

La guerra del fuego
Políticas petroleras y
crisis energética en
América Latina

Guillaume Fontaine y Alicia Puyana, Coordinadores

La guerra del fuego

Políticas petroleras y crisis energética en América Latina



© De la presente edición:

FLACSO, Sede Ecuador

La Pradera E7-174 y Diego de Almagro

Quito-Ecuador

Telf.: (593-2-) 323 8888

Fax: (593-2) 3237960

www.flacso.org.ec

Ministerio de Cultura del Ecuador

Avenida Colón y Juan León Mera

Quito-Ecuador

Telf.: (593-2) 2903 763

www.ministeriodecultura.gov.ec

ISBN:

Cuidado de la edición: Paulina Torres

Diseño de portada e interiores: Antonio Mena

Imprenta: Crearimagen

Quito, Ecuador, 2008

1ª. edición: marzo, 2008

Índice

Presentación	9
Introducción La investigación latinoamericana ante las políticas energéticas	11
<i>Guillaume Fontaine y Alicia Puyana</i>	
PRIMERA PARTE CONTEXTO INTERNACIONAL	
Ventajas para la integración energética de América del Sur	33
<i>Jesús Mora Contreras</i>	
El rediseño de los sistemas de gobernanza petrolera en el Ecuador y Venezuela	53
<i>Marc Le Calvez</i>	
Nuevas tendencias en la seguridad energética mundial y sus impactos en América Latina	75
<i>Bertha García Gallegos</i>	
SEGUNDA PARTE DIMENSIONES ECONÓMICAS Y FINANCIERAS	
Mercado mundial de dinero y renta petrolera (1997-2007)	97
<i>Carlos Morera Camacho y José Antonio Rojas Nieto</i>	

El petróleo y el crecimiento económico mexicano: ¿Un recuento de oportunidades perdidas?	129
<i>Alicia Puyana y José Romero</i>	
Evolución y perspectivas del <i>upstream</i> de gas natural en Bolivia	147
<i>Mario García Molina y María Fernanda Murcia</i>	
TERCERA PARTE	
PROBLEMAS SOCIALES	
ITT: un problema de gobernanza para el Ecuador	169
<i>Guillaume Fontaine</i>	
La reorganización de Petróleos Mexicanos. Visiones encontradas sobre la gobernanza de una empresa pública (1989-2006)	195
<i>Isabelle Rousseau</i>	
CUARTA PARTE	
CONFLICTOS AMBIENTALES	
(In)sostenibilidad de los hidrocarburos en la cuenca amazónica peruana	219
<i>César Leonidas Gamboa Balbín</i>	
Gobernanza ambiental, conservación y conflicto en el parque nacional Yasuní	241
<i>Paúl Cisneros</i>	
Huaorani: mundos paralelos, mundos superpuestos y submundos	259
<i>Iván Narváez Q.</i>	
Presentación de los autores	285

Primera parte
Contexto internacional

Ventajas para la integración energética de América del Sur

Jesús Mora Contreras*

Resumen

América del Sur tiene un conjunto de ventajas en materia de energía que, si se consideran teóricamente de manera aislada, bien podrían servir como bases para erigir sobre ellas el proceso complejo de la integración energética regional. En este artículo, revisamos los principales factores que conducen a una posible convergencia de las políticas petroleras en este sentido. Nos interesa, en particular, la existencia de suficientes reservas probadas de petróleo y gas natural, derecho de propiedad pública de los hidrocarburos, empresas petroleras estatales y oferta de crudos, productos refinados y gas natural en exceso de sus correspondientes demandas internas.

Palabras clave: integración, ventajas, energía, América del Sur.

* Profesor Jubilado (Titular), Universidad de Los Andes, Mérida (Venezuela).

Introducción

Ahora que los presidentes de las repúblicas de los países sudamericanos crearon el Consejo Energético de Suramérica, con vistas a un futuro tratado, quizá interese tener claridad sobre algunas de las ventajas que tienen estos países para la integración sectorial.

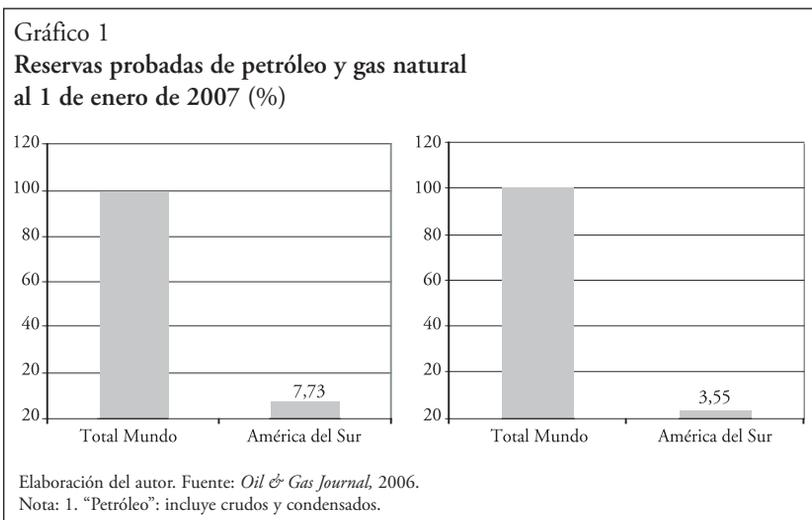
Los doce países en que está dividido el territorio de América del Sur (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela) disponen al menos de cuatro ventajas en materias relacionadas con los hidrocarburos (una de las fuentes de energía) que, si se consideran teóricamente de manera aislada, bien podrían servir como bases para intentar erigir sobre ellas el complejo proceso de la integración energética regional: suficientes reservas probadas de petróleo y gas natural; derecho de propiedad pública de los hidrocarburos; empresas petroleras estatales¹ y oferta de crudos, productos refinados y gas natural en exceso de sus correspondientes demandas internas. Estos países tienen también un conjunto de desventajas, acaso superiores en número y en contenido a las ventajas, pero en este artículo solo se tratarán las ventajas debido al límite puesto por los editores en cuanto a extensión de los escritos. En las cuatro secciones siguientes se expondrán cada una de las ventajas enumeradas.

Reservas probadas de petróleo y gas natural

Según las estimaciones publicadas por *Oil & Gas Journal* para el primero de enero de 2007, América del Sur tiene almacenados naturalmente en el subsuelo de su territorio casi 102.000 millones de barriles (10⁹ de b) en reservas probadas de petróleo “crudo” y 219.000 billones de pies cúbicos (10¹⁵ de p³) en reservas probadas de gas natural, lo que representa 7,73 %

1 En este artículo se usa la expresión empresa petrolera “estatal” en vez de empresa petrolera “pública” o “nacional” (o su equivalente en inglés: *National Oil Company*), porque el término estatal da a entender, más que las expresiones “nacional” o “pública”, dos características que identifican a estas empresas: la cuestión de la propiedad y la intervención del Estado en la actividad económica.

del total mundial de las reservas probadas de petróleo y 3,55 % de las reservas probadas de gas natural (Cf. Gráfico 1)².

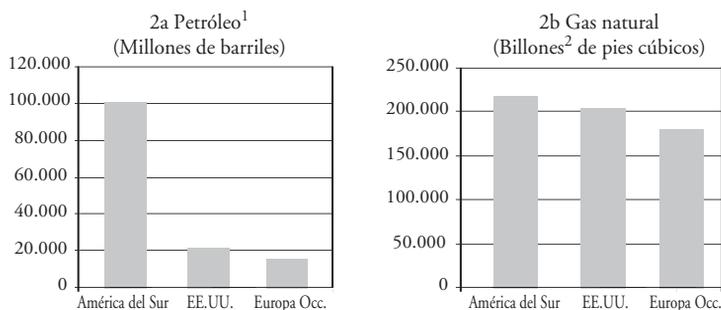


Esta abundante dotación de recursos proporciona a América del Sur una ventaja geológica indiscutible cuando esas cantidades se comparan con las reservas probadas de Estados Unidos, y Europa Occidental (los dos más grandes consumidores de energía del planeta). En efecto, las cantidades de reservas probadas de petróleo de Sudamérica superan a las reservas probadas de Estados Unidos – el mayor consumidor individual de energía del mundo – en casi cinco veces (Cf. Gráfico 2 a); y las de gas, en un poco más del 7 % (Cf. Gráfico 2 b). En relación con Europa Occidental (que incluye a dos productores importantes de hidrocarburos como Noruega y el Reino Unido), las proporciones correspondientes son las siguientes: las reservas probadas de petróleo de América del Sur superan a las de Europa Occidental en casi seis veces y media (Cf. Gráfico 2a); y las de gas, en un poco más del 20 % (Cf. Gráfico 2b). En resumen, Sudamérica dispone de

2 Los cálculos varían según las fuentes: *BP Statistical Review of World Energy*, *World Oil* y *Cedigaz* (Centre international d'information sur le gaz naturel et tous hydrocarbures gazeux).

Gráfico 2

**Reservas probadas de petróleo y gas natural
al 01/01/2007**



Fuente: Elaboración del autor con base en datos de PennWell Corporation, *Ibíd.* Véase tabla 1 en anexos.

Notas: 1 "Petróleo" incluye crudos y condensados; 2 Un billón = 10^{12} (unidad española).

ventajas geológicas en materia de hidrocarburos como para erigir sobre ellas un proceso de integración energética regional.

Sin embargo, las reservas probadas de petróleo y gas natural de América del Sur están distribuidas desigualmente entre los 12 países que integran la región (Cf. Tabla 1). De hecho, si se toma al azar la cantidad de mil millones de barriles como medida distributiva de las reservas probadas de petróleo por país, en Sudamérica se pueden distinguir tres grupos de países: cinco que tienen más de mil millones de barriles (Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador y Venezuela); cuatro que tienen menos de esa cantidad (Bolivia, Chile, Perú y Surinam); y un tercer grupo de tres países que carece por completo de reservas probadas de petróleo (Guyana, Paraguay y Uruguay). Por el lado de la distribución de reservas probadas de gas natural por país, la desigualdad es menor para el primer grupo de siete países que tienen – independientemente de la cantidad – reservas probadas de este hidrocarburo (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Perú y Venezuela), pero mayor para el segundo grupo de cinco países (Ecuador, Guyana, Paraguay, Surinam y Uruguay) que carecen de reservas probadas de este hidrocarburo.

Tabla 1 Reservas probadas de petróleo y gas natural por país al 01/01/2007		
País	Petróleo ¹ (Millones de Barriles)	Gas natural (Billones ² de pies cúbicos)
Argentina	2.468	16.090
Bolivia	440	24.000
Brasil	11.773	10.820
Colombia	1.453	3.996
Chile	150	3.460
Ecuador	4.517	0
Guyana	0	0
Paraguay	0	0
Perú	930	8.723
Surinam	111	0
Uruguay	0	0
Venezuela	80.012	152.380

Elaboración del autor. Fuente: *Oil & Gas Journal*, 2006.
Notas: 1. "Petróleo" incluye crudos y condensados; 2. Un billón = 10¹² (unidad española).

Otra característica distintiva de las reservas probadas de petróleo y gas natural de América del Sur es su concentración en alguno o algunos de los 12 países (Cf. Tabla 2). Venezuela, por ejemplo, concentra en su subsuelo nacional 79 % de las reservas probadas de petróleo de la región y 69 % de las de gas natural. Y, si a las reservas venezolanas de petróleo se les suman las de Brasil y Ecuador, este grupo de tres países concentra el 94,5 % del total de las reservas probadas de este hidrocarburo en Sudamérica. De otro lado, si a las reservas venezolanas de gas natural se les suman las de Argentina, Bolivia y Brasil, este grupo de cuatro países concentra el 92, % del total de las reservas probadas de gas natural en Sudamérica.

Como resulta evidente, la integración energética sudamericana en materia de petróleo pasa necesariamente por incorporar reservas probadas

Tabla 2
**América del Sur: Reservas probadas de petróleo
 y gas natural por país al 01/01/2007 (%)**

País/Región	Petróleo¹	Gas Natural
Argentina	2,42	7,33
Bolivia	0,43	10,94
Brasil	11,56	4,93
Colombia	1,43	1,82
Chile	0,15	1,58
Ecuador	4,43	0
Guyana	0	0
Paraguay	0	0
Perú	0,91	3,97
Surinam	0,11	0
Uruguay	0	0
Venezuela	78,56	69,43
Sudamérica	100,00	100,00

Elaboración del autor. Fuente: *Oil & Gas Journal*, 2006.

Nota: 1. "Petróleo" incluye crudos y condensados.

de Venezuela, Brasil y Ecuador; y en materia de gas, reservas de Venezuela, Bolivia, Argentina y Brasil. Esta supuesta incorporación de reservas probadas de petróleo y gas natural para el proceso de integración energética de América del Sur se facilita – teóricamente al menos –, porque en cada uno de los países de la región el derecho de propiedad de los hidrocarburos es público, no privado.

Derecho de propiedad pública de los hidrocarburos en América del Sur

En el mundo contemporáneo no hay un régimen de propiedad específico para los hidrocarburos. Éstos compartieron históricamente el mismo régimen de propiedad de las minas. Por lo tanto, hoy los hidrocarburos pueden ser objeto de apropiación privada o pública, y dentro de ésta, la propiedad puede ser nacional, estatal, estatal, departamental o provincial, y municipal, e incluso, comunal. Los hidrocarburos también pueden ser objeto de propiedad compartida entre el Estado central de un país y sus Estados federales o departamentos o provincias. Además, al igual que cualquier otro bien, el derecho de propiedad de los hidrocarburos puede ser administrado por terceros, es decir, personas o entidades distintas a los propietarios originarios.

Sin embargo, la propiedad pública sobre los hidrocarburos terminó por imponerse casi totalmente en el mundo entero, excepto en los Estados Unidos de Norteamérica donde coexisten en la actualidad la propiedad pública (federal y de los Estados) y la propiedad privada sobre ellos. En este último caso se aplica el antiquísimo régimen jurídico de propiedad llamado “de la accesión”, según el cual la propiedad del suelo comprende “indivisamente” la propiedad del suelo y la del subsuelo. Por consiguiente, el subsuelo se considera como accesorio del suelo, y su propietario hace suyo no sólo lo que el suelo produce sino también lo que se le une o incorpora por obra de la naturaleza (Lantenois, 1938).

Fuera de este caso – aislado, por lo demás, en la sociedad contemporánea –, en el resto del mundo se terminó por admitir, como principio de aplicación general y prácticamente universal, el derecho de propiedad pública de los hidrocarburos, cuyo origen moderno se remonta a la propiedad pública nacional francesa. Dicho sea de paso, cuando en América Latina se habla del origen de esta propiedad, se suele recurrir al derecho colonial español y a la tradición jurídica republicana para explicarlo, pero nunca se menciona que la explicación económica de la propiedad pública es un legado del pensamiento francés y que, por añadidura, la legislación francesa correspondiente ejerció una tremenda influencia en el resto de legislaciones en el mundo entero. Por esta razón, y tratándose de este asunto, el desvío histórico es inevitable.

En la ley de minas francesa de 1791 se distinguió nítidamente entre propiedad privada y propiedad nacional de las minas, utilizando a la profundidad como único criterio de distinción: si las minas se encontraban hasta 100 pies de profundidad, eran minas superficiales, pertenecían al propietario del suelo y formaban parte de su propiedad privada; pero a partir de 100 pies de profundidad, eran minas profundas, pertenecían a la Nación y comenzaron formar parte de una nueva forma de propiedad: la propiedad nacional. Ésta fue la solución que en la Francia revolucionaria se encontró a los dos problemas nacionales de carácter público que obstaculizaban explotar las minas profundas como unidades técnico-económicas y que impedían a los consumidores franceses tener acceso a los minerales extraídos de ellas: a mayor profundidad, mayor complejidad técnica y mayor capital invertido, y la extensión de las minas profundas en el subsuelo no tenía relación alguna con la extensión de la propiedad privada en el suelo, ó, lo que es lo mismo, era imposible repartir el interior de la tierra; de allí, la necesidad de regular la mina como una “propiedad indivisa”.

Pero esta nueva forma de propiedad no se estableció ni para sustituir a los propietarios privados del suelo, obstaculizando la explotación de las minas como unidades técnico-económicas, ni para crear empresas mineras estatales. La propiedad nacional francesa se estableció para que el Estado administrara las minas profundas como un bien público nacional y las otorgara en concesión a las empresas que, luego de haber cumplido con un mínimo de requisitos legales, las solicitaran en exploración y explotación (Méjan, 1792, *passim*).

Desde 1810, cuando se reformó la ley de minas de 1791, la legislación minera francesa clasificó las “sustancias minerales” en canteras y minas, y dentro de éstas últimas comprendió a las minas de carbón, hierro y bitúmenes. La ley de minas francesa de 1810 sirvió a continuación como modelo para elaborar un enorme número de legislaciones mineras modernas (Aguillon, 1886), como las de América del Sur. Por lo tanto, el derecho de propiedad de los hidrocarburos en esta parte del mundo es público, aunque no siempre nacional, pues en Argentina, que es un Estado federal, los hidrocarburos se consideran más bien como propiedad originaria de los Estados provinciales o provincias en cuyos territorios se ubi-

quen (Ramírez, 2006: 317), contrariamente a Brasil, que es otro Estado federal, y en el que los hidrocarburos pertenecen más bien al Estado federal. En el Ecuador, la propiedad de los hidrocarburos es también estatal. En Venezuela es pública, nacional y administrada por el Estado central (Mora Contreras, 2002).

Ahora bien, el hecho de que en América del Sur se haya adoptado el derecho de propiedad pública de los hidrocarburos sugiere – teóricamente, una vez más – que la incorporación de las reservas probadas de petróleo y gas natural a la integración energética de la región se facilite, pues supone poner de acuerdo a un puñado de Estados propietarios o administradores de un bien público nacional, y no a un inmenso grupo de propietarios privados del suelo, como hubiese sido el caso de haberse adoptado en esta materia el derecho de propiedad privada del subsuelo. Los Estados sudamericanos disponen además de otra ventaja para la integración energética regional: son propietarios de empresas petroleras estatales.

Empresas petroleras estatales

Los países sudamericanos productores o consumidores de hidrocarburos comparten en la actualidad otra característica que – en teoría – debería facilitarles emprender un proceso de integración energética: sus Estados continúan siendo propietarios de empresas petroleras estatales (EPE). En este artículo se entiende por empresa petrolera “estatal” a toda organización empresarial dedicada principalmente a producir, industrializar o comercializar hidrocarburos (petróleo y/o gas natural), y en cuyo capital el Estado tiene una participación de naturaleza tal que le garantiza el control de la misma. Por esto, las empresas petroleras de capital mixto – como Petrobrás, Ecopetrol S. A. y Enarsa, en cuyas decisiones respectivas los gobiernos de Brasil, Colombia y Argentina tienen “la última palabra”³ – también se consideran EPE.

3 Para Petrobras, véase el capítulo IX de la ley brasileña del petróleo (No. 9.478 del 06/08/1997); para Enarsa, Cf. los artículos 4 y 5 de la Ley argentina No. 25.943 del 20/10/2004; y para Ecopetrol, Cf. el artículo 2 de la Ley colombiana No. 1.118 del 27/12/2006.

Las EPE nacieron a lo largo del siglo XX por diferentes causas y en diversos momentos, pero en América del Sur las causas que impulsaron a los diferentes países a crear estas empresas pueden reducirse generalmente a dos: abastecer total o parcialmente el mercado interno de derivados petroleros a precios bajos, en el caso de los países importadores; y sustituir a las empresas petroleras extranjeras, en el caso de los países exportadores⁴. Quizá los ejemplos de Argentina y Venezuela sean los más representativos de ambos casos.

En Argentina, el presidente Hipólito Yrigoyen (1916-1922) creó por decreto la Dirección nacional de yacimientos petrolíferos fiscales en 1922 (Alonso y Speroni, 2006: 115), que muy rápido devino en YPF simplemente, la primera EPE de América Latina. A partir de los datos disponibles (Philip, 1989: 32), se puede estimar que Argentina (junto con Paraguay) consumió en 1930 el 37,5 % del total del petróleo consumido en toda América Latina. En el caso de la gasolina, la proporción del mercado interno argentino fue aún más sorprendente: 59,1 %. Pero, a pesar del incremento de la producción de YPF después de 1922, Argentina importó en 1929 el 58,5 % del total del petróleo consumido, es decir, la demanda interna argentina creció más rápido que la producción nacional. En fin, en 1929, YPF “impuso el precio de la nafta en todo el territorio nacional con una sustancial rebaja. Esto obligó a todas las empresas extranjeras a bajar los precios de venta de sus combustibles al mismo nivel que los de YPF” (Alonso y Speroni, 2006: 193).

En Venezuela, el Congreso Nacional sancionó en 1975 la ley orgánica que reservaba al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos, con la cual se estatizaron todas las empresas privadas, extranjeras y nacionales, que operaban las actividades de la industria petrolera venezolana. Inmediatamente después, el presidente Carlos Andrés Pérez (1973-1978) creó por decreto a Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PdVSA), la empresa petrolera del Estado venezolano que sustituiría a las antiguas ex-concesionarias y se encargaría del monopolio nacional de los hidrocarburos a partir de 1976.

4 El Ecuador sólo cumplió esta condición parcialmente: con CEPE y Gulf, pero no con Texaco (Philip, 1989).

Entre ambos eventos, el resto de Estados sudamericanos procedió a crear su correspondiente EPE. Pero, en la década de los años noventa, muchos de los gobiernos de los países sudamericanos, presionados por la crisis de la deuda de los años ochenta, los condicionamientos de los préstamos de los organismos financieros multilaterales y el colapso del modelo soviético de intervención del Estado en la economía, decidieron privatizar sus correspondientes empresas petroleras estatales. Argentina fue el caso más emblemático. El primer país latinoamericano en crear una EPE – que sirvió como referencia de considerable influencia en Uruguay y Bolivia (Philip, 1989: 221) –, fue también el primer – y único– país latinoamericano en privatizarla totalmente, aunque el objetivo era idéntico por doquier. Privatizar “de golpe y porrazo”, donde se habían reunido un conjunto de condiciones, como en Argentina; o privatizar “a pedazos”, donde esas condiciones aun no se habían alcanzado completamente, como en Bolivia, Brasil, Ecuador, Perú y Venezuela, cuyos gobiernos también decidieron privatizar, aunque parcialmente, sus correspondientes EPE o algunas de sus actividades.

En los primeros años del siglo XXI, en algunos países de Sudamérica se han tomado decisiones en materia de hidrocarburos que, si bien no parecen cuestionar totalmente en la práctica la política de privatización de la década precedente (Mora Contreras, 2006), representan un golpe de timón en cuanto a la intervención del Estado en esta actividad económica y a la función operativa que deben cumplir las EPE. Así, los gobiernos de Venezuela, Bolivia y Ecuador reformaron sus regímenes fiscales correspondientes para apropiarse mayores cantidades de renta petrolera y del gas. Venezuela y Bolivia reformaron sus marcos de regulación de la industria de los hidrocarburos para asignarles mayores responsabilidades operativas a YPF y PdVSA, respectivamente. La población uruguaya decidió, en referéndum nacional convocado en diciembre de 2003, pronunciarse mayoritariamente (62 %) contra la ley que desmonopolizaba y privatizaba actividades reservadas hasta entonces a ANCAP. El gobierno de Argentina creó en el 2004 una nueva empresa estatal, no de petróleo, sino de energía y de carácter mixto: Energía Argentina, Sociedad Anónima (Enarsa).

Esta reactivación de EPE sudamericanas no parece ser un hecho aislado pues, a pesar de que decisiones similares no se han tomado en otros países de la región, en el resto del mundo se las considera ya como un hecho consumado (Robinson 2006). Generador de inquietudes y de propuestas políticas, por lo demás, debido a la desconfianza en la capacidad de estas empresas para asumir con éxito el reto técnico-económico que significa satisfacer parte importante de la creciente demanda petrolera mundial (Drollas, 2003), y que ha llevado a algunos (Jaffe, 2007) hasta el extremo de preguntarse si ¿no necesitan los Estados Unidos crear una EPE?⁵

Aunque el gobierno de Brasil ha continuado abriendo el patrimonio de Petrobras al capital privado, nacional y extranjero, seguido por el de Colombia, que decidió en el 2003 transformar la empresa estatal Colombiana de Petróleos en una sociedad pública por acciones, Ecopetrol S. A., para colocar en el mercado hasta el 20 % de su nuevo capital: ambas empresas continúan siendo EPE. En el primer caso, Petrobras es una empresa mixta “bajo control del Gobierno Nacional” (según reza su estatuto social); y, en el segundo, la ley que modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol S. A. dispuso textualmente que: “se garantizará que la Nación conserve, como mínimo, el ochenta por ciento (80 %) de las acciones en circulación, con derecho a voto” (Ley 1.118 del 27/12/2006).

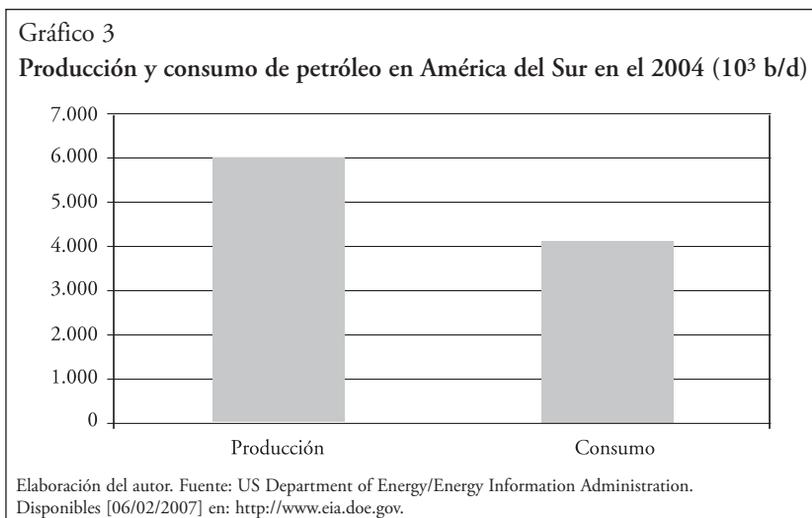
En resumen, a pesar de que tres EPE sudamericanas se han abierto al capital privado y son ahora empresas de capital mixto, cada uno de los Estados de América del Sur continúa teniendo el control de su correspondiente EPE. Esta ventaja facilita emprender un proceso de integración energética, pues no hay – en principio – obstáculo alguno que impida celebrar acuerdos gobierno-gobierno o entre EPE; sobre todo si se tiene en cuenta que la oferta regional de hidrocarburos excede a su demanda interna.

5 La premisa que sirve de fundamento explícito a estas inquietudes y propuestas políticas contemporáneas es un hecho que data de la década de los años setenta del siglo pasado, pero que ahora se potencia por las consecuencias del atentado del 11 de septiembre, la invasión a Irak y la presencia creciente de China e India en el mercado petrolero internacional, a saber: que la mayoría de las reservas probadas de petróleo del mundo están controladas por las EPE.

Oferta y demanda de petróleo y gas natural

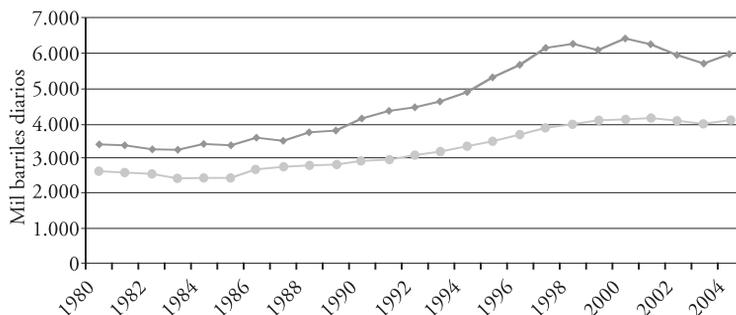
Petróleo

En el 2004, en América del Sur se extrajeron un poco más de 675 millones de barriles de petróleo adicionales a los que se consumieron “internamente”. En otras palabras, mientras que la producción diaria de petróleo fue de 5,97 millones de barriles, su consumo diario fue de 4,12 millones de barriles (véase gráfico 3). La oferta excedió casi en un tercio (31 %) a la demanda “interna”.



A una conclusión semejante a la precedente se llega cuando se observa la evolución de estas dos variables – producción y consumo de petróleo – durante los últimos 25 años, como se ve en el gráfico 4. Durante el período 1980-2004, la oferta de petróleo sudamericano excedió siempre a la demanda “interna” regional. Además, dicho sea de paso, la distancia que separó a la producción del consumo de petróleo en América del Sur durante los 20 años transcurridos entre 1980 y el 2000 tendió a ensancharse, aunque a partir de este último año comenzó a observarse una tendencia inversa, más por la caída de la producción que por la caída del consumo.

Gráfico 4
Producción y consumo de petróleo en América del Sur (1980-2004)



Elaboración del autor. Fuente: US Department of Energy/Energy Information Administration. Disponibles [06/02/2007] en: <http://www.eia.doe.gov/pub>.

Gas natural

En América del Sur, la producción comercializada de gas natural “seco”⁶ es suficiente para cubrir todo el consumo de la región, según las medidas y definiciones de la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Cf. Tabla 3). Esta realidad no puede ocultar, sin embargo, la desigualdad existente en la dotación nacional de recursos y en las necesidades de los diferentes países y actores de la industria del gas en Sudamérica, que han terminado por impulsar proyectos y construcciones de gasoductos binacionales desde países excedentarios hacia países o regiones de países deficitarios para exportar gas natural de Bolivia a Argentina (alrededor de 4 millones de metros cúbicos diarios (m³/d) en 2006), Bolivia a Brasil (27 millones de m³/d), Argentina a Chile (15,2 millones de m³/d), Argentina-Uruguay (335.000 m³/d), Argentina-Brasil (1,2 millón de m³/d) y, en los tiempos más recientes, Ballenas (Colombia)-Maracaibo (Venezuela).

6 El que resulta del gas natural extraído del pozo, llamado “húmedo”, una vez que se le sacan los hidrocarburos licuables y los gases que no tienen hidrocarburos. Si a este volumen se le resta el gas devuelto al yacimiento (o gas inyectado) más las pérdidas de procesamiento y las conversiones de gas a líquidos se obtiene la “producción comercializada de gas natural seco”.

Tabla 3.
Producción y consumo de petróleo y gas natural en América del Sur (2004)

País	Producción		Consumo	
	Petróleo (MBD ^b)	Gas Natural Seco ^a (Billones ^c PC ^d)	Petróleo (MBD)	Gas Natural Seco (Billones PC)
Argentina	732.7	1.585	470.0	1.337
Bolivia	47.6	355	47.0	76
Brasil	1.477.4	341	2.140.0	610
Colombia	528.8	218	269.0	218
Chile	5.6	38	239.0	293
Ecuador	528.2	6	148.0	6
Guyana	0	0	11.2	0
Paraguay	0	0	27.0	0
Perú	79.9	30	156.0	30
Surinam	10.0	0	11.2	0
Uruguay	0	0	38.1	4
Venezuela	2.556.9	961	560.0	961
Sur América	5.967.1	3.535	4.116.5	3.535

Elaboración del autor. Fuente: Department of Energy. Disponible [06/02/2007] en : <http://www.eia.doe.gov>.
Notas: a. gas natural seco: producción comercializada de gas natural; b. MBD: Miles de Barriles Diarios (10³); c. Un billón = 10¹² (unidad española); d. PC: Pies Cúbicos.

Ahora bien, en América del Sur hay dos países, cuyos mercados internos de hidrocarburos dan la pauta energética regional, por así decirlo: Brasil y Argentina. En promedio, Brasil consumió el 52 % del total de derivados petroleros consumidos por todos los países sudamericanos en el 2004, y Argentina consumió el 38 % del total del gas natural consumido durante el mismo año (véase tabla 3 en anexos). El problema para ambos países, es que las reservas probadas de petróleo brasileño (al 01/01/2007) alcanzan sólo para cubrir teóricamente el volumen de consumo de 2004 durante 15 años; y las reservas probadas de gas natural de Argentina (al 01/01/2007) tienen una duración teórica de 10 años, tomando en cuenta el volumen de producción de 2004 (Cf. Tabla 3). Ambos países enfrentan pues retos más o menos similares: o aumentan la inversión en exploración, o se procuran fuentes externas de suministro confiable de petróleo y gas respectivamente a precios aceptables, o adoptan políticas de sustitución de estos patrones de consumo.

Brasil prosigue el proceso de diversificación y sustitución de las fuentes de energía primaria, emprendido hace tiempo, para disminuir el consumo de petróleo y aumentar el uso de biocombustibles y de gas natural en el total del consumo energético. Así, entre 1999 y el 2004, la participación del petróleo en el total del consumo energético primario disminuyó en 7,1 %: desde 46 % en 1999 hasta 39,1 % en 2004. Al mismo tiempo, la contribución del gas natural creció en más del doble durante el mismo período: desde 4,1 % hasta 8,9 %, y se prevé que continúe aumentando hasta el 12 % en el 2010. Brasil obtiene el gas natural que consume de la cuenca nacional de Campos y de Bolivia, a partir de julio de 1999. Este gas boliviano se exporta a Cuiabá (Mato Grosso) en Brasil, a 1,09 USD/millón de BTU (la unidad térmica británica)⁷, y a Sao Paulo a 4 USD/millón de BTU.

Por su lado, los productos de la caña de azúcar ya alcanzan una participación del 13,5 % en el 2004 y está previsto que aumenten hasta el 14 % en el 2010 (Sauer, 2006). De estos productos brasileños el más conocido es el llamado “bioetanol”. Brasil comenzó a producir y usar etanol como combustible en escala comercial, bajo los auspicios del programa gubernamental de alcohol – llamado “*pro-álcool*” en portugués –, cuando debió hacer frente, como país importador, al aumento súbito y espectacular de los precios del petróleo en la década de los años setenta del siglo pasado. Desde entonces, el alcohol de la caña se usa como combustible de automoción a 100 % de bioetanol (E 100) ó mezclado con la gasolina (alcohol/gasolina), en proporciones que varían en promedio entre 20 y 25 %, para ser usado en los vehículos llamados “de combustibles flexibles” o “*flex-fuel*”. Según Parisi (2005: 10): “Brasil detenta, hoy, la supremacía en la generación y difusión de tecnologías de la cadena azúcar/alcohol de caña”, lo que ha permitido al conjunto de “empresas del sector tener costos más bajos y operar con los mejores índices de productividad del mundo en la fabricación de azúcar y alcohol”.

En Argentina, según Kozulj (2006: 114), es casi imposible hacer retroceder el gas en la matriz energética pues, incluso si prosperaran los pro-

7 En febrero de 2007, los gobiernos de Bolivia y Brasil acordaron un nuevo precio para el gas exportado a Cuiabá, US \$ 4,20 el millón de BTU (que debió entrar en vigencia en mayo de 2007).

yectos nucleares e hidráulicos más promisorios, la penetración de este hidrocarburo en los sectores industrial, vehicular, residencial y comercial haría muy difícil lograr semejante meta. Quizá este constreñimiento impulsó al gobierno de Argentina a celebrar en junio de 2006 un convenio con el gobierno de Bolivia para establecer un nuevo régimen de venta de gas natural boliviano a Argentina⁸.

Inicialmente, el volumen se elevó hasta 7,7 millones de m³/d a partir de enero de 2007: 70 % más que el promedio vendido en 2006. Luego, cuando se termine el Gasoducto del Noreste Argentino, el volumen podrá aumentarse hasta en 20 millones de m³/d, para totalizar 27,7 millones de m³/d. El precio de exportación del gas natural se fijó en 5 USD/millón de BTU durante el segundo semestre de 2006: alrededor de 57 % de aumento sobre el precio que estaba en vigencia. Desde enero de 2007 se usa una fórmula para fijar trimestralmente el precio. El gobierno boliviano comprometió a su par argentino a destinar el gas natural comprado a Bolivia para satisfacer la demanda interna de su país y no re-exportarlo a terceros países (léase Brasil y Chile, en particular, con quien Bolivia mantiene un reclamo de acceso soberano al Pacífico). Pero el gobierno argentino también comprometió al gobierno boliviano a darle trato preferencial o proporcional a las exportaciones de gas a Argentina, ante eventualidades que afecten las entregas de gas boliviano a terceros países (léase Brasil). Este convenio, gobierno-gobierno, se usó como sustento en octubre de 2006 para suscribir un contrato por 20 años entre YPFB y Enarsa.

Conclusiones

América del Sur dispone al menos de cuatro ventajas en materia de hidrocarburos que, si se consideran teóricamente de manera aislada, podrían servir como bases para intentar erigir sobre ellas el proceso complejo de su integración energética: abundantes reservas probadas de petróleo “crudo” y gas natural; derecho de propiedad pública de los hidrocarburos;

8 Véase “convenio marco entre Bolivia y Argentina para la venta de gas natural y la realización de proyectos de integración energética”. Disponible [20/02/2007] en: http://www.ypfb.gov.bo/Contratos/Enarsa_YPFB.pdf.

empresas petroleras estatales y oferta de crudos, productos refinados y gas natural en exceso de sus correspondientes demandas internas.

Sin embargo, las reservas probadas de la región están distribuidas muy desigualmente entre los 12 países que la integran, unos (como Venezuela) tienen mucho y otros (como Surinam, Paraguay y Uruguay) carecen de ellas. Estas reservas están, además, muy concentradas en dos grupos de países, Venezuela, Brasil y Ecuador reúnen el 94,5 % de las reservas probadas de petróleo; y, Venezuela, Bolivia, Argentina y Brasil el 92,6 % de las reservas probadas de gas natural. Como resulta evidente, no habrá integración energética sudamericana en materias relacionadas con hidrocarburos si no se incorporan reservas probadas de estos países, cuya propiedad pública, nacional y estatal, en ciertos casos, o federal, en otros, y administrada por el Estado central, en el caso venezolano, facilita – teóricamente, al menos – el proceso de integración energética. Al fin y al cabo, se trata de poner de acuerdo a un puñado de gobiernos, y no a un inmenso grupo de propietarios privados del suelo, como hubiese sido el caso de haberse adoptado en Sudamérica el derecho de propiedad privada del subsuelo.

Todos los Estados sudamericanos tienen, además, la ventaja de ser propietarios de empresas petroleras estatales, cuyo control lo ejerce, por lo general y en definitiva, el poder ejecutivo nacional o federal del Estado correspondiente, incluso en el caso de las empresas petroleras estatales mixtas, como Petrobras, Ecopetrol S. A. y Enarsa. Nada impide, por lo tanto, celebrar acuerdos inter-empresas petroleras estatales.

En fin, la producción sudamericana de petróleo excede con creces a la demanda regional. En el caso del gas natural, la producción “comercializada” de este hidrocarburo seco – luego de extraerle los licuables y los gases que no tienen hidrocarburos – alcanza, por definición, para cubrir la demanda regional. Pero, se sabe, que si se invierte más, se tiene acceso a mejor tecnología y se produce más. Ahora bien, el tema de la inversión está intrínsecamente relacionado con los precios, un aspecto decisivo de la integración energética sudamericana que en este artículo sobre ventajas no tenía cabida – se tocó, apenas, de manera tangencial –, pues los precios internacionales de los hidrocarburos constituyen más bien, en el estado actual del mercado, una desventaja, por no decir un obstáculo, para la

integración, pues, ¿cómo integrar soberanamente a países exportadores netos de hidrocarburos, interesados en precios altos y rentas elevadas, con países importadores netos de estos recursos, interesados en precios bajos y eliminación de rentas? En otras palabras, si la integración energética sudamericana dejase de ser una quimera ¿a qué precio se vendería y se compraría la termia de esta energía en el mercado?⁹

Bibliografía

- Aguillon, L. (1886). *Législation des mines françaises et étrangères*. París: Armand Colin.
- Alonso, J., Speroni, J. (2006). *Mosconi, petróleo para los argentinos*. Buenos Aires: TAEDA Editora.
- Drollas, L. (2003). “National Oil Companies in a New World Order. 2nd Annual National Oil Companies Summit. 6th November”. Mimeo.
- Garrón, M., Cisneros, P. (2007). “Metodologías para la determinación de precios de gas en la región”. Artículos técnicos. Quito: OLADE.
- Jaffe, A. M. (2007). “Introduction and Summary Conclusions. The Changing Role of National Oil Companies (NOCs) in International Energy Markets. James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, March 1-2”. Mimeo. Disponible [enero de 2008] en: <http://www.rice.edu/energy/publications/docs/NOCs/Presentations/Hou-Jaffe-KeyFindings.pdf>
- Kozulj, R. (2006). “La integración gasífera latinoamericana: una prospectiva cargada de incertidumbres”. *Nueva Sociedad*, 204: 104-118.
- Lantenais, M. H. (1938). *Contribution à une étude comparative des législations minières considérées dans leurs principes et leurs récentes évolutions*. París: Dunod.
- Méjan, É. (1792). *Collection complète des travaux de M. Mirabeau L'Aîné, à l'Assemblée Nationale. Tome Cinquième, Chapitre Vingtième*. París: Chez Devaux, Libraire au Palais Royal.

9 Garrón y Cisneros (2007) examinan metodologías para calcular el precio del gas en la región.

- Mora Contreras, J. (2002). "El derecho de propiedad de los hidrocarburos en Venezuela: origen y tradición legal". *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales*, 8 (2): 219-235. Caracas: Universidad Central de Venezuela/Facultad de Ciencias Económicas y Sociales.
- _____ (2006). "¿Se les está moviendo el piso a las empresas petroleras en América Latina?". *Economía Informa*, 340: 62-77. México: Universidad Nacional Autónoma de México/Facultad de Economía.
- Oil & Gas Journal*, 104 (47), December 18, 2006. PennWell Corporation.
- Parisi, L. (2005). "Alcohol como *commodity* internacional". *Economía e Energía*, 47: 8-18.
- Philip, G. (1989). *Petróleo y política en América Latina. Movimientos nacionalistas y compañías estatales*. México: F.C.E.
- Ramírez, M. (2006). *Régimen del Petróleo*. Argentina, Rubinzal-Culzoni Editores.
- Robinson, M. (2006). "National Oil Companies: New competitors on the block. UNCTAD Expert Meeting on FDI in Natural Resources 20-22 November". Disponible [enero de 2008] en: http://www.unctad.org/sections/wcmu/docs/com2em20p0015_en.pdf
- Sauer, I. (2006). "Alternative Energy: Reducing the Dependence on Oil", in: World Energy Council, *Energía Mundial en 2006*. Washington D. C.: WEC.