

# Hacia un equilibrio doméstico y regional del mercado de gas natural



Por Sebastián Scheimberg

Con motivo del Foro Internacional de Energía que tuvo lugar en Buenos Aires del 6 al 10 de octubre pasado, se realizó el concurso organizado por el IAPG sobre "La energía en el siglo XXI" desde tres enfoques diferentes: económico, legal y técnico. De acuerdo con los reglamentos, el trabajo ganador de cada categoría se publicará en Petrotecnia. En la edición actual presentamos una

síntesis del trabajo que obtuvo el primer premio en el aspecto económico y que estuvo a cargo de Sebastián Scheimberg. El trabajo "Hacia un equilibrio doméstico y regional del mercado de gas natural" ilustra la situación de desequilibrio en la que se encuentra el mercado de gas natural, vinculada a la crisis económica, luego de la devaluación en la Argentina. A efectos de retornar al equilibrio, se propone un diseño regulatorio de transición que contempla la liberalización escalonada de los precios mayoristas bajo un marco de integración regional, que incorpore las abundantes reservas de gas de Bolivia. Dicha integración requiere, además, de expandir la interconexión, la convergencia en materia regulatoria y de defensa de la competencia. Para esto se precisa el compromiso de fondo de los Estados Nacionales. Analizando la experiencia internacional, veremos si esta alternativa es factible para el Cono Sur, ya que presenta algunas debilidades regionales que se ponen a consideración.

La versión completa podrá consultarse en la Biblioteca del IAPG ([www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)).

El sector energético argentino, en particular la industria del gas y la electricidad, se encuentra atravesando un período de transición, definido a partir de la sanción de la Ley N° 25.561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, a comienzos de 2002, que puso fin al período de convertibilidad. Dicho régimen, junto con las Leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica de 1989, había dado sustento a las reformas estructurales y las privatizaciones de los años '90. Acercándonos al final de este interregno legal (diciembre de 2003)<sup>1</sup>, se intenta echar luz sobre el camino que podría tomarse a fin de recuperar una senda de crecimiento sectorial que el consenso de los analistas califica, amén de ciertas fallas detectadas, como altamente positivo a lo largo de una década de experiencia regulatoria en estas industrias.

Con la nueva ley ha sido eliminada la referencia de precios y tarifas a la moneda y los índices estadounidenses (artículo 8), y se le asigna al Poder Ejecutivo la potestad de renegociar los contratos de concesión a través de una Comisión Renegociadora de Contratos, que actualmente se transformó en la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos (URAC). Los ajustes de tarifas de servicios públicos han quedado así interrumpidos, con lo que se ha congelado el valor de los componentes tarifarios, entre ellos el precio del gas natural en boca de pozo y el de la energía eléctrica en el mercado mayorista, para los clientes con servicio regulado.

Focalizándonos en la industria del gas, tenemos que la Ley N° 24.076 promueve un desarrollo competitivo en el sector de la producción, al tiempo que considera la distribución y el transporte como servicios públicos de carácter monopólico, por lo que están sujetos a regulación. Junto a la electricidad, estos han sido los únicos sectores que poseen marcos regulatorios aprobados por el Congreso, por lo que además de haber funcionado con legitimidad ante los usuarios, han tenido garantía para los inversores. En este sentido, el rol de la URAC en estos sectores se desdibuja ya que su función está definida taxativamente en la actividad de los entes reguladores.

Avanzando en la descripción del marco teórico, se enfatiza el hecho de que la producción de gas, si bien es

muy intensiva en el uso del capital, tiene características competitivas. Por ello, cuanto más esfuerzo se haga en regular su precio, mayor será el riesgo de distorsionar las señales que atraen la inversión tanto en este como en los sectores que se encuentran encadenados en el nivel industrial y, consecuentemente, esto podría constituir una amenaza a la competitividad sectorial y a la generación de empleo.

La experiencia internacional también demuestra que el mercado mayorista de gas sufre severas restricciones cuando, dándose las condiciones, no opera en forma competitiva. Por ello, es conveniente orientar la transición doméstica hacia un escenario de precios mayoristas desregulados, incorporando la nueva y abundante oferta del gas de Bolivia al mercado local y regional, involucrando a los gobiernos nacionales para desarrollar una mayor interconexión en un entorno regulatorio que converja hacia un mercado único y competitivo, tal como se viene desarrollando actualmente en la Unión Europea.

Naturalmente esto tendrá un impacto en la tarifa actual (el precio mayorista que representa algo más del 20% para los clientes residenciales, se duplicaría), que a su turno deberá reajustar los componentes regulados del servicio de transporte y distribución, para lo cual se propone una metodología transitoria para reanudar la actividad regulatoria. El eventual surgimiento de subsidios cruzados que se generen impedirá, inicialmente, la competencia en la red, y por tanto la limitará aguas arriba (pues existe un efecto de retroalimentación desde el *downstream* hacia la producción), alterando de esta manera la gramática regulatoria. También será preciso implementar una tarifa social, para bajos niveles de consumo, a fin de asegurar el servicio para la población de menor ingreso, diseñada de tal modo que evite las habituales prácticas clientelísticas.

En el mediano plazo, revisión del marco regulatorio mediante, debiera retornarse a un esquema libre de subsidios cruzados, como el vigente hasta diciembre de 2001, con mayores incentivos para lograr la competencia en todos los segmentos de la

industria, como ocurre en las economías más desarrolladas. Esto requiere de la definición de una agenda precisa y ajustada, que involucre a reguladores, empresas y asociaciones de usuarios, según ha sido la práctica regulatoria en la Argentina.

Adicionalmente, el trabajo y la solución aquí propuestos acentúan la conveniencia de agilizar la integración energética regional al tiempo de liberar el precio mayorista, ya que a partir de las cuantiosas reservas de gas incorporadas recientemente en Bolivia, –en particular en la zona de Tarija, donde la formación geológica no reconoce frontera entre el noroeste argentino y el sur de Bolivia– tanto la Argentina como toda la región podrían beneficiarse con esta abundancia de recursos, generando la posibilidad de que el gas natural se "comoditice".

La experiencia internacional también ha mostrado que los puntos de intersección de grandes gasoductos troncales con suficiente capacidad de almacenamiento se pueden convertir en trazadores regionales (*hubs*) arbitrando precios hacia el resto de la región, de modo que gobierne la "ley de un solo precio". Si a ello se le suma el desarrollo de mercados de futuro sin actores fuertemente dominantes, entonces estaremos en presencia de un *commodity* regional.

Esta integración regional constituiría así un "puente" entre el equilibrio interno y el regional, para liberar los precios mayoristas en la Argentina, alineándolos a los de Bolivia, y así avanzar luego hacia un mercado único de gas y electricidad en todo el Cono Sur. Con esto nos arriesgamos a que esta propuesta sea un tanto ambiciosa (y abarcativa), pero con la convicción de que solo con una visión estratégica de largo plazo podremos superar la difícil coyuntura.

A efectos de considerar la restricción política que una liberalización del mercado mayorista provocaría, se sugiere realizar esta alineación en dos etapas. En este sentido, solo el reconocimiento del Coeficiente de Estabilización de

Referencia (CER) como índice de ajuste de contratos de gas (como ha ocurrido con los pasivos financieros) permitiría sortear la primera de ellas



con una expectativa de menor conflictividad social.

Para desarrollar esta propuesta se analizarán primeramente los antecedentes de la situación en el nivel local y regional; luego se profundizará en la descripción del mercado argentino señalando las restricciones que enfrenta actualmente y realizando algunas recomendaciones. Posteriormente, se hará una breve descripción de los mercados de la región, en particular de Bolivia, y del funcionamiento del mercado único de gas en la Unión Europea. Por último se expondrán las conclusiones.

## Antecedentes

### Antecedentes domésticos

Si bien en la actualidad existe una revisión crítica del modelo de privatización y regulación aplicado durante los años '90, los datos de ampliación del servicio de gas y mejora de su calidad con precios comparativamente bajos en el nivel internacional son indiscutibles<sup>2</sup>. De hecho, el modelo nació con un importante consenso social a raíz de la crisis energética de fines de los años '80, producto de las deficiencias observadas en la prestación del servicio por parte del Estado.

Esto revela que existe una visión pendular respecto al rol del Estado en la economía, que la sociedad debe definir racionalmente, evitando el cuestionamiento sistemático de las políticas precedentes y trazando una estrategia de largo plazo. En ella, el Estado debería asumir un rol de complementariedad respecto al sector privado, que bajo un entorno de estabilidad jurídica, deberá ser el responsable de impulsar el desarrollo económico en nuestro país y en toda la región.

Repasando los hechos, con la privatización de Gas del Estado la industria del gas natural quedó verticalmente desintegrada. La producción pasó a conformar un mercado de competencia, bajo la órbita de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, con atribuciones por parte de la Ley N° 25.156, que modificó en agosto de 1999, la Ley N° 22.262 de Defensa de la Competencia; mientras que la distribución y el transporte conformaron monopolios regionales, regulados por el ENARGAS según la Ley N° 24.076.

La decisión de liberalizar la produc-

ción obedece a que esta tiene características competitivas dado que: i) la escala mínima eficiente de la operación del pozo productivo es relativamente pequeña respecto al tamaño del mercado que abastece, por lo que se requiere de la concurrencia de varios productores y ii) los costos marginales de producción son crecientes a medida que se van explotando las áreas de mayor a menor accesibilidad<sup>3</sup>.

En el caso de la prestación de un servicio público como el gas natural por redes, la forma de mercado más eficiente, en términos del ahorro de recursos para la sociedad, es el monopolio, dado que los elevados costos fijos hacen que la escala mínima eficiente sea relativamente elevada respecto al mercado. Para ello, al transferir al sector privado esta actividad es preciso regularla, de modo de alcanzar la solución competitiva (precio = costo marginal) y no la de monopolio (precio > costo marginal), que desde el punto de vista social es ineficiente ya que la sociedad estaría pagando más que el sacrificio de recursos realizado por los productores.

Además, la presencia de elevados costos fijos hace que el costo marginal sea inferior al costo medio, en el tramo relevante respecto a la demanda, por lo que constituye un monopolio natural. Adicionalmente, la teoría moderna de la regulación sostiene que para que la solución de monopolio sea eficiente, el costo fijo debe ser lo suficientemente elevado en relación a potenciales ganancias que surgirían de la renta de la información en caso de que hubiese más de un oferente (competencia por comparación)<sup>4</sup>.

Fijar, entonces, la retribución del servicio en el nivel del costo marginal no permitiría cubrir el costo fijo, con lo que cada categoría debería pagar o bien un adicional en proporción al uso de la capacidad (costos plenamente distribuidos), o bien en función de la elasticidad de su demanda (precios Ramsey). Esto, si bien es superior desde el punto de vista de la eficiencia, podría ser cuestionable desde el punto de vista de la equidad distributiva y desde una aproximación empírica, dada la dificultad que existe en el cálculo requerido.

El costo marginal relevante para el caso, sería el de largo plazo, definido como el costo de transportar una unidad adicional de gas por un periodo

prolongado, incluyendo los refuerzos y extensiones necesarios del sistema. Claro que esta definición es ambigua en términos de: a) el periodo prolongado; b) la diversidad de tipos de clientes y c) los costos conjuntos dados por la constitución de la red.

### Equidad y Financiamiento

Desde el punto de vista de la equidad, es preciso fijar alguna pauta. En el extremo, un sistema que solo busque la equidad, de acuerdo con alguna valoración subjetiva, podría encontrarse ante una situación altamente ineficiente; esto es, que la cantidad ofrecida a los precios fijados por el administrador benevolente fueran insuficientes para sostener un nivel adecuado de oferta del recurso en el mediano plazo, como sucedió en la Argentina a fines de los años '80. Es por esto que la falta de provisión del servicio (caso de ineficiencia extrema) conduciría a la peor solución en términos de equidad, pues no existe un servicio más caro e inequitativo que el que no se presta.

En el nivel de la producción mayorista, la competencia garantiza una solución eficiente, aunque no necesariamente la más equitativa. La fijación de precios tope, decididos por alguna consideración "justiciera", sin embargo, podría fomentar la concentración de la industria aguas arriba desplazando a los pequeños productores del mercado y conduciendo a una reasignación de recursos menos equitativa.

En el mercado de infraestructura, la tarifa no lineal, en dos o más partes, aproxima la solución óptima, contemplando además del objetivo de eficiencia, los de equidad y financiamiento. La restricción que debe tomar en cuenta su diseño, para una cierta calidad, es que el cargo fijo no constituya una barrera al consumo del segmento de menor ingreso. En ese caso, el cargo variable podría fijarse por encima del costo marginal, sacrificando un poco de eficiencia asignativa por una meta de equidad distributiva.

Repasando la experiencia argentina, el segmento de producción, en teoría, estaba sujeto al libre juego de la oferta y la demanda, aunque el ENARGAS guardaba atribuciones de limitar el pase a tarifa de los incrementos estacionales fijados por los productores (artículo 38 de la Ley 24.076). Estas revisiones se realizaban dos veces al año (mayo y octubre) y se sumaban a

los ajustes de julio y enero por la aplicación de la inflación mayorista estadounidense sobre una tarifa calculada en dólares (artículo 41); aunque a partir de 2000, esta práctica se interrumpió por un decreto presidencial (su tratamiento quedó pendiente en la órbita judicial). Cada cinco años, se produce una revisión de la tarifa, o más bien de la estructura tarifaria, en función de los nuevos parámetros del mercado (artículos 41 y 42). Finalmente, también la política de impuestos afecta el valor final de la tarifa.

En un esquema regulatorio en el que el mecanismo de traslado de variación de costo del gas a tarifas finales (*pass through*) se volvió relativamente ambiguo, la oferta era provista por más de 30 empresas con posibilidad concreta de negociar condiciones de venta a grandes usuarios y distribuidoras. Sin embargo, el mayor cuestionamiento que ha sufrido permanentemente este mecanismo ha sido la posición dominante que mantenía YPF S.A., no solo en términos de su producción sino por la reventa de gas de terceros productores, resultado de acuerdos pactados por la ex petrolera del Estado, previo a su privatización. Esta situación se acentuó aún más desde mediados de 1999, cuando Repsol adquirió YPF S.A. y consolidó los activos de su controlada Astra S.A. en un solo grupo<sup>5</sup>.

A modo de descargo, en algunas audiencias públicas, los funcionarios de Repsol YPF reconocieron esta situación y se decidió, entonces, reducir la duración de algunos de estos contratos de reventa (por ejemplo, con Petrobras, por el yacimiento de Aguaraque, se limitó el contrato al año 2000, quedando Cañadón Alfa –Total, PAE y Wintershall– para febrero de 2004 y Ramos –Pluspetrol Energy y Tecpetrol– para marzo de 2006)<sup>6</sup>. Pero ciertamente la propia conformación de YPF S.A., desde su privatización, condicionó la posibilidad de competencia en el mercado interno, dado que en su momento, la idea de conformar una “empresa campeona” en el nivel regional chocaba con la de un mercado fuertemente atomizado, y sobre todo porque, en aquel entonces, ese mercado no existía.

En tal sentido, y a efectos de evitar posiciones dominantes en el segmento de producción, el ente dictó la Resolución N° 207 por la que decidió publicar precios estacionales de referencia por cuenca, con el objeto de incentivar las transacciones en un mercado *spot*<sup>7</sup>.

En el segmento regulado, tanto el transportista como el distribuidor incluyen en su ecuación económica la retribución al capital empleado, bajo un enfoque financiero de retorno al capital invertido, por el que deben cobrar tasas justas y razonables. Este enfoque difiere de la estimación que se realiza sobre el valor del activo en función de su costo de reposición pero fue adoptada por la propia modalidad del proceso de privatización. De otro modo el valor de la tarifa hubiese comenzado en un nivel significativamente más elevado<sup>8</sup>.

El enfoque financiero, si bien mantiene constante el valor invertido por los accionistas, genera señales poco claras sobre cómo invertir en la expansión de la capacidad, dado que el valor del activo se desliga de su costo de reposición. En el caso argentino, como en otros países, se reconoce la retribución explícita a una nueva obra de infraestructura no contemplada en la tarifa (factor K).

#### Eficiencia y diseño regulatorio

En cuanto al objetivo de eficiencia, tanto en el nivel asignativo como productivo, la teoría y la práctica regulatorias han diseñado esquemas que apuntan a esas direcciones. En un extremo, el modelo de recupero de costos (costo del servicio o costo plus) implica avanzar hacia la eficiencia asignativa, por cuanto los precios reflejan el costo del servicio; en el otro, el esquema de incentivos con precios máximos (*price cap*), del estilo “índice de precios menos un factor X”, apunta a maximizar la eficiencia productiva estableciendo un precio tope para un servicio o una canasta de servicios, con lo que promueve la reducción de costos. Los beneficios de esta reducción de costos recaen en los consumidores al final del período regulatorio, pero si este es prolongado, se genera un *trade off* entre ambos tipos de eficiencia<sup>9</sup>.

Sin entrar en una descripción minuciosa de estas prácticas, diremos que en la Argentina se ha optado por un sistema de incentivos (*price cap*), aunque de

hecho, la determinación de tarifas iniciales y revisiones quinquenales conduce a que la verdadera modalidad sea un esquema mixto, como en la práctica ocurre en varios países<sup>10, 11</sup>. El sistema de incentivos, si bien relaja la restricción de asignar recursos al seguimiento de la información, le otorga al regulado mayores rentas informativas (problema de información asimétrica), al tiempo que el modelo del costo del servicio extrae las rentas informativas pero no induce a la producción a costo mínimo, sino tiende al sobreequipamiento (efecto Averch-Johnson<sup>12</sup>), o en el peor de los casos, a la “sobredeclaración” de costos.

Alternativamente, el esquema de incentivos puede basarse en la fijación de un ingreso tope (*revenue cap*) en lugar de aplicar el límite sobre cada tarifa en particular. En ese caso, el monopolista que enfrenta una demanda múltiple (residencial, industrial, comercial, etc.) debe administrar el ingreso total, con lo que puede aplicar subsidios cruzados entre distintos tipos de demanda. Este esquema genera un problema para las empresas que están establecidas en el mercado (incumbentes) en condiciones de competencia, ya que para los entrantes solo serían atractivos los segmentos rentables, como veremos luego.

El diseño regulatorio ha sido dispuestode manera que el consumo residencial tenga un cargo fijo inferior al de los grandes usuarios, siendo el cargo variable el que refleja el costo por m<sup>3</sup>, con lo que se invierte la relación anterior. Esto lleva a que en la práctica no se adopte una estructura de asignación de costos completos por categoría, ni de precios Ramsey (aunque sí se busca una aproximación a ella).

En la práctica, el costo por capacidad se aplica dividiendo el costo del transporte por el factor de carga que representa una fracción creciente según el tipo de servicio (de 0,35 para residencial hasta 1, para gran usuario) que intenta reflejar la disposición de capacidad puesta al servicio de los distintos usuarios. Este coeficiente eleva el cargo residencial y plantea la necesidad de implementar una tarifa social que garantice consumos mínimos para los pobres, así como estructuras de tarifa variable en función de la característica distributiva del servicio (calculada según la participación por niveles de ingreso).

El artículo 13 de la ley prevé la posi-

bilidad de que los grandes usuarios (y subdistribuidores) contraten directamente con los productores un servicio interrumpible. Este *bypass* puede ser físico o comercial. En este último caso, se reconoce un peaje por el uso de la infraestructura disponible que debiera aproximarse al cargo eficiente (regla del margen).

Inicialmente los usuarios con capacidad de realizar este tipo de operaciones debían tener un consumo de 10 mil m<sup>3</sup> diarios para servicio firme, y de 3 millones de m<sup>3</sup> anuales para interrumpible, pero a partir de mayo de 2000 (Resolución 1748/00), ese umbral se redujo a la mitad (lo que en términos internacionales aún sigue siendo comparativamente alto).

Previamente, el ENARGAS había conformado un Mercado de Reventa de Capacidad. Ambas medidas condujeron a la reducción de márgenes por parte de las distribuidoras y al surgimiento de comercializadores que han probado ser, en el nivel internacional, propagadores de la competencia aguas arriba (en el caso de los EE.UU., los comercializadores independientes representan cerca del 50% del gas vendido).

El capítulo X de la ley define el rol del ENARGAS, cuya misión principal es asegurar la provisión del servicio haciendo cumplir la ley en defensa del interés de los usuarios presentes y futuros. Si bien actualmente su rol se ha desdibujado por la actuación de la URAC, la tarea desarrollada hasta la crisis del 2002 ha sido muy valiosa. De todos modos, su accionar ha generado reclamos desde los distintos actores de la ley.

#### Antecedentes regionales

Los antecedentes históricos de los proyectos de integración energética han tenido que ver con el aprovechamiento de recursos hidrológicos compartidos, como los casos de las centrales de Yacretá, Itaipú y Salto Grande, entre otras. Estos proyectos se caracterizaron por ser sumamente costosos, burocráticos y de negativo impacto ambiental. También en el ámbito del gas natural, ha existido una larga relación comercial entre Bolivia y la Argentina, por la que nuestro país importaba 6 millones de m<sup>3</sup> diarios y cuyo contrato culminó en 1999. Una relación más reciente está dada por el

FORO INTERNACIONAL  
DE ENERGÍA  
La Energía en el siglo XXI  
1° premio 'aspecto económico'

ducto en el área de Magallanes que, a comienzos de los años '80, abastecía de gas chileno al sur argentino. Pero a partir de la segunda mitad de la década de los '90, la interconexión gasífera se intensificó (ver Anexo).

Previamente, esta nueva ola de interconexión había comenzado con la inauguración del oleoducto Trasandino en 1995, y junto a estas, aparecen otras obras orientadas a abastecer al mercado brasileño, con posibilidades concretas de realización (ver Anexo).

Con excepción de la conexión entre Bolivia y el Brasil, toda la interconexión regional que se completaría con estas obras pivotea sobre una red históricamente desarrollada en la Argentina, caracterizada por su convergencia concéntrica en Buenos Aires, con una extensión de 9 mil kilómetros y una capacidad de 116 millones de m<sup>3</sup> diarios (ver Anexo).

Lo que resulta aparentemente contradictorio con este impulso de fines de los años '90, cuando los países del MERCOSUR firman el Memorando de Integración Energética Regional en diciembre de 1999, –que coincide, además, con la incorporación de los descubrimientos de gas de Bolivia– es la elevada ociosidad de la infraestructura disponible.

La explicación de este fenómeno puede interpretarse, por un lado, por la falta de armonización tanto en materia regulatoria como en el nivel macroeconómico. En este sentido, los procesos devaluatorios desde 1998 a la fecha en el Brasil, la Argentina y el resto de la región, por efecto contagio, han afectado la capacidad de cumplimiento de los contratos de largo plazo, pactados en dólares, para el gas en boca de pozo (como insumo de la generación termoeléctrica), mientras el precio de la electricidad ha permanecido estable en moneda doméstica, en función de la capacidad de pago de los consumidores cautivos.

El otro hecho que se debe destacar es la actitud empresarial agresiva que viene desarrollando Petrobras, no solo

porque actualmente es el mayor operador de gas en Bolivia y ha adquirido la segunda empresa en reservas de la Argentina, sino también por el riesgo que ha asumido al impulsar la construcción del gasoducto Santa Cruz - San Pablo. En este sentido, la cons-

trucción de infraestructura podría llegar a interpretarse como una estrategia defensiva por parte de Petrobras.

En este aspecto también se observa un posicionamiento estratégico de un grupo de empresas en cada uno de los distintos ámbitos mercantiles, que estarían actuando en respuesta a sus expectativas de lo que haría el resto de los jugadores en caso de abrirse el mercado. En ese grupo se encuentran además de Petrobras, empresas de la talla de British Gas; BP Amoco; Repsol YPF y TotalFinaElf, entre las de mayor participación regional.

De este modo, lo que ser una ventaja, es decir, el hecho de que exista infraestructura y que sean las mismas empresas las que se encuentran a uno y otro lado de la frontera, se vuelve una restricción a la integración. Esta, como principio fundamental, descansa en el objetivo de lograr una mayor eficiencia y complementariedad energética aprovechando la abundante dotación de gas natural (y de capacidad hidroeléctrica en el Brasil y el Paraguay) y la imperiosa necesidad de crear un mercado para que su desarrollo sea rentable, eliminando los sobrecostos que tienen los estados nacionales por subsidiar actualmente ciertos sectores menos eficientes.

La aparente apuesta regional se convierte así en una expresión protocolar que avanza en forma espasmódica, respondiendo, en algunos casos, a emergencias de carácter climatológico (el Brasil en 2001); a requerimiento fiscal (Bolivia); o bien para generar mercados y saldos exportables (la Argentina).

#### Convergencia regulatoria

Pero la falta de sincronización podría también estar asociada a la divergencia entre los modelos energéticos adoptados por cada país, por encima de los protocolos y acuerdos. En un extremo, la Argentina ha mostrado un Estado apartado de la actividad empresarial, mientras que en el opuesto están los casos del Brasil o de Uruguay, donde la energía constituye un recurso del Estado. Sin embargo, en todos los

	Predominio del Estado	Sistema mixto	Predominio sector privado	Estructura competitiva		
				Alta	Medía	Baja
Exploración y producción	Brasil, Chile	Bolivia	Argentina		Argentina, Bolivia	Uruguay, Brasil /Chile
Transporte	Brasil	Bolivia	Argentina, Chile, Uruguay	Argentina	Brasil, Chile	Uruguay, Bolivia
Distribución		Bolivia	Argentina, Chile, Paraguay, Uruguay, Bolivia	Argentina, Chile		Bolivia, Brasil, Uruguay, Paraguay

Cuadro 1. Titularidad y apertura al sector privado / Desarrollo regulatorio

países se ha avanzado en el campo regulatorio a medida que el sector privado o bien las prácticas de mercado se fueron incorporando al funcionamiento de las economías locales que tendieron a eliminar subsidios directos e indirectos (cuadro 1).

A pesar de las diferencias, lo que resulta indudable es el dinamismo que ha tenido el sector extractivo a partir del ingreso de capitales privados. En la Argentina, tras la privatización, se incrementó un 70% la producción de hidrocarburos en siete años, mientras que el Brasil, sin ceder el control estatal, la duplicó en cinco años. En Bolivia las reservas se multiplicaron por nueve, luego de la privatización de YPF (con un 50% de participación de los Fondos de Pensión, según la reforma de 1996). Este progreso también se notó en las industrias de redes, donde Chile y la Argentina aventajan al resto de la región.

Más allá del modelo y de la actitud adoptada por las grandes empresas de la región, lo cierto es que existen cuantiosos recursos gasíferos en Bolivia y la Argentina (y posiblemente en la costa paulista), con lo que existiría un potencial para crear un mercado regional conectado con una red existente que debiera ampliarse más aún, también habría un gran *Hub* en Bolivia, en condiciones de trazar y arbitrar el precio para toda la región. **Para ello es preciso una coordinación en el nivel de los Estados Nacionales que requiere pasar decididamente de una manifestación de voluntad a la acción.**

En una primera instancia, la integración entre la Argentina y Bolivia podría imponer un ritmo más veloz a la integración energética regional, aumentando el tamaño de mercado y los recursos disponibles, y podría conducir a la desregulación del segmento mayorista en la Argentina en condicio-

nes muy competitivas<sup>13</sup>. Esto no necesariamente significará sustituir gas argentino por boliviano en el consumo doméstico; pero en los hechos, eliminaría una frontera artificial que restringe el desarrollo de negocios de algunas empresas que solo tienen presencia en uno de los dos países.

Las condiciones *sine qua non* para esta integración son<sup>14</sup>:

- Eliminación de restricciones en ambas direcciones de la frontera boliviano-argentina, boliviano-brasileña y brasileño-argentina.
- Eliminación de subsidios explícitos e implícitos en los mercados de combustibles líquidos de la región (GLP en Bolivia y en el Brasil, Fueloil y Alconafta en el Brasil, etc.).
- Alineación de precios eléctricos para que la generación termoeléctrica sea rentable en toda la región.
- Armonización de regulaciones tanto desde el punto de vista de la Defensa de la Competencia como del esquema tarifario; en especial la condición de "acceso abierto" para la capacidad de transporte, estableciendo incentivos económicos para que se amplíen y se construyan nuevos ductos y capacidad de almacenamiento, junto con cláusulas no discriminatorias.
- Eventual acuerdo para despacho de energía termoeléctrica de base en el sur del Brasil y otras formas de garantizar un despacho mínimo (GNC, industrias, etc.)

En términos de la regulación óptima de la red, mundialmente la tendencia ha ido hacia un esquema de precios tope. Incluso dentro de los EE.UU. (donde la regulación es por costo) la FERC ha reconocido las debilidades de su modelo, avanzando en California hacia el sistema de incentivos en el que la tarifa debe ir reduciéndose en un factor X que representa la eficiencia que se espera gane el siste-

ma, por tanto, es básicamente prospectivo (a diferencia del costo plus, que es retrospectivo). Las mismas transformaciones están ocurriendo en Canadá y en Europa, donde el Reino Unido tradicionalmente lideró la aplicación de este criterio.

Si bien esta propuesta no da lugar al desarrollo de las instituciones necesarias para coordinar las acciones descriptas, sin duda existe una tarea mayúscula para definir las apropiadamente, ya que en gran medida la integración pasa por una decisión estratégica de los gobiernos nacionales. De hecho, la tarea desarrollada por el *Council of European Energy Regulators* (CEER), en materia de convergencia regulatoria, ha sido de suma importancia para arribar al Mercado Único del gas, con la ventaja de que, previamente, la Comunidad ha recorrido un largo trayecto hasta llegar a la integración económica y monetaria. En tal sentido, la experiencia energética bien podría ser el caso piloto de negocios comerciales con moneda común en el año 2010, en el Mercosur ampliado con Chile y Bolivia.

## El mercado mayorista

La falta de señales adecuadas en el mercado argentino, a partir de la Ley de Emergencia Económica, ha provocado dos efectos nocivos que requieren de una rápida corrección. Por un lado, se produjo una notable caída en la disponibilidad de reservas de gas (-13%), producto de la desinversión en la actividad exploratoria; por el otro, la caída en los precios, medidos en términos de dólar, ha desplazado del mercado a los pequeños productores que, o no tienen contratos de exportación, o bien su *mix* de producción conjunta de gas y petróleo (junto a la de otros líquidos comerciables como el GLP, etano, gasolinas, etc.) obtenido en la actividad extractiva no hace rentable su negocio.

En cuanto al problema de las reservas, estas fluctúan de acuerdo con la tasa de reposición; es decir, la proporción de incorporación por nuevos descubrimientos respecto al agotamiento del *stock* (pues el gas es un recurso no renovable). Pero, lógicamente, existe una retroalimentación entre los precios de mercado y la clasificación económica del recurso subterráneo como

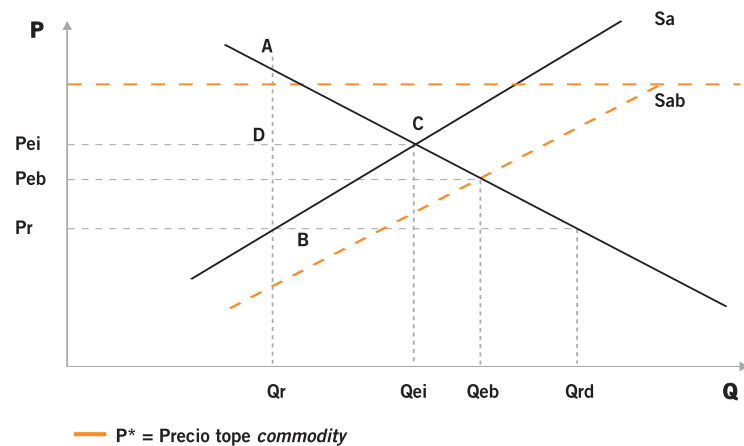


Figura 1. Mercado competitivo

“reserva”. En la medida que los primeros caigan, menor proporción de estos hidrocarburos entrarán en esa categoría comercial.

Si bien en teoría el mercado mayorista no está actualmente regulado, la ausencia de un mercado *spot* desarrollado hace que el precio en boca de pozo surja de los contratos existentes, que luego de la pesificación y el congelamiento se han reducido en un tercio del valor en términos de dólar, lo que implica una regulación de facto.

Hasta esa fecha, el escenario de precios en boca de pozo muy competitivos respecto a estándares internacionales generó una notable penetración del gas natural dentro de la matriz energética primaria (cerca del 48%), produciendo una reconversión del parque eléctrico, en el cual la marginación termoeléctrica propagó el efecto de precios bajos (caída mayorista del 70%). Así fue como la industria obtuvo enormes ventajas competitivas utilizando gas y electricidad baratos y abundantes.

Desde el punto de vista teórico, la fijación de precios por debajo del equilibrio competitivo genera escasez. Esta provoca el desarrollo de un mercado poco transparente en el que la mayoría de los agentes procuran recibir el gas al precio regulado; pero ante la escasez, quienes comercializan el gas intentan capturar el excedente de los consumidores y, de este modo, segmentar el mercado entre quienes obligadamente compran el gas a precio regulado (consumidores residenciales) y quienes pueden hacerlo en el mercado desregulado (consumidores industriales y grandes usuarios).

En el nivel del equilibrio parcial, puede apreciarse cuán grande es la pér-

didada de bienestar con este tipo de medidas en el mercado doméstico (figura 1). Partiendo de un equilibrio interno con precios (medidos en dólares)  $P_{ei}$  y producción en  $Q_{ei}$ , con el nuevo nivel de precios de cuenta congelados al nivel  $P_r$ , la cantidad ofrecida se obtiene a lo largo de la curva de oferta  $S_a$ , en el nivel  $Q_r$ . Pero a esos precios la demanda está dispuesta a consumir  $Q_{rd}$  (los consumidores no tienen una buena señal para economizar gas).

El precio regulado, sin duda, resulta beneficioso para los usuarios que acceden a él, pero es inequitativo en términos de todos los consumidores presentes y futuros que deben utilizar un combustible alternativo a precio internacional (Gasoil para usinas, LPG para uso residencial, etc.) porque sufren la restricción.

En términos de la pérdida de bienestar para la sociedad, esta viene dada por el área ABC, en donde ADC es la pérdida del excedente del consumidor y DBC, la del productor. A esto se agrega la transferencia de recursos del último hacia el primero. En la práctica, lo que comienza a observarse es una puja por el recurso escaso que se da por el intento de las distribuidoras de pasar a consumo interrumpible a los grandes usuarios que, a su vez, buscan el resguardo de una tarifa fija (regulada). Pero lo más preocupante es la amenaza de interrupción del suministro de gas hacia Chile, que gracias a los protocolos y acuerdos internacionales firmados, luego de varios años de construir un clima amigable de confianza recíproca, ha reconvertido su industria y su parque de generación eléctrico aprovechando las ventajas competitivas del gas argentino. Esto implica que no solo se podría derribar un negocio comercial, sino una relación bilateral a nivel de Estado.

### Propuesta

La propuesta de volver a aplicar la Ley del Gas, en el contexto de una integración regional, para lo que habría que trabajar activamente, significaría que a partir de los recursos abundantes identificados desde fines de los años '90 en Bolivia (que suponemos atiende la demanda incremental), la nueva oferta para el mercado argentino sería  $S_{ab}$  en lugar de  $S_a$ , con lo que arribaríamos a un equilibrio con precios menores (en dólares) y mayor cantidad, respecto de la situación previa a la Ley de Emergencia (el nuevo equilibrio se da en  $Q_{eb}$ ,  $P_{eb}$ )<sup>15</sup>. **La incorporación de un mayor número de actores (aunque varios coinciden a ambos lados de la frontera) podría contribuir a fomentar el necesario desarrollo del mercado mayorista *spot*.**

Esta integración se ajustaría, como primer paso, a la propuesta de regionalizar el gas natural para transformarlo en un *commodity* dentro del Cono Sur, posibilitando una competencia de precios “intercuenca” con un mecanismo transparente de mercado. En condiciones de menor excedente (en caso de que se concrete el proyecto de exportación de gas natural licuado a California), el precio quedaría fijado en el nivel del combustible que reemplaza, haciendo una valuación *netback*, que vendrá dada exógenamente (por tanto, la oferta se vuelve completamente elástica al nivel  $P^*$ ).

En términos del efecto en las tarifas finales, la propuesta consiste en desdoblamiento del ajuste, liberando los precios domésticos en lo inmediato, con un escalonamiento inicial (ajuste por coeficiente CER) para luego alinearlos, en el segundo semestre de 2004, al precio en cuenta de los yacimientos de la región de Tarija, Bolivia, y mantener una estructura de tarifas que garantice un cierto ingreso para las empresas reguladas (*revenue cap*). Posteriormente, se debería modificar este esquema tarifario para hacer posible la competencia, yendo a un modelo de incentivos.

La concreción de esta propuesta, reiteramos sin dejar de enfatizarlo, requiere de una definición estratégica en el nivel doméstico y regional, que aliente la inversión privada y la competencia, aprovechando los recursos naturales disponibles. Para ello es imprescindible que los Estados Nacionales impulsen la creación de

instituciones de carácter supranacional, con una definida delegación de atribuciones y un rol de complementariedad con el capital privado.

#### Efecto sobre reservas

En los hechos, si bien hasta ahora no se ha evidenciado una falta concreta de gas, la caída de reservas constituye una contracción intertemporal de la oferta. Por otra parte, hemos señalado que la regulación de un mercado competitivo a un precio inferior a su nivel de equilibrio natural produce distorsiones en las que el oferente procura detectar la predisposición al pago del demandante. Según CEPAL<sup>16</sup>, actualmente existen contratos entre productores y grandes usuarios locales que se han mantenido en dólares (industrias del sector transable), con lo que la discriminación de precios y la distorsión del marco legal se han vuelto notables.

La contracción de reservas del año 2002 no tiene precedentes en la historia energética reciente, excepto por la ocurrida en 1990 cuando cambió su metodología de cálculo<sup>17</sup>. La misma puede atribuirse al efecto de un precio en boca de pozo inferior a los 0,5 dólares por millón de BTU, muy por debajo del precio promedio histórico en los EE.UU. (> a 2 US\$/MMBTU), donde el mercado es extremadamente competitivo.

Sin embargo, los datos posteriores a 1997 también han mostrado un pobre desempeño en materia exploratoria (ver Anexo). La actividad se ha ajustado, a rajatabla, al laxo Decreto 2178/91, que redujo el requerimiento de unidades de trabajo a la mitad, tan pronto como salió comunicado<sup>18</sup>, sin lograr que la autoridad de aplicación pudiera elevar las exigencias o diseñar buenos esquemas de incentivos (incluida la disponibilidad de información) hacia las empresas.

En esta materia es evidente que el sector ha basado su transformación en una débil estructura

jurídica que se instrumentó mediante tres decretos del Poder Ejecutivo de 1989. De allí que surja la necesidad de san-

cionar una nueva Ley de Hidrocarburos que corrija esta debilidad, realzando el rol de la Secretaría de Energía en términos de definiciones estratégicas en el nivel doméstico y regional.

Si bien no existe un dato de mercado acerca del costo de producir gas para un yacimiento no asociado a la producción de petróleo, dado que el mismo depende de las características geológicas del área así como de la proyección de la demanda<sup>19</sup>, los 50 centavos por MMBTU parecieran ser insuficientes para cubrir los costos marginales de largo plazo que, entre otros aspectos, debieran incorporar los asociados a la exploración<sup>20</sup>.

En el marco de la transición actual, el otro fenómeno que queremos señalar como efecto de la indefinición en materia energética en la producción, sin describirlo empíricamente dada la limitada muestra disponible, ha sido la salida del mercado de algunos pequeños actores y el aumento de las fusiones de empresas locales. Si es que los valores actuales de cuenca para la actividad regulada no cubren los costos marginales de largo plazo, debiera estar ocurriendo un fenómeno sumamente inequitativo que es el aumento de la concentración de la industria, lo que se propone como materia de estudio en el mediano plazo.

#### El mercado regulado

En una economía, en la que se ha producido una violenta modificación de los precios relativos, la predisposición al pago de los sectores que utilizan el gas como insumo de su producción de bienes transables es muy elevada respecto a la del sector residencial definido como un todo (aunque está claro que entre los consumidores residenciales se encuentran, por ejemplo, los dueños de las industrias de exportación). En este caso, una solución eficiente podría ser la de fijar precios por encima del costo marginal hasta encontrar la última industria dispuesta a pagar exactamente ese valor.

En teoría, la solución del monopolista discriminador es tan eficiente como la competitiva, pero a diferencia de esta última es el productor el que se apropia de todo el excedente de la sociedad. Sin embargo, esta discriminación: a) es imposible de realizar y b) atenta contra

la competencia, que es el principio fundamental de la regulación.

Se puede demostrar (ver trabajo completo) que, en un esquema en que se permitan los subsidios cruzados, las cantidades provistas del bien regulado serán menores y su precio promedio, mayor.

#### Solución transitoria

Por otra parte, esta solución solo podría ser temporaria, ya que no tendría sentido abrir el mercado a la competencia por cuanto las firmas entrantes solo buscarán entrar en el mercado de grandes usuarios y, sin ser necesariamente más eficientes que las incumbentes, provocarán el "descreme" del mercado, sacándoles el segmento rentable y dejándoles solo el no rentable. Para los incumbentes la entrada de nuevas firmas en esta condición haría inviable la continuidad del negocio<sup>21</sup>.

**En este sentido, y a fin de fijar una agenda para el reacomodamiento de precios de la cadena del gas natural, como ya se ha señalado, la estrategia podría combinar una desregulación de precios en boca de pozo junto con un esquema de ingreso máximo (revenue cap) en el corto plazo; pero necesariamente debería mutarse hacia el esquema original sin subsidios y avanzar hacia su perfeccionamiento pensando en un horizonte de regulación coordinada dentro del Cono Sur<sup>22</sup>.**

Las distorsiones que señaláramos en el apartado anterior hacen que tanto el distribuidor como el productor procuren apropiarse de la mayor predisposición al pago de quienes utilizan el gas natural como insumo de sus negocios de exportación, mientras el gran usuario intenta negociar una tarifa regulada (equivalente a Pr de la figura 1)

**Desde el punto de vista de la equidad, el subsidio al sector residencial podría ser objetable desde una visión macroeconómica o de equilibrio general. En efecto, la ventaja competitiva que la industria ha obtenido en el pasado reciente por menores precios del gas ha posibilitado la generación de empleos genuinos en la economía, lo que podría revertirse bajo el modelo propuesto para la salida de la crisis, el cual, al imposibilitar la competencia, estaría invirtiendo la gramática regulatoria<sup>23</sup>.**

Pero tal vez lo que sea más signifi-

cativo resaltar, a los efectos aquí presentados, es la imperiosa necesidad de profundizar en el largo plazo el sistema de competencia en la red de infraestructura con acceso abierto, como ocurre en países como los EE.UU. o Inglaterra. Allí, la presencia de comercializadoras que realizan *by pass* ha reducido el costo de transacción juntando la oferta y la demanda.

#### Otros aspectos regulatorios

Otros elementos cuestionables en el caso argentino han sido: 1) el bajo desarrollo del mercado de corto plazo y de reventa de capacidad de transporte que, en un punto, tiene vinculación con la restricción física, pero que también se asocia a la relativa concentración en el mercado mayorista; y 2) el cargo por capacidad, medido por el Factor de Carga (0,35), ha probado ser demasiado alto para los clientes cautivos<sup>24</sup>. En ese sentido, también es preciso avanzar en esquemas de tarifa social, para bajos niveles de consumo, que produzcan beneficios focalizados. Esta visión ha sido abordada con gran inquietud a partir de la crisis económica y, sin duda, debiera contemplarse su inclusión al considerar los posibles cambios regulatorios que se deben aplicar en la Argentina<sup>25</sup>.

En materia de transporte también se ha revelado una baja expansión de la capacidad doméstica, más allá de la mayor eficiencia de la que ha sido dotado el sistema por la instalación de numerosas plantas compresoras y los

gasoductos de exportación.

Posiblemente esto haya sido producto de la desvinculación de la tarifa del costo de reposición. En este sentido, la ley dispuso (artículo 92) la creación del Fondo Nacional del Gas para promover obras de ampliación y/o subsidiar a cierta población objetivo. En la práctica, su uso no ha sido del todo eficiente, y de cara a la presente propuesta, el Fondo debiera cobrar mayor relevancia a fin de articular en forma complementaria instrumentos públicos y de mercado, tanto en el nivel doméstico como en el regional.

A las debilidades estructurales del sistema se suman las restricciones del nuevo régimen legal que impide la fijación de la tarifa en moneda extranjera y el ajuste a índices externos. Esta postura, de alguna manera, se confronta con la característica de enclave que ha tenido el sector energético, por el que se aseguraba un retorno de la inversión en relación al costo hundido. En este contexto de crisis, es que la visión de riesgos compartidos bifurca las posiciones en el interior de los organismos de crédito multilateral<sup>26</sup>.

El Banco Mundial, a diferencia del FMI, ha reconocido algunos aspectos regulatorios débiles que surgen con la crisis, en particular aquellos que versan sobre el riesgo del negocio y el riesgo cambiario vinculado al problema del sobreendeudamiento de las empresas. En este sentido, una de las propuestas que se debe considerar en la implementación de reformas regulatorias sería la

inclusión del nivel de endeudamiento de los regulados como variable de control de parte del regulador.

Posiblemente, una de las mayores debilidades del marco regulatorio en circunstancias como las actuales tiene que ver con el criterio del costo del capital. Este implica ir un paso atrás respecto de la coyuntura macroeconómica en términos del riesgo país incorporada en su formulación.

Nuestra visión es que la medida de riesgo es estática y no se modifica luego del ajuste cambiario, cuando se espera una apreciación de la moneda (efecto sobre reacción). Por otra parte, con elevados niveles de riesgo país, este método hace inviable la fijación de una tarifa doméstica, retribuyendo la inversión en moneda extranjera. Por todo ello, este criterio que resulta muy apropiado para una economía estable, en un contexto incierto, debería repensarse.

#### Situación regional

La definición de un marco de referencia común como objetivo de convergencia regulatoria figura casi obligadamente, desde mediados de los años '90, en los protocolos y acuerdos de integración regional.

El camino que se debe recorrer no es nada sencillo, habida cuenta que, tanto los sistemas de acceso a la infraestructura como los regímenes tarifarios varían diametralmente entre los ▶



## Anexo

Cuadro A. Interconexión gasífera regional

Unión entre países	Nombre	Cabecera	Capacidad MMm <sup>3</sup>	Longitud Km	Diámetro Pulgadas	Habilitado Año
Argentina - Chile	Methanex II	S. Sebastián - Cuenca Austral	2	48	10	1996
	Methanex III	El Cóndor - Cuenca Austral	2	6	12	1999
	Gas Andes	La Mora - Mendoza	10	465	24	1997
	Gas Pacífico	Loma La Lata Neuquen	9	540	20	1999
	Atacama	Cornejo - Cuenca Noroeste	9	942	20	1999
	Norandino	Pichanal - Salta	9	1055	20	1999
Argentina - Brasil	Aldea Brasileira - Uruguayana	Aldea Brasileira - Entre Ríos	10	470	24	2000
Argentina - Uruguay	Paraná - Paysandú	Paraná - Entre Ríos	1	435	10	1999
	Buenos Aires-Montevideo	Punta Lara - Buenos Aires	3	210	18-24	2002
Bolivia - Brasil	Cuiaba	San Miguel - Bolivia	3	623	18	2000
	Bolivia-Brasil	S.Cruz de la Sierra-Bolivia	30	1800	32	2000
	San Pablo-Porto Alegre	San Pablo - Brasil	6	1165	24-16	2000
Bolivia - Argentina	Transierra	Yacuiba-Bolivia	20	441	32	2003

Cuadro B. Proyectos en cartera

Nombre	Cabecera	Capacidad MMm <sup>3</sup>	Longitud Km	Diámetro Pulgadas	Para habilitar en
Uruguayana-Porto Alegre	Uruguayana - Brasil	12	615	24	2005
Montevideo - Porto Alegre	Montevideo - Uruguay	15	900	24	2006
Transiguazú	Cornejo - Cuenca Noroeste	35	1900	24-30	2007

Cuadro C. Gasoductos troncales de la Argentina

Nombre	Cabecera	Capacidad MMm <sup>3</sup>	Longitud Km	Diámetro Pulgadas	Habilitado Año
Gasoducto Norte	Cuenca Noroeste	22,8	2100	24	1960
Gasoducto Centro Oeste	Cuenca Neuquina	32	1130	30	1981
Gasoducto Neuba I	Cuenca Neuquina	14	1203	24	1970
Gasoducto Neuba II	Cuenca Neuquina	28	1334	36-30	1988
Gasoducto San Martín	Cuenca Austral y San Jorge	19	3192	30	1951/78

Cuadro D. Exploración, reservas y producción

Año	Producción MM m <sup>3</sup>	Reservas MM m <sup>3</sup>	Años de reserva	Variación de reserva	Pozos exploración	Pozos avanzada
1990	23018	579056	25,2	-22,2%	6	10
1991	23815	592869	24,9	2,4%	7	5
1992	25328	540429	21,3	-8,8%	8	24
1993	26729	516662	19,3	-4,4%	12	6
1994	27815	535532	19,3	3,7%	13	6
1995	30505	619297	20,3	15,6%	19	1
1996	34641	685602	19,8	10,7%	12	10
1997	37076	683797	18,4	-0,3%	17	6
1998	38636	686584	17,8	0,4%	10	16
1999	42418	748134	17,6	9,0%	3	8
2000	45123	777609	17,2	3,9%	8	16
2001	45967	763526	16,6	-1,8%	7	11
2002	45875	663523	14,5	-13,1%	0	5

Fuente: Secretaría de Energía y IAPG

países. Esto hace, por ejemplo, que de completarse los proyectos en cartera (Uruguayana-Porto Alegre; Montevideo-Porto Alegre) se estaría discriminando el gas argentino en el abastecimiento a la zona industrial de San Pablo, ya que la tarifa de transporte en Bolivia y el Brasil es de tipo estampilla, a diferencia del costeo por

distancia en la Argentina.

Si bien en la experiencia integracionista entre la Argentina y Chile, los Estados Nacionales solo cumplieron una función protocolar para concretar un negocio entre privados que se desarrolló exitosamente, el caso de la integración con el Brasil (incluso a través de Bolivia) ha suscitado algunas situacio-

nes de conflicto al sentar en la mesa de negociación a agentes privados y públicos o semi públicos (Petrobras) para la firma de contratos de gas.

Tal como se ha descrito en los Antecedentes, pareciera que la convergencia regulatoria necesaria para lograr la integración energética, existiendo una red disponible y una cartera de proyectos a concretar, requiere, nada menos, que la voluntad política de los Estados de la región, lo cual necesariamente implica un acuerdo en el pensamiento estratégico de sus dirigentes. Este objetivo fue el que guió a la Comunidad Europea para arribar al escenario de integración actual.

En este sentido, lo que resulta más evidente es que la región debe aprovechar su potencialidad gasífera (e hidrológica) liberando recursos financieros para su desarrollo económico, y al mismo tiempo, generando junto con otras áreas del continente (Camisea, Venezuela, etc.) saldos exportables de líquidos que permitan un alto grado

de complementariedad con el Hemisferio Norte en el marco del ALCA. Para ellos esta integración aliviaría, en parte, su alta dependencia de petróleo y derivados de Medio Oriente.

Otros aspectos vinculados a la integración tienen que ver con el financiamiento de la expansión. Por un lado, resulta necesario sincronizar los mecanismos para atraer la inversión pero, adicionalmente, es preciso identificar las fuentes de ahorro que vinculen estos recursos con la moneda en que se opera en la región. En este aspecto, es importante destacar la potencialidad que tienen los Fondos de Pensión, a partir del manejo privado, en los nuevos sistemas de capitalización de ahorro previsional. Estos fondos se han volcado, en algunos países, a financiar al deficitario sector público (la Argentina) pero han logrado un buen desempeño en economías más estables (Chile).

Según el Banco Mundial, la fuente de financiamiento interno es ventajosa a la hora de fijar la unidad de cuenta del retorno del inversor<sup>27</sup>. Lo que ha tendido a observarse es que el sector de la energía, en su calidad de enclave, ha posibilitado la dolarización de los precios y tarifas, pero a la hora de desatarse las crisis cambiarías esta ventaja no se ha dado.

Observando las divergencias regionales que podrían limitar la integración, es útil analizar el ejemplo de la UE en esta materia. El *Council of European Energy Regulator* (CEER), además de ocuparse de propiciar un marco regulatorio estable, ha focalizado su preocupación de asegurar la oferta en condiciones competitivas, en los 15 países que lo componen.

#### Bolivia

A partir de la privatización de YPF en 1996, Bolivia incrementó su actividad exploratoria y es, actualmente, el segundo país en reservas de gas de América Latina. Pero a pesar de este desempeño, no ha completado las reformas regulatorias para desarrollar su mercado interno.

De acuerdo a *Oil & Gas Journal*, las reservas de Bolivia pasaron de 4,3 Tcf en 1999 a 52 Tcf en 2002 (casi el doble de las de la Argentina). El campo más grande es el de Caipipendi (a pocos km de la frontera con la Argentina) que



Figura 2. Precios del gas arbitrados

contiene el yacimiento Margarita, con reservas estimadas en 13 Tcf. Vecinos a este yacimiento, Petrobras, Repsol YPF y TotalfinaElf poseen cuantiosas reservas en San Alberto y San Antonio.

Margarita, a su vez, pertenece a Repsol YPF, BG y BP-Panamerican de Bolivia. La construcción del gasoducto de Río Grande a San Pablo se inauguró en julio de 1999, tres años después de iniciada la obra y en marzo de 2002, se suspendieron las ampliaciones ya que no se concretaron los intercambios acordados. El ducto pertenece a un grupo de empresas compuesto por Enron, Shell, Petrobras, BG Group, TotalfinaElf y El Paso. Con más de 2,1 billones de dólares invertidos (en gran parte financiados por el Banco Mundial), muchos de los socios, entre los que se destaca la posición de privilegio que tiene Petrobras, están pensando en vender su parte. De hecho, una de las restricciones que tiene el proyecto es el precio dolarizado del gas en boca de pozo (entre 1,0 y 1,2 USS/MMBTU) y del costo del transporte hasta San Pablo (algo más de 2,0 USS/MMBTU). En el año 2001 también se aprobó la construcción del nuevo gasoducto Yacuiba-Río Grande para llevar el gas de San Alberto y San Antonio a San Pablo, a través del gasoducto Río Grande-San Pablo, recientemente inaugurado.

En julio de 2001, Repsol YPF, BG y BP-Amoco formaron el consorcio Pacific LNG para exportar el gas natural licuado (GNL) a la costa oeste de México, siendo contraparte las empresas Sempra Energy y CMS. El proyecto que aparecía como el gran sostén del desarrollo geológico productivo, tiene

actualmente numerosas restricciones, a pesar de que hay quienes dicen que es mucho más competitivo que las alternativas de llevar gas a EE.UU. desde Asia, Australia o Alaska. Sin lugar a dudas contribuiría a la visión estratégica de complementariedad regional en el nivel ALCA - Mercosur ampliado. Según fuentes privadas, el valor en boca de pozo para el proyecto de LNG sería de 0,65 a 0,85 USS/MMBTU y aun así enfrenta serias dificultades. Respecto al principio de arbitraje que mencionamos a lo largo del trabajo,

OLADE presenta el esquema regional de precios (en USS/MMBTU): Si en este esquema incorporamos los recursos de los grandes yacimientos de Tarija a la alternativa de colocación del gas en California, tendríamos un valor arbitrado en cuenca Neuquina cercano a 1,0 USS/MMBTU. Estos valores no serían rígidos pero, siendo extremadamente competitivos, se alinean con precios de referencia internacional.

El escenario regional sin integración con California es dual. Por un lado, existiría un precio *netback* San Pablo, tal como se describe en el esquema, que precisa imperiosamente un mercado regional de combustibles líquidos desregulados que provea señales adecuadas a productores y consumidores. Por el otro, una fuerte *commoditización* del gas conduciría a una competencia "intercuenas" que, de acuerdo al principio marginalista, podría derivar en precios trazados en función del costo marginal de largo plazo en la cuenca Neuquina (que sería menos eficiente que la de Tarija), con lo que el precio mayorista de referencia estaría por debajo del valor antedicho.

Si tenemos en cuenta que los precios en Neuquén estaban en 1,35/1,50 dólares antes de la devaluación y que esos valores están, hoy día, en 1/3, tenemos que el escenario de precios integrados con el gas de Bolivia se adapta a la descripción de la figura 1, donde el nuevo equilibrio de precios quedaría por encima del precio actual pero por debajo del equilibrio interno, previo a la devaluación e incorporación de las nuevas reservas.

Respecto al mercado boliviano en sí, algunos aspectos deberían corregirse dado que existe una notable integración vertical entre la producción y el transporte, generando privilegios en

algunas empresas. Otros serios inconvenientes que presenta la regulación en Bolivia para el necesario desarrollo del mercado interno son:

#### Subsidios al LPG

- Tarifas lineales alejadas del costo del servicio
- Complejidad impositiva y regulatoria entre mercados doméstico y externo
- Acceso al transporte restringido y negociado
- Indefiniciones regulatorias de cara a la privatización
- Ausencia de un Reglamento de Servicio
- Poca transparencia en el método de selección del adjudicatario de la Distco

Algunas estimaciones sobre el ahorro que lograría el gobierno en un periodo de cinco años, si se eliminase el subsidio, se ubican en los 40 millones de dólares<sup>28</sup>. Adicionalmente, esta distorsión tiene un efecto mayor sobre el bienestar, por cuanto frena el desarrollo del mercado doméstico del gas natural que es complementario, como mencionamos, al de la integración regional.

#### Brasil

La transformación de la energía en el Brasil ha sido otro de los procesos destacados de la región. Si bien la posición de Petrobras continúa siendo dominante, a partir de la Enmienda Constitucional N° 5 de 1995, se promovió la participación de otras empresas en actividades de exploración y producción, así como refino, comercio internacional y transporte de la producción. También se creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), que también regula las actividades del gas natural hasta el transporte. De la distribución hacia abajo se ocupan las agencias estatales.

Si bien la política energética determinó una mayor penetración del gas en la matriz energética y, en los hechos, Petrobras asumió en gran parte el riesgo de esta estrategia, en la práctica, por uno u otro motivo, de los 72 millones de m<sup>3</sup> diarios de capacidad solo se utilizan 14 millones.

Por otra parte, junto a la ANP es Petrobras quien ha planificado el Programa Prioritario Térmico para incorporar 49 centrales termoeléctricas en territorio brasileño como elemento dinamizador de la demanda de gas, aunque esa proyección obedeció más a

una restricción momentánea que, una vez superada, dejó de ser realista.

Para el Brasil, el Programa Prioritario Térmico había dado una clara señal para incrementar su demanda de gas durante la crisis energética del año 2001. Sin embargo, la contracción de la demanda eléctrica (a partir del cambio de hábitos surgido de las restricciones cuantitativas de entonces) sumada a la mayor disponibilidad de agua y a la devaluación del real respecto al precio del gas atado al dólar han reducido el número de proyectos térmicos de 49 a solo 15. Para revertir esta situación, además de eliminar el subsidio al fueloil, seguramente se requerirá de un despacho termoeléctrico de base que deberá decidir la ANP, pensando con mentalidad regional y teniendo en cuenta que las reservas en Bolivia pertenecen en gran parte a la propia Petrobras.

Adicionalmente, se han presentado otros problemas que detuvieron el desarrollo gasífero debido a la modalidad de contratos *take or pay* de largo plazo que devienen en un costo medio mayor a medida que se contrae la demanda, y que ha hecho que del lado brasileño se esté renegociando el precio del gas de Bolivia, generando la resistencia de su gobierno que, de esta manera, ve limitados sus recursos por regalías.

La propia naturaleza de estos contratos pone un límite en las posibilidades de competencia por discriminación del acceso y fijación de tarifa en el Brasil. En este sentido, se esperaría que desde su visión de "riesgos compartidos" el Banco Mundial flexibilice las condiciones de financiación del gasoducto Santa Cruz-San Pablo-Porto Alegre. En el Reino Unido y EE.UU., una situación similar solo pudo resolverse cuando todas las partes (excepto los pequeños usuarios) cedieron parte de sus derechos adquiridos por contratos preexistentes, permitiendo la entrada de nuevos competidores.

A los problemas de competitividad del gas argentino respecto del boliviano, se agrega la discriminación que existe en el ducto que llega a San Pablo, donde el acceso no está regulado (como ocurre en los ductos de la Argentina) sino que se negocia entre las partes. En tal sentido cabe destacar que Petrobras tiene participación mayoritaria en el transporte, la producción de Bolivia y en varias distribuidoras

estadales.

#### La Unión Europea

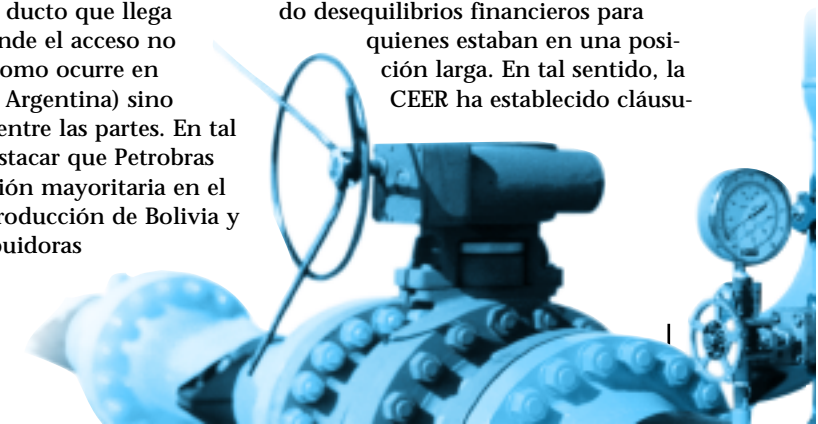
El camino que recorrió Europa para llegar a la unificación de sus mercados, incluida la moneda y la energía a partir del siglo XXI, se inició en 1958 con el Tratado de Roma. Desde entonces la evolución ha ido siempre en ascenso. De hecho, desde hace décadas, el comercio intrazonal ha sido el más relevante hasta llegar a la integración plena y la convergencia macroeconómica en 1992 con el Tratado de Maastricht.

El caso de la energía es paradigmático porque demuestra que, a pesar de lo disímiles que han sido los modelos energéticos domésticos, la unificación bajo pautas comunes no es solo deseable, sino también factible. En su mayoría, los 15 mercados que, eliminar la frontera geográfica estuvieron dominados por compañías estatales, verticalmente integradas y prácticamente sin competencia.

A partir de la Directiva de Gas de 1998 y el Foro de Madrid, en agosto de 2000, comenzó a operar el mercado único del gas con un fuerte involucramiento de los Estados Nacionales. El CEER fija, desde entonces, las reglas tarifarias y la agenda para llegar a la convergencia total en 2008, cuando se supone que habrá completa libertad de elección de provisión en el nivel de los pequeños consumidores, tal como ocurre actualmente en el Reino Unido.

El objetivo del CEER es tener un sistema de oferta segura y competitiva con información instantánea y transparente, garantizar el desarrollo de nueva infraestructura para un mercado expandido, en un entorno regulatorio estable y vigilar: i) la no discriminación en el acceso a la red; ii) el uso eficiente de la red con cargos que guarden relación con los costos; iii) inexistencia de subsidios cruzados y iv) la protección al medio ambiente.

La corta experiencia integrista ha mostrado una reducción de los precios del gas, lo que ha entrado en conflicto con los contratos *take or pay* generando desequilibrios financieros para quienes estaban en una posición larga. En tal sentido, la CEER ha establecido cláusulas





las de salvaguarda que restringen el acceso en tales circunstancias, lo que de alguna manera restringe también la competencia. Como se mencionó, en el Reino Unido y los EE.UU., se aplicó lo que podría considerarse una variación del principio de “riesgos compartidos”, pues se produjo un cambio en los derechos contractuales, por el que se distribuyó el costo de eliminar los contratos de largo plazo entre productores, distribuidores y grandes usuarios, protegiendo en todos los casos a los pequeños consumidores.

Sin profundizar el análisis de este mercado, el que sí será interesante a la hora de hacer propuestas de armonización regulatoria, cabe destacar que el desarrollo del mercado *spot* se viene produciendo gracias al incremento de las interconexiones y el surgimiento de grandes *Hubs* de distribución (el principal está en Zeebrugge, Bélgica). En este caso, la expansión ha permitido modificar la estructura de tarifas de transporte, yendo a un sistema en el que se comercializan los derechos de

acceso en forma de *swaps* (sin necesidad de desplazamiento físico en los denominados contratos de entrada/salida) como ocurre con otros mercados de *commodities*.

Finalmente, lo que es importante resaltar para la experiencia del Cono Sur en general y de la Argentina, en particular, es el grado de complementariedad que presentan las instituciones públicas y privadas, logrando soluciones de ampliación de capacidad en donde el mercado no produce las señales adecuadas, pero que son deseables en términos de la equidad del sistema.

## Conclusiones

La industria del gas natural en la Argentina atraviesa una clara situación de desequilibrio de la que es tiempo de salir con rumbo firme y una agenda precisa. Más allá de la visión pendular que gobierna, muchas veces, las decisiones de política económica por la que se tiende a rechazar lo efectuado en gestio-

nes anteriores, es conveniente reconocer los logros que ha tenido el sector durante los años '90, así como identificar sus debilidades para modificar el modelo. Tal reforma debiera propender a balancear apropiadamente las metas de eficiencia y equidad en un marco institucional que fomente la inversión privada, actuando en forma complementaria con la órbita del Estado.

**En esta agenda debiera plantearse un retorno escalonado, en un corto plazo, hacia un mercado mayorista libre y competitivo, alineando este objetivo con el de la integración regional; en particular, teniendo en cuenta la abundancia de recursos verificada desde fines de la década pasada en el sur de Bolivia. Dicha agenda debiera contemplar también un camino crítico, comenzando por levantar las barreras de carácter político-institucional que frenan la conformación de un mercado único de gas y de energía para todo el Cono Sur.**

En una primera etapa, pareciera que la eliminación de la frontera comercial

<sup>1</sup> Al momento de la edición de este trabajo, la sanción de la Ley N° 25.790 prorrogó el plazo a diciembre de 2004.

<sup>2</sup> FIEL (1999); Banco Mundial (1997); CEPAL (2003); OLADE (2002); etc.

<sup>3</sup> Balsarotti, N. (1999) subraya la evidencia empírica que corrobora esta aseveración.

<sup>4</sup> Laffont, J. (1999).

<sup>5</sup> ENARGAS: Audiencia Pública N° 70; Petrecolli, D. et. al (2000); Urbiztondo et al (2002).

<sup>6</sup> En la determinación del precio estacional de septiembre de 1999, Repsol YPF propuso una rebaja del precio de cuenca del 3% como autopenalización por los contratos de reventa de gas y llevó al ENARGAS la propuesta de reducir la duración de esos contratos cuyos vencimientos se adelantan.

<sup>7</sup> El ENARGAS rechazó los pases a tarifa del aumento en boca de pozo planteados por las distribuidoras en las audiencias públicas de los meses de septiembre de 1994 y de 1995, e implementó el Decreto 1020/95 del P.E. Entre otros efectos, se pretendía que las distribuidoras compraran en forma eficiente, compartiendo el beneficio (sólo se quedaban con el 50% de la diferencia entre el precio pactado y el de referencia) con los usuarios cautivos (FIEL, 2000).

<sup>8</sup> Stone & Webster (1992).

<sup>9</sup> Armstrong, M. et al. (1994).

<sup>10</sup> Ver Urbiztondo, S. en FIEL (2000). Documento de Trabajo N° 7.

<sup>11</sup> La primera revisión quinquenal se efectuó en 1997 en forma marginal y redujo el valor de la tarifa por efecto del factor de eficiencia, incrementándola al mismo tiempo debido al factor de inversión. La segunda revisión se fijó para el 2002 pero en forma global (costo del servicio), aunque no llegó a realizarse.

<sup>12</sup> Viscusi et al. (2000), Ch. XII; Train (1991), Ch. I. En rigor, dicho efecto se da si la regulación considera el costo marginal de largo plazo, según lo observara Germán Coloma en un comentario reciente que agradezco.

<sup>13</sup> El mercado ampliado reduciría la concentración, medido habitualmente con el índice Herfindal Hirschman.

<sup>14</sup> Muchos de estos aspectos son señalados en Montamat (2003).

<sup>15</sup> Para completar el análisis gráfico debería incorporarse el desplazamiento de la demanda, pero la combinación de un efecto ingreso contractivo con el expansivo, dado por la sustitución de los combustibles líquidos transables por el gas, terminan dando un efecto incierto sobre la posición final de esta curva.

<sup>16</sup> Proyecto CEPAL-Ministerio de Economía (2003). Estudios Sectoriales: Gas

Natural y Derivados.

<sup>17</sup> Bravo y Kosulj (1993) destacan que el incremento de reservas entre 1994 y 1998 se anularía de no haberse realizado el cambio metodológico, así como la reclasificación de probables a probadas en ese período.

<sup>18</sup> Inicialmente, existía un requerimiento de 300 unidades para el primer período, el que luego se permitió repartir entre el primero y el segundo período exploratorio.

<sup>19</sup> La técnicas más avanzadas para la determinación de los costos de extracción utilizan el criterio del Costo Medio Incremental, que divide la sumatoria de las inversiones y costos operativos de desarrollo por la de la producción incremental proyectada, ambas sumas tomadas en valores actuales (Julius & Mashayekhi, 1990).

<sup>20</sup> El IAPG (2000) publicó un estimativo de costos de perforación y de terminación por cuenca; el mismo va de los US\$ 530 mil en la cuenca Austral a los US\$ 30 millones en la cuenca Noroeste.

<sup>21</sup> Laffont (1999) propone licitar (competencia ex ante) áreas de concesión que combinen zonas rentables y no rentables para permitir los subsidios cruzados.

<sup>22</sup> Este diseño transitorio, podría sin embargo acentuar la percepción de discontinuidad de las reglas de juego y con ello la incertidumbre existente por parte de los inversores, como me lo ha señalado en su comentario reciente Roberto Brandt, quien al mismo tiempo ha observado que la propuesta no especifica los tiempos de la transición.

<sup>23</sup> Navajas (2002).

<sup>24</sup> Según Kosulj (2000), en el período 1997-1999, en lugar del factor 0,35 fijado por el ENARGAS para el sector residencial, este fue de 0,5. Sólo con esta modificación, la tarifa caería cerca del 20%.

<sup>25</sup> En un informe reciente del Banco Mundial (Documento de Trabajo N° 5/03) se plantea al enfoque social como multifacético, debiendo incluirse, además de la tarifa social propiamente dicha, estructura tarifaria, régimen impositivo, políticas comerciales y normas de desconexión. También se sugiere la focalización por medio de encuestas informativas que, en la práctica, no siempre son sencillas de realizar.

<sup>26</sup> Banco Mundial, Junio 2003.

<sup>27</sup> Caso Proyecto Tiete de generación en el Brasil. Ver Banco Mundial (junio, 2003), op.cit.

<sup>28</sup> Raúl García (2001) señala, además, una serie de recomendaciones para lograr la penetración del gas natural de cara a la privatización de la distribución como ser: a) campaña de difusión; b) fondo de instalación; c) financiamiento de la instalación incluíd



entre la Argentina y Bolivia constituiría un resultado de ganancia recíproca que, históricamente, ha sido fuente de un importante ingreso de divisas por el uso de la infraestructura disponible para Bolivia, cuyos productores manejan precios de producción asociados con su verdadero costo de oportunidad. Estos precios podrían trazar la señal adecuada para alinear los del mercado mayorista en la Argentina, sin que ello signifique necesariamente un ingreso masivo de gas boliviano, permitiendo de esta manera incrementar nuevamente las reservas disponibles de nuestro país, lo

que garantizaría el suministro interno y permitiría honrar los pactos con nuestros vecinos chilenos.

El segundo plano de análisis, en un planteo, tal vez, excesivamente abarcativo, se ha generado en torno al debate acerca de las reformas domésticas que debieran instrumentarse en la prestación de los servicios públicos; para ello, es imprescindible aprovechar la experiencia regulatoria adquirida por el ENARGAS, que dado su *status* jurídico cuenta con la legitimidad para llevarlas a cabo.

**La propuesta aquí presentada también aparece desdoblada, con una alternativa de transición que garantice a las empresas de servicios públicos un cierto nivel de ingreso, avanzando hacia un esquema regulatorio que refleje adecuadamente los costos del servicio y fomente la competencia. En ese sentido, es preciso que también se incorporen esquemas de tarifa social que aseguren la prestación del servicio a los sectores de menores ingresos.**

También en esta materia, la regulación doméstica y la regional debieran alinearse en pos de un mercado que convierta al gas natural en un *commodity* regional. Este proceso requiere nueva-

mente, de la complementariedad de los esfuerzos de los sectores público y privado para armonizar los modelos energéticos de los países. Con ellos debiera encontrarse mecanismos que disipen los riesgos que han asumido los actores para asegurar las inversiones (contratos de largo plazo), ya que parece necesario a los efectos de lograr condiciones de acceso competitivo junto con el incentivo de ampliar e interconectar la red de infraestructura.

Seguramente la experiencia europea sea la más relevante en materia de lograr la convergencia de modelos domésticos disímiles, para lo que se requiere de un gran esfuerzo político, con la presencia de organismos supranacionales con fuertes atributos en materia de regulación y defensa de la competencia en el ámbito regional. Posiblemente, un paso previo para avanzar en la integración sea nada menos que la alineación de la visión estratégica de la clase dirigente regional para, o bien abandonar el discurso integracionista, o bien pasar decididamente a la ejecución de dicha estrategia. ■

Sebastián Scheimberg es economista, consultor / Fundación YPF.

## Bibliografía

- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J.: "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience". The MIT Press, 1994.
- Balzarotti, N.: "Antitrust en el mercado de gas natural". CEER. Texto de Discusión N°10, 1999.
- Banco Mundial: *The 1996-97 Gas Price Review in Argentina*. Private Sector N°181. April 1999.
- Banco Mundial: *Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States*. Private Sector N° 141. April 1998.
- Banco Mundial: *Impacto Social de la Crisis Argentina en los Sectores de Infraestructura*. Documento de Trabajo N° 1/05. Abril 2003.
- Banco Mundial: *Exchange Rate Risk* (P.Gray and T. Irwin). Private Sector N° 262. June 2003.
- Bravo, V. y Kosulj, R.: "La política de desregulación petrolera Argentina". Bibliotecas Universitarias, 1993.
- CEPAL: *Estudios Sectoriales. Gas Natural y Derivados*. Nicolás Caruso. Marzo 2003.
- ENARGAS: *Audiencia Pública* N° 70. Octubre 2000.
- European Gas Regulatory Forum, Joint Working Group: "A long term vision of a fully operational single market for gas in Europe". A Strategy Paper (Draft of 28 January 2002).
- FIEL: *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos*. Marzo 1999.
- FIEL / ENARGAS: *Metodología General para la Segunda Revisión de Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Natural*. Documentos de Apoyo N°1, 2 y 7. Diciembre 2000.
- García, R.: "Estrategias de Privatización de la Redes de Gas de Bolivia". (Síntesis de trabajo presentado en UDAPE, Bolivia). Noviembre 2001
- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG): *El abecé del Petróleo y el Gas*. Mayo 2000.
- IAPG: *Serie Estadísticas Año 2003*.
- Julius, D. and Mashayekhi, A.: "The Economics of Natural Gas". Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 1990.
- Kozulj, R.: "Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina". CEPAL, 2000.
- Laffont, J. J.: "Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación". CEER. Texto de Discusión N°1. Marzo 1999.
- Montamat, D.: "Más energía para crecer". *Clarín*, 22 de junio de 2003.
- Navajas, F.: *Estructuras Tarifarias Bajo Estrés*. FIEL. Documento de trabajo N° 73. Septiembre 2002
- OLADE: "Situación Energética en Sudamérica". Corporación Andina de Fomento. 2002
- Petrecolla, D. y Bondorevsky, D.: "Estructura del mercado de gas natural en Argentina e integración energética regional: problema de defensa de la competencia". CEER, Texto de Discusión N° 29. Junio 2001.
- Stone & Webster: *Gas del Estado Privatization Project Tariff Report*. June 1992.
- Train, K.: *The Economic Theory of Natural Monopoly*. MIT Press, 1991.
- Urbiztondo, S.: "La competencia *upstream* en la industria del gas". FIEL, Indicadores de Coyuntura. Octubre 2002.
- Viscusi, W., Vernon, J. and Harrington, J.: *Economics of Regulation and Antitrust*. The MIT Press, 2000.