delta Y_{t-2}$$

El nivel de ingresos del SPNF (T_t), depende de la tasa de inflación (π_t), de los impuestos del SPNF (t_t) y de las exportaciones totales (x_t). Por otra parte, la recaudación impositiva del SPNF (t_t) depende del PIB (Y_t), las importaciones totales (m_t) y las exportaciones de hidrocarburos y minería ($x_{rmm,t}$), por otra parte, el gasto del SPNF (G_t) depende del gasto del gobierno (g_t) en bienes y servicios y de los ingresos del SPNF (T_t), de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$T_t = 521 + 0.52 \cdot t_t - 20.3 \cdot \pi_t + 0.42 \cdot x_t$$

$$t_t = -667 + 0.21 \cdot Y_t + 0.15 \cdot m_t + 0.498 \cdot x_{rmm,t}$$

$$G_t = 177 + 1.56 \cdot g_t + 0.16 \cdot T_t$$

La tasa de inflación (π_t) está en función de la inflación rezagada (π_{t-1}), el déficit del SPNF (Def_t), la variación del precio nominal de la gasolina $\Delta p_{g,t}$ y la masa monetaria ($M1_t$) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\pi_t = 0.25 + 0.60 \cdot \pi_{t-1} - 0.000983 \cdot Def_t + 0.000346 \cdot M1_t + 9.40 \cdot \Delta p_{g,t}$$

En el sector externo se presentan dos ecuaciones: la primera relaciona el nivel de exportaciones (x_t) con las exportaciones de hidrocarburos y minería ($x_{rmm,t}$), el tipo de cambio real (E_t) y el PNB de Estados Unidos (Y_t^*), y la segunda relaciona el nivel de importaciones (m_t) con el PIB contemporáneo (Y_t) y el nivel de inversión (I_t) y el tipo de cambio real con Argentina ($E_{arg,t}$), tal como se presenta a continuación:

$$x_t = -1,883 + 1.17 \cdot x_{rmm,t} + 13.9 \cdot E_t + 0.19 \cdot Y_t^*$$

$$m_t = -439 + 0.33 \cdot Y_t + 0.44 \cdot I_t - 0.81 \cdot E_{arg,t}$$

La masa monetaria nominal ($M1_t$) depende de la diferencial de tasas de interés LIBOR y doméstica (Din_t), el gasto del SPNF (G_t), el PIB (Y_t) y del déficit en cuenta corriente (Dcc_t), a través de la siguiente ecuación:

$$M1 = -4,450 + 105 \cdot Din_t + 1.285 \cdot G_t + 1 \cdot Y_t + 0.71 \cdot Dcc_t$$

El tipo de cambio real (E_t) depende del nivel de exportaciones e importaciones a través de la siguiente ecuación:

$$E_t = 86.67 + 0.015 \cdot x_t + 0.005 \cdot x_{t-1} - 0.012 \cdot m_t$$

Finalmente, las identidades se refieren al ingreso nacional disponible Yd_t , el ingreso nacional bruto Y_t , el déficit del SPNF, la variación del precio de la gasolina, el índice de precios al consumidor, el diferencial de tasas de interés (Din_t), la masa monetaria medida en términos reales ($M1IPC$), la tasa de devaluación (dev_t) y el déficit en cuenta corriente (Dcc_t).

$$Yd_t = Y_t - t_t$$

$$Y_t = c_t + i_t + g_t + x_t - m_t$$

$$D_t = T_t - G_t$$

$$\Delta p_{g,t} = \frac{P_{g,t}}{P_{g,t-1}} - 1$$

$$IPC_t = IPC_{t-1} \cdot \left(1 + \frac{\text{inf}_t}{100}\right)$$

$$Din_t = \text{libor}_t - \text{pasiva}_t$$

$$M1IPC = \frac{M1}{IPC} \cdot 100$$

$$dev_t = \frac{tdc_t}{tdc_{t-1}} - 1$$

$$Dcc_t = x_t - m_t$$

Bibliografía

- Andersen, L.; Faris, R.; Medinaceli M. (2003) Exportación de Gas Natural: el efecto sobre crecimiento, empleo, desigualdad y pobreza. Instituto de Investigaciones Socio Económicas. Universidad Católica Boliviana. La Paz.
- Andersen, L.; Caro, J.; Faris, R.; Medinaceli M. (2007) "Gas Natural and Inequality in Bolivia alter Nationalization", *Journal of Energy and Development*, vol. XXXI, nº 2, Spring 2006, ICEED.
- Atkinson, Paul y Noord, Paul van den (2001) "Managing Public Expenditure: Some Emerging Policy Issues and a Framework for Analysis", *OECD Working Paper*, nº 285, febrero.
- Devarajan, Shantayanan y Hammer, Jeffrey (1997) "Public Expenditures and Risk Reduction", *The World Bank Development Research Group*, Mimeo.
- Lloyd-Ellis, Huw y Zhu, Xiadong (2000) "Fiscal Shocks and Fiscal Risk Management", *Working Paper of the Center for Research on Economic Fluctuation and Employment*, nº 108, Université of Québec, Montréal, marzo.
- Medinaceli, M. (2003) *Sistemas impositivos aplicados al sector petrolero en Bolivia*. Mimeo. Cámara Boliviana de Hidrocarburos. Noviembre.
- Medinaceli, M.; Müller, H. y Cavero, R. (2003) "El régimen impositivo en el sector hidrocarburífero en Bolivia". *Informe Confidencial nº 126*, julio-agosto. Müller & Asociados. La Paz.
- Medinaceli, M. (2004) "¿Cómo aprovechar contextos favorables en el sector hidrocarburos? Los principales sectores exportadores de Bolivia", *Boletín Económico Análisis de Coyuntura* nº 2, pp. 31-44, Fundación Milenio, Bolivia.
- Medinaceli, M. (2006) "Aspectos tributarios de la Ley de Hidrocarburos nº 3058 y del Decreto Supremo nº 28701", en *La Nacionalización Bajo la Lupa*. Fundación Milenio. La Paz.
- Medinaceli, M. (2007) *La nacionalización del nuevo milenio: cuando el precio fue un aliado*. Fundemos. La Paz.
- OLADE (2006) *Foro de Integración Energética Regional (FIER)*, México.
- Polackova, Hana (1998) "Government Contingent Liabilities: A Hidden Risk to Fiscal Stability", *World Bank Policy Research Working Paper*, nº 1989, octubre.
- Polackova, Hana; Papp, Anita y Schick, Allen (1999) "Fiscal Risk and the Quality of Fiscal Adjustment in Hungary", *World Bank Policy Research Working Paper*, nº 2176, diciembre.
- Poveda, P.; Rodríguez, A. (2006) *El gas de los monopolios: análisis de la política de hidrocarburos en Bolivia*. Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA). La Paz.
- Quiroga, Marcelo (1977) "Oleocracia o Patria", *Obras Completas* nº 5. Plural Editores. La Paz.
- Superintendencia de Hidrocarburos. *Informes Estadísticos* (varios números). La Paz.
- YPFB-Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. *Informes Mensuales* (varios números). La Paz.
- YPFB-Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. *Informes Estadísticos* (varios números). La Paz.