

LEY DE HIDROCARBUROS 17.319
SANCIONADA EN 1967:

"EL PODER EJECUTIVO NACIONAL
FIJARÁ LA POLÍTICA NACIONAL [...]
TENIENDO COMO OBJETIVO PRINCIPAL
SATISFACER LAS NECESIDADES DE
HIDROCARBUROS DEL PAÍS CON EL
PRODUCIDO DE SUS YACIMIENTOS,
MANTENIENDO RESERVAS QUE
ASEGUREN ESA FINALIDAD" (ART. 3)

El régimen jurídico del abastecimiento interno de hidrocarburos

Por **Juan Francisco Ramos Mejía** (h)
Abogado y Master en Economía
Profesor de Recursos Naturales
y Derecho de la Energía, Facultad
de Derecho de la Universidad Austral

Introducción

El abastecimiento de hidrocarburos y otras fuentes de energía es un problema que no solamente enfrenta la Argentina sino el mundo en general. Contar con un suministro seguro y confiable de dichas fuentes de energía constituye un requisito esencial de cualquier economía con aspiraciones de crecimiento y suele ser un pilar fundamental del desarrollo no sólo económico sino también social.

Los países del concierto internacional han procurado abastecerse de dichos recursos por diversos medios, que los han llevado muchas veces a procurar la exploración y explotación de reservas en regiones remotas para su posterior comercialización en los centros de producción industrial y consumo. Ésta ha sido, en general, la estrategia perseguida por los países con excedentes de capital.

Los países sin dichos excedentes pero con reservas propias, por su parte, han perseguido en general una estrategia orientada hacia el autoabastecimiento. Es así que nuestra

Ley de Hidrocarburos 17.319, sancionada en 1967, establece: "El Poder Ejecutivo nacional fijará la política nacional [...] teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad" (art. 3º).

La aplicación concreta de dicho principio general ha sido objeto de numerosos debates y reglamentaciones que la autoridad de aplicación de turno ha ido modificando y adaptando en función de las necesidades de cada momento. El objeto del presente trabajo es realizar una apretada síntesis del significado concreto que han dado a este principio las autoridades del gobierno en las actuales circunstancias de nuestro país. No se emitirá, por lo tanto, un juicio de valor acerca de la conveniencia económica o política de dichas normas ni acerca de la juridicidad o legitimidad de éstas.

El marco regulatorio de base

El marco regulatorio que sirve de base a la política de abastecimiento de hidrocarburos del gobierno actual fue establecido durante la década de 1990 y, si bien ha sufrido significativas modificaciones y adaptaciones, permanece todavía hoy vigente.

Las bases de dicho marco fueron sentadas por las leyes de Reforma del Estado 23.696 y de Emergencia Económica 23.697 que iniciaron el proceso de desregulación económica y privatización de la industria. En este contexto, YPF fue privatizada a partir de la ley 24.145 y se sancionaron los decretos de desregulación de la industria petrolera 1055/1989, 1212/1989 y 1589/1989, que al ser ratificados por el Congreso Nacional pasaron a revestir el carácter de ley formal¹. Dichos decretos derogaron las complejas regulaciones que afectaban la actividad y establecieron la libre disponibilidad de los hidrocarburos (art. 15 dec. 1055/1989 y art. 4 dec. 1212/1989) y de las divisas generadas por su comercialización hasta un 70% (art. 5 dec. 1589/1989), garantizaron la libertad de precios (art. 9 dec. 1212/1989), y liberaron la exportación e importación de hidrocarburos de todo arancel, derecho o retención presente o futuro (art. 3 dec. 1589/1989).

Por su parte, la Ley de Gas 24.076, que normó la privatización de Gas del Estado, estableció, basado en el principio de acceso abierto, el régimen legal del transporte y distribución de gas natural al que consideró un monopolio natural. El servicio público fue concedido a dos transportistas privados y nueve compañías distribuidoras también privadas. De acuerdo con el decreto 2255/1992, que aprobó la Licencia Modelo de dichas concesiones, las tarifas por los servicios mencionados se fijarían en dólares de los EE.UU. (ajustables por inflación de acuerdo con el índice de precios mayoristas *Producer Price Index - PPI*) a través del sistema de tarifa máxima o *price cap* que sería revisado periódicamente.

Este régimen supuso un cambio fundamental en el modo de alcanzar el objetivo del abastecimiento doméstico. Se dejó de lado el modelo basado en la inversión pública, que era canalizada a través de empresas controladas por el Estado (YPF, Gas del Estado), y se pasó a un modelo de iniciativa privada y proceso de mercado como

medio más efectivo de garantizar el abastecimiento interno. Ahora bien, cabe destacar que la finalidad de abastecimiento interno no fue dejada de lado por este nuevo marco regulatorio sino más bien todo lo contrario. Por ejemplo, el decreto 1055/1989 dispone:

"...[se declare de] prioritaria necesidad la promoción, desarrollo y ejecución de planes destinados a incrementar la producción nacional de hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo sus derivados *para asegurar el autoabastecimiento interno* y un adecuado margen de reservas..." (art. 1º).

En igual sentido, la Ley de Gas 24.046 establece:

"...Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, *en la medida que no se afecte el abastecimiento interno*" (art. 3º).

Como se puede observar, este cambio fue uno de estrategia pero no de objetivo y obedeció, por un lado, al fracaso del modelo basado exclusivamente en la inversión estatal que, con la salvedad de un breve período, jamás alcanzó el fin buscado. Por otro lado, se correspondió con una nueva realidad internacional política, económica, comercial y social. Como explica el Dr. Rubén Sabattini:

"En 1967, año de sanción de la ley de hidrocarburos, muchas circunstancias eran diferentes. Era diferente la proximidad con la historia conflictiva de este recurso. La reciente anulación de los contratos petroleros y los debates sobre el petróleo eran parte de las más encendidas polémicas políticas y agregaban un condimento pasional que tuvo su reflejo en el texto de la ley, producto necesario de su tiempo. Las consideraciones políticas en boga en nuestro país y en otros países, respecto de la importancia estratégica de los hidrocarburos y su alegada vinculación con la defensa de la soberanía, son también elementos que no pueden ser ignorados. Estos aspectos influyeron en el contenido de la ley. Era también diferente el escenario económico general con una elevada proporción de actividades comerciales y productivas desarrolladas por el estado, controladas por el estado o planificadas desde el estado. Pero más allá de las consideraciones filosóficas o políticas era también distinto el mercado internacional de hidrocarburos porque los hidrocarburos líquidos no podían, entonces, ser clasificados como *commodity* con el significado de esa facilidad de acceso al producto en el mercado global que existe en nuestros días. Desde esta misma interpretación se justificaba la mención efectuada en el art. 3º de la ley 17.319 en su texto original, que mandaba a mantener reservas que aseguraran el autoabastecimiento"².

La emergencia económica

La crisis política de diciembre de 2001, que terminó con la caída del gobierno del presidente De la Rúa fue el reflejo de una profunda depresión económica que tuvo como principal respuesta política la abrupta devaluación del peso argentino en más de un 300%, con el consiguiente deterioro en el salario real.

El paquete de medidas paliativas incorporado en la Ley

de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario 25.561 dio un pronto alivio al déficit presupuestario del Estado así como a un vasto sector del sistema económico que se encontraba al borde de la bancarrota. Y es así como el deterioro de los salarios reales se compensó parcialmente con una condonación de deudas *sui generis* a través de la pesificación de las obligaciones de dar sumas de dinero y el congelamiento de las tarifas de servicios públicos.

Pero ello no solucionó plenamente, en la visión del gobierno, el problema del abastecimiento doméstico de productos transables internacionalmente, que una devaluación de tal naturaleza tiende a generar en tanto torna el mercado internacional mucho más atractivo que el local como consecuencia del deterioro del salario real doméstico (efecto riqueza). El gobierno implementó, entonces, una batería de medidas económicas que tienen una vieja tradición en un país acostumbrado a frecuentes devaluaciones y sirven de marco conceptual para entender las medidas del gobierno en materia de abastecimiento interno de hidrocarburos.

Estas medidas pueden agruparse en las siguientes:

- Normas que controlan el mercado cambiario.
- Normas que establecen derechos de exportación.
- Normas que imponen restricciones a las exportaciones.
- Normas que disponen el control de precios internos.
- Normas que fomentan la inversión pública y los subsidios.
- Normas que conminan al abastecimiento interno.

A continuación se sintetizará la aplicación concreta a la industria de los hidrocarburos de cada uno de los grupos de normas arriba mencionados.

Normas que controlan el mercado de cambios

El control de cambios es una herramienta de política económica de larga data en la República Argentina. Por un lado, contribuye a abastecer al BCRA de divisas que le sirven para intervenir en el mercado de cambios y controlar la volatilidad del tipo de cambio. Por otro lado, permite establecer una barrera cuasi-fiscal a las exportaciones que disminuye el retorno de éstas si se fija artificialmente el precio al cual el BCRA revenderá esas divisas a los exportadores.

El decreto 530/1991 había dejado sin efecto la obligación de liquidar las divisas provenientes de las exportaciones en el sistema financiero nacional. Pero, con el advenimiento de la crisis, se derogó dicho régimen mediante el decreto 1606/2001 que sería complementado por el decreto 72/2002 que creó un mercado oficial de cambios, posteriormente modificado por el decreto 260/2002 que estableció el actual mercado libre y único de cambios. Dichas normas se dictaron en virtud de la delegación expresa de la Ley de Emergencia 25.561 al Poder Ejecutivo Nacional para “proceder al reordenamiento del sistema financiero, bancario y del mercado de cambios” (art. 1º).

Como resultado de ello, la autoridad entendió que había perdido vigencia el derecho de libre disponibilidad de las divisas del que gozaban los exportadores de hidrocarburos y así lo hizo saber el Procurador del Tesoro de la Nación mediante el dictamen 235/2002 en cuanto afirma:

“El régimen cambiario general establecido por el decre-

to 2581/1964, en cuyo marco resultaba operativo el artículo 5º de su similar 1589/1989 que establecía un régimen preferencial para el sector de hidrocarburos, fue dejado sin efecto por el decreto 530/1991. La eliminación de la obligación de ingresar y negociar las divisas provenientes de la exportación de productos en el Mercado Único de Cambios –dispuesta por esta última norma– aparejó necesariamente la derogación tácita del régimen preferencial que acordaba hasta ese momento el artículo 5º del decreto 1589/1989 para ciertas exportaciones de hidrocarburos, cuya vigencia no puede considerarse tácitamente restablecida por efecto de lo dispuesto en el decreto de necesidad y urgencia 1606/2001. Lo expresado en esta norma acerca del restablecimiento de la vigencia del artículo 1º de su similar 2581/1964 no puede entenderse literalmente, sino en el sentido de que lo que se restablece es el Sistema de Mercado Único de Cambios. En consecuencia, la excepción consagrada en el artículo 5º del decreto 1589/1989 no se encuentra vigente y carece de operatividad frente al régimen cambiario establecido por los decretos 1606/2001 y 260/2002”.

El art. 3 del decreto 1638/2001, que estableció el modo en que debe cumplirse con la obligación de ingresar y negociar esas divisas, había dispuesto que no estarían obligadas al ingreso de las divisas las actividades que tengan una *exención especial para ello otorgada por ley, por contrato con el Estado Nacional o por decretos de fecha anterior a esa norma y en la medida de tal exención*. Pero ello representaba un problema jurídico de difícil solución, por cuanto la autoridad entendía que no resultaba posible crear, por medio de un decreto ordinario como el 1638/2001, excepciones al régimen establecido por el decreto 1606/2001, por revestir éste un rango legislativo.

En virtud de ello, el Poder Ejecutivo Nacional rectificó la situación mediante el dictado del decreto 2703/2002 que reestableció el régimen anterior en tanto afirma:

“Los productores de petróleos crudos, gas natural y gases licuados deberán ingresar a partir de la fecha de entrada en vigencia del presente decreto, como mínimo, el treinta por ciento (30%) de las divisas provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o de sus derivados, gozando de la libre disponibilidad del porcentaje restante. El porcentaje de libre disponibilidad de divisas regirá para toda exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o para la exportación de derivados provenientes del procesamiento de petróleos crudos de libre disponibilidad” (art. 1º).

Pero todavía quedaban en una zona gris las operaciones realizadas por exportaciones efectuadas en el período comprendido entre el decreto 1606/2001, que impuso nuevamente la obligación de liquidar divisas, y el decreto 2703/2002, que reestablece la libre disponibilidad del 70% de las divisas. Y el BCRA procedió a iniciar sumarios cambiarios contra diferentes productores y refinadores de hidrocarburos y sus directivos por la falta de ingreso de la totalidad de las divisas correspondientes a las mercaderías exportadas durante el año 2002, en supuesta violación a las disposiciones de los artículos 1º, incisos e) y f), y 2º, inciso f), de la ley 19.359 de Régimen Penal Cambiario (t.o. por decreto 480/1995)³.

Este problema fue zanjado recientemente, con fecha 27 de septiembre de 2007, por la Justicia en lo Penal Económico en la causa “Colhué Huapi S.A. s/ Infracción ley 19.359” (Juzgado en lo Penal Económico N° 4), en la que el juez absolvió de culpa y cargo a los supuestos infractores con fundamento en la vigencia plena del régimen de libre disponibilidad de las divisas y aplicación del principio de retroactividad de la ley penal más benigna (en tanto el decreto 2703/2002 elimina la obligación de liquidar el 100% de las divisas y por lo tanto exime de sanción)⁴.

Normas que establecen derechos de exportación

Los derechos o retenciones a la exportación han sido una herramienta de política económica usual en la Argentina, por su doble función: recaudatoria y restrictiva de las exportaciones, lo que permitiría –al menos en el corto plazo– incrementar la oferta local con una demanda acotada al mercado doméstico. Dichos derechos no han sido usuales, sin embargo, en la industria de los hidrocarburos porque, con la excepción de la década del 90 en que se eliminaron las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos, casi no existieron saldos exportables.

La Ley de Emergencia 25.561 autorizó, sin embargo, la imposición de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos por el término de cinco años, que han sido prorrogados por un período igual⁵, con el objeto de constituir una garantía contra la emisión de títulos de deuda del gobierno nacional denominados en moneda extranjera (art. 6º). Dicha norma delegó además en el Poder Ejecutivo Nacional, en un acto de dudosa constitucionalidad, la facultad de establecer la alícuota correspondiente. El art. 76 de la Constitución Nacional establece:

“Se prohíbe la delegación legislativa en el Poder Ejecutivo, salvo en materias determinadas de administración o

de emergencia pública, con plazo fijado para su ejercicio y dentro de las bases de la delegación que el Congreso establezca”.

Los decretos 310/2002 y 809/2002 impusieron inmediatamente retenciones a los hidrocarburos líquidos del orden del 20% para el crudo y del 5% para el GLP y otros derivados. Mediante el decreto 335/2004 las retenciones al GLP fueron incrementadas al 20% y el decreto 645/2004 elevó al mismo porcentaje las de gas natural licuado, gas natural en estado gaseoso, butano en estado gaseoso así como otros gases. Los derechos de exportación de las naftas refinadas se mantuvieron en 5% durante este período.

La agudización de la crisis de abastecimiento de gas natural a partir del invierno de 2006 llevó a la República Argentina a celebrar con Bolivia un Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y la Realización de Proyectos de Integración Energética, que estableció un precio para la compraventa de gas natural desde Bolivia de aproximadamente U\$S 5 / MM Btu para ese momento. Bajo la premisa de que las importaciones de gas natural desde el exterior por parte de la empresa estatal ENARSA debían ser financiadas por los importadores extranjeros de gas natural argentino en los países vecinos, por medio de la resolución MEyP 534/2006 se incrementó el arancel de exportación de gas natural al 45% y se instruyó a la Dirección General de Aduanas para que aplique como base de valoración de las exportaciones de gas natural el precio fijado en el Convenio Marco con Bolivia.

El resultado fue que los exportadores argentinos han tenido que negociar –extrajudicialmente o incluso judicialmente, por medio de arbitraje internacional– con sus importadores la absorción de este nuevo impuesto según las cláusulas y condiciones que cada contrato de compraventa de gas preveía. Por ejemplo, un contrato de suministro de gas por U\$S 2/ MM Btu pasaría a pagar U\$S 2,25 / MM Btu en concepto de impuestos aduaneros (45% de U\$S 5 /MM Btu)⁶, de forma que el exportador argentino operaría a pér-

dida si no lograra transferir al menos una parte de este derecho de exportación al importador. El art. 1198 del Código Civil, que recepta la doctrina de la excesiva onerosidad sobreviniente⁷, establece, en este sentido, que:

“[...] En los contratos bilaterales conmutativos y en los unilaterales onerosos y conmutativos de ejecución diferida o continuada, si la prestación a cargo de una de las partes se tornara excesivamente onerosa, por acontecimientos extraordinarios e imprevisibles, la parte perjudicada podrá demandar la resolución del contrato. El mismo principio se aplicará a los contratos aleatorios cuando la excesiva onerosidad se produzca por causas extrañas al riesgo propio del contrato.

En los contratos de ejecución continuada la resolución no alcanzará a los efectos ya cumplidos.

No procederá la resolución, si el perjudicado hubiese obrado con culpa o estuviese en mora.

La otra parte podrá impedir la resolución ofreciendo mejorar equitativamente los efectos del contrato”.

Recientemente, la situación con los importadores extranjeros de gas natural se agravó en forma sustancial con el dictado de la resolución MEyP 127/2008 que incrementó el arancel de exportación al 100% e instruyó a la Dirección de Aduanas “para que aplique como base de valoración de las exportaciones de gas natural, el precio más alto establecido para esta mercadería en los contratos de importación de gas natural a la República Argentina aplicables en cada momento”. Esto podría implicar la necesidad de pagar derechos de exportación de U\$S 13 o 14 / MM Btu si se concreta el proyecto de importación de GNL para el Polo Petroquímico de Bahía Blanca durante el invierno.

Del mismo modo, la resolución MEyP 394/2007, publicada durante el mes de noviembre de 2007, estableció un ingreso tope de U\$S 42 / barril para la exportación (siempre que el precio internacional del barril supere los U\$S 60,9), quedando gravado con la retención cualquier aumento de precios a nivel internacional. El mismo régimen basado en los precios internacionales y los valores de corte y de referencia se utilizará para calcular las retenciones específicas de kerosene, fuel oil, aceites y naftas que hasta ese momento estaban sujetas a una retención de solamente el 5%.

Finalmente, con fecha 10 de marzo de 2008 la resolución MEyP 126/2008 –que acompañó la polémica resolución MEyP 125/2008 que impuso el sistema de retenciones móviles a los granos– incrementó al 20% los derechos de exportación de biodiesel que hasta ese momento tributaban un 5% en virtud del decreto 509/2007 de mayo de ese año. De esta forma, se redujo el cuasi-subsidio que alienta la producción de este combustible por efecto de las retenciones a las que se ve sujeto su principal insumo: el aceite de soja⁸.

Los derechos de exportación y el conflicto con las provincias

Las normas relacionadas con los derechos de exportación no solamente afectan a las empresas productoras y exportadoras de hidrocarburos. También afectan de manera sustancial a las provincias. En este sentido, las bases de la delegación de la Ley de Emergencia establecen que “en

ningún caso el derecho a la exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor boca de pozo, para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras” (art. 6º ley 25.561).

Contrariamente a las contribuciones directas y a las indirectas que el Congreso Nacional puede imponer como facultad concurrente con las provincias⁹, las retenciones son una facultad exclusiva del Congreso Nacional y no son coparticipables¹⁰. De esta forma, los derechos de exportación disminuyen los ingresos que de otra manera las provincias hubieran podido cobrar en concepto de impuesto a las ganancias. Del mismo modo, las provincias se ven perjudicadas en los ingresos que perciben como titulares originarios de los recursos hidrocarburíferos¹¹, dado que las regalías se calculan sobre la base del precio de comercialización menos los descuentos autorizados por flete y otros conceptos hasta la boca de pozo¹².

El conflicto con el gobierno nacional alcanzó su punto más álgido cuando, teniendo en cuenta la base de la delegación legislativa de la Ley de Emergencia, el gobierno de la Provincia de Neuquén emitió a principios de 2006 dos polémicos decretos pretendiendo el cobro de regalías a precio internacional. El decreto 225/2006 fijó a partir del 1 de marzo de 2006 como base de cálculo de las regalías de petróleo crudo el valor boca de pozo tomando el precio del petróleo del WTI (*West Texas Intermediate*) y, paralelamente, el decreto 226/2006 estableció que a partir de la misma fecha las regalías de gas natural debían liquidarse sobre el valor boca de pozo calculado sobre la base del precio promedio en frontera de importación de gas natural a la República Argentina. En medio de una intensa disputa administrativa y judicial con las empresas afectadas, la Provincia de Neuquén derogó mediante el decreto 2200/2007, de fecha 29 de noviembre de 2007, los controvertidos decretos 225/2006 y 226/2006.

Durante el mes de noviembre de 2007 se celebró un Acta Acuerdo entre el Gobierno Nacional y la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) respecto del modo de liquidar las regalías a la luz de los derechos de exportación creados por la resolución MEyP 394/2007. Los puntos del acuerdo se vieron reflejados en la disposición SSC 1/2008 y fueron:

1. El valor de corte de U\$S 42 / Bbl es considerado como el precio piso efectivo sobre el cual se deberá aplicar en más el ajuste por calidad positivo a los efectos del cálculo para la liquidación de regalías hidrocarburíferas.
2. Cuando el precio internacional del petróleo crudo supere U\$S 95 / Bbl y su destino sea el consumo interno, se analizará la posibilidad de resarcimiento al fisco provincial que corresponda.
3. Las provincias productoras podrán cobrar regalías en especie.

Restricciones a las exportaciones de hidrocarburos líquidos

Las retenciones a las exportaciones suelen ser un mecanismo efectivo para desalentar suficientemente una eventual avalancha de exportaciones que desabastezca el mercado local. Existen, sin embargo, numerosos casos en los que el gobierno ha aplicado adicionalmente restricciones

cuantitativas a las exportaciones de materias primas y otros bienes transables.

En el mes de mayo de 2002, frente al temor de una creciente escasez de combustibles, el gobierno nacional declaró por medio del decreto de necesidad y urgencia 867/2002 la emergencia en el abastecimiento de hidrocarburos en todo el territorio nacional hasta el 30 de septiembre del mismo año y facultó a la Secretaría de Energía a determinar los volúmenes de la producción nacional de petróleo crudo y gas licuado de petróleo que debían ser dedicados al abastecimiento del mercado doméstico. Algunos de los considerandos del mencionado decreto establecían:

[...] Que el artículo 6º párrafo cuarto de la ley 17.319 expresa que el Poder Ejecutivo Nacional permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.

[...] Que a fin de aventar la crisis de abastecimiento que aqueja a las refinerías locales se ha juzgado conveniente y necesario armonizar lo dispuesto en el artículo 6º de la ley 17.319, en cuanto a la obligación que pesa sobre los productores de abastecer a las refinerías locales en casos de crisis de abastecimiento con el derecho de libre disponibilidad reglado por el artículo 6º del decreto 1589 de fecha 27 de diciembre de 1989, asegurando de esta manera el bienestar general.

Que la presente medida no vulnera la esencia del derecho de libre disponibilidad que es el derecho de los productores a disponer del producto a precios libremente pactados, en el mercado interno y externo, en este último caso, cumpliendo con lo establecido en el artículo 6º de la ley 17.319”.

En consecuencia, teniendo en cuenta las facultades establecidas en el decreto 867/2002, la Secretaría de Energía dictó las resoluciones SE 140/2002, de fecha 30 de mayo de 2002, y SE 166/2002, de fecha 21 de junio de 2002, que establecieron un sistema de cupos de exportación, por el cual se estableció el porcentaje de la producción nacional de petróleo crudo que debía ser dedicada al abastecimiento doméstico¹³. Dicho régimen fue, sin embargo, derogado por la resolución SE 341/2002 a fin de julio de ese mismo año.

Paralelamente, el decreto 645/2002 creó un Registro de Contratos de Operaciones de Exportación en el cual deberán registrarse todas las operaciones de exportación de gas oil y otros hidrocarburos y derivados, que fue reglamentado por la resolución SE 38/2002. Esta norma dispone que:

“La Subsecretaría de Combustibles no dará curso a aquellas operaciones de exportación de gas oil, gas licuado de petróleo y de petróleo crudo que comprometan el abastecimiento de las firmas elaboradoras, fraccionadoras y refinadoras locales inscriptas en la Secretaría de Energía” (art. 4º).

“Las empresas productoras titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos y/o titulares de derechos de explotación de hidrocarburos de acuerdo a la normativa en vigencia, estarán obligadas a satisfacer la

demanda interna de gas licuado de petróleo y petróleo crudo a las refinerías locales de acuerdo a lo establecido en el artículo 6º de la ley 17.319” (art. 6º).

Restricciones a las exportaciones de gas

En el caso del gas natural, los problemas de abastecimiento interno recién se hicieron notorios a partir de marzo de 2004 cuando el gobierno emitió la resolución SE 265/2004 que: (i) suspendió las exportaciones de los excedentes de gas natural por encima de las respectivas autorizaciones de exportación que estaban previamente permitidas en los términos del decreto 1738/1992, (ii) suspendió las tramitaciones de nuevas autorizaciones de exportación, y (iii) instruyó a la Subsecretaría de Combustibles a elaborar un programa de racionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte originalmente reservada para esos fines. Entre los considerandos de dicha resolución se menciona expresamente:

“Que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), encargada de conducir el despacho nacional de cargas del sistema interconectado nacional, ha informado que desde el inicio del verano han aparecido restricciones inéditas a la disponibilidad de gas natural para centrales, las que se han ido acentuando a partir del mes de febrero y de manera notoria en los primeros días de marzo.

Que la mencionada Compañía ha alertado acerca de la complicada situación de abastecimiento de gas natural en que se encuentra el parque de generación termoeléctrico argentino, el cual no está plenamente en condiciones de operar físicamente y financieramente sobre la base de combustibles líquidos”.

El 29 de marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles emitió la disposición SSC 27/2004 en la que estableció el Programa de Racionalización ordenado por la resolución SE 265/2004. De acuerdo con dicho Programa, se prohibieron las exportaciones por niveles superiores a los registrados durante el mismo período del año 2003 (excluyendo a los excedentes) y se estableció un procedimiento para la suspensión de exportaciones adicionales y redireccionamiento de dichos volúmenes a efectos de garantizar el adecuado suministro de la demanda no interrumpible.

El régimen establecido dispuso también un orden de prioridades en los cortes distinguiendo entre “...aquellos productores que no han cumplido sus obligaciones particulares, entendiéndose por tales, no haber mantenido el nivel de ventas al mercado interno asumido al momento de tramitar la respectiva autorización de Exportación...” y “...aquellos productores que han cumplido sus obligaciones particulares respecto al abastecimiento del mercado interno, pero han incumplido sus obligaciones colectivas, entendiéndose por tales el abastecimiento conjunto al Mercado Interno...”.

A los pocos meses, este Programa fue dejado sin efecto y sustituido por el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural establecido por la resolución SE 659/2004 del 18 de junio de 2004, que reemplazó el sistema de restricciones directas a las exportaciones por un sistema de *inyecciones de gas adicionales*

que la Subsecretaría de Combustibles está facultada para ordenar a efectos de asegurar el abastecimiento de gas y transporte para:

- los usuarios del Servicio Residencial - R, los usuarios del Servicio General - P cuyo promedio mensual anual de consumo los ubique en la primera o segunda escala de consumo de esa categoría y los usuarios del Servicio a Subdistribuidores - SBD en la exacta incidencia que los usuarios descriptos precedentemente tengan en la demanda del subdistribuidor en cuestión (art. 31 del decreto 180/2004);
- los usuarios SGP (tercer escalón de consumo) y los usuarios firmes de la prestataria de distribución (SGG FT, FD y FIRME GNC –por su capacidad reservada–) con servicios destinados al consumo interno;
- las centrales de generación térmica, por hasta los volúmenes necesarios para evitar la interrupción del servicio público de electricidad.

De acuerdo con este régimen, las *inyecciones de gas adicionales* son ordenadas por la autoridad en función de: (i) los volúmenes de gas previamente comprometidos por los productores (dec. 180/2004), (ii) otros volúmenes de gas comprometidos con el mercado interno y (iii) los volúmenes de producción comprometidos al exterior. El productor exportador que reciba la instrucción de realizar una inyección adicional para el mercado interno, no podrá exportar volumen alguno hasta no cumplir con las inyecciones adicionales que hubieren sido ordenadas.

Por último, el mencionado Programa mantiene el régimen de flexibilidad originariamente previsto en la disposición SSC 27/2004 que ahora dispone:

“A los efectos de dotar de flexibilidad al presente ‘Programa’, queda establecido que cualquier productor exportador al cual se le requieran inyecciones adicionales y cuyos volúmenes de exportación de gas hubiesen resultado afectados por este ‘Programa’, podrá reemplazar los volúmenes de gas natural que hubiesen sido requeridos para el mercado interno, por cantidades de energía equivalentes (en la forma de gas o electricidad u otros combustibles para generarla, o de menor demanda acordada y consentida por el consumidor afectado), y en tanto y en cuanto, dicha operación no implique una reducción en la oferta de energía total disponible para el mercado interno, y la misma resulte útil, en términos operativos, para el fin específico para el que fuere destinado el gas requerido. La energía alternativa [...] sustituirá al gas natural detráido de la exportación una vez que la energía equivalente pueda ser entregada físicamente al consumidor”¹⁴ (art. 15)

Este régimen fue complementado, con posterioridad, por la resolución SE 752/2005 que creó el sistema de *órdenes de inyección adicional permanente*, que autorizó a determinados consumidores domésticos de gas natural (distribuidoras, estaciones de GNC, usinas térmicas y algunos consumidores industriales) a solicitar que se emitan órdenes de inyección por un período estacional (octubre-abril o mayo-septiembre).

El procedimiento contemplado para ello requiere que el consumidor doméstico solicite el suministro de gas a los productores mediante el mecanismo de *ofertas irrevocables estandarizadas* que serán publicadas en la página Web del

Mercado Electrónico de Gas (MEG), de manera que si dicho requerimiento no es satisfecho en el término de diez días hábiles éste sea convertido en una *orden de inyección adicional permanente* ordenada por la Secretaría de Energía. El precio que tendrá que estar dispuesto a abonar el consumidor que haga uso de una *oferta irrevocable estandarizada* será el promedio ponderado de los precios de exportación facturados, netos de retenciones, en cada cuenca.

La visión de las autoridades de gobierno sobre la cuestión surge claramente de los considerandos de la resolución 659/2004 en cuanto establecen:

“Que las decisiones tomadas en el marco de la disposición de la Subsecretaría de Combustibles 27 de fecha 29 de marzo de 2004, no limitaron ni impidieron que los productores exportadores pudieran cumplir sus compromisos de exportación, toda vez que el Capítulo IV punto 14 del Anexo I de la citada disposición habilitaba al productor a continuar exportando si reemplazaba en el mercado interno un volumen de energía efectiva equivalente. De esta forma, la no utilización por parte de los productores de esta prerrogativa demuestra la falta de inyección necesaria para abastecer a ambos mercados –interno y externo– de manera simultánea.

Que el conjunto de medidas adoptadas tuvieron por objeto atender el problema de escasez de gas natural, dando prioridad al abastecimiento interno, sin impedir innecesariamente la exportación de volúmenes de gas natural, acorde a las autorizaciones oportunamente emitidas, en total respeto del marco normativo aplicable, y teniendo en cuenta las herramientas y situación del mercado de gas natural al momento del dictado de las mismas”.

Ahora bien, el régimen de restricciones a las exportaciones descripto provocó un agudo conflicto político con los países importadores de gas natural argentino, especialmente con Chile, cuyo mercado de gas natural se encuentra estrechamente integrado al argentino por medio de los cuatro gasoductos que se construyeron durante la década pasada para transportar el gas al otro lado de la cordillera y los que se construyeron en la isla de Tierra del Fuego. El Protocolo de Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Chile suscripto con fecha 7 de julio de 1995 establecen en este sentido:

“Las Partes procederán de acuerdo al *principio de no discriminación* respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de estos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno, diciéndose en todos los casos mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales”¹⁵ (art. 7º).

Como resultado, el gobierno argentino garantizó que no afectaría el suministro de gas destinado a los consumidores residenciales y comerciales de Chile, pero ello no impidió que el país trasandino se vea envuelto en severas dificultades energéticas por falta de suministro a sus usinas térmicas y clientes industriales.

Los importadores chilenos han reclamado, en consecuencia, a los exportadores argentinos el cumplimiento de

los contratos de compraventa de gas bajo pena de aplicar las multas contractuales por *Deliver or Pay*, a lo que los productores argentinos han respondido con declaraciones de fuerza mayor y/o excesiva onerosidad sobreviviente por el *hecho del príncipe*. Recientemente se conoció la decisión de un tribunal de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional que resolvió la primera controversia relacionada con esta materia. En el arbitraje que Eléctrica Santiago S.A. (AES Gener) inició al consorcio “Sierra Chata” (conformado por Petrobras, Mobil y Total Austral), el tribunal rechazó la demanda interpuesta por la importadora chilena, entendiéndolo que la falta de entrega del gas contratado se había debido a una causal de fuerza mayor y procedió a resolver el contrato de compraventa de acuerdo con lo allí estipulado¹⁶.

Normas relacionadas con el control de los precios internos

La devaluación y la pesificación de las obligaciones dinerarias establecida por la Ley de Emergencia 25.561 tuvo sin dudas un importante efecto riqueza, que se vio reflejado en la disminución inmediata del poder de compra internacional de los salarios denominados en pesos. En la visión del gobierno la obligación de abastecer el mercado doméstico no puede considerarse cumplida a

menos que el abastecimiento se produzca en términos que resulten razonablemente accesibles para la población. De allí el conjunto de normas que pretenden garantizar el “abastecimiento barato”. Por eso, el primer remedio político y social que estableció la Ley de Emergencia al desfase del poder de compra de los salarios fue la pesificación y congelamiento de las tarifas de servicios públicos.

Ello no afectó directamente el sector *upstream* dado que la producción de los hidrocarburos no estaba regulada como servicio público (aunque sí lo hizo de manera indirecta)¹⁷. Pero sí incidió directamente sobre las tarifas del servicio público de transporte y distribución de gas que habían sido establecidas por la Ley de Gas 24.076. La Ley de Emergencia estableció en este sentido:

“Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio un peso (\$ 1) = un dólar estadounidense (US\$ 1)” (art. 8º)¹⁸.

“Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el artí-

culo 8º de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas” (art. 9º).

Como resultado, muchas de las compañías licenciatarias entendieron que se habían violado sus derechos bajo los Tratados Bilaterales de Protección de Inversiones celebrados entre la República Argentina y sus respectivos países e iniciaron sus reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) dependiente del Banco Mundial. El primer caso fue resuelto por dicho tribunal en mayo de 2005 a instancias del reclamo de *CMS Gas Transmission Company*, accionista de Transportadora del Gas del Norte (TGN), en el que el tribunal entendió que el gobierno de la República Argentina había violado el estándar del “trato justo y equitativo” al que tenía derecho la compañía bajo el derecho internacional y ordenó el pago de una indemnización de US\$ 133 millones. En el reclamo iniciado por LG&E Energy Corp., accionista de tres distribuidoras de gas, otro tribunal del CIADI –integrado por los árbitros Tatiana Bogdanowsky de Maekelt (venezolana), Francisco Rezek (brasileño) y Albert Jan van den Berg (holandés)– entendió que las medidas del gobierno argentino se encontraron justificadas en virtud de un *estado de necesidad*, aunque limitó el período de esa justificación al de lo que consideró la verdadera duración de la emergencia, esto es, desde diciembre de 2001 hasta abril de 2003.

En virtud del decreto 293/2002 se creó la Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos que fue reemplazada posteriormente por la actual Unidad de Renegociación y Análisis de Servicios Públicos (UNIREN) creada por el decreto 311/2003. La ley 25.790 de octubre de 2003 dispuso la extensión hasta el 31 de diciembre de 2004 del plazo para llevar a cabo la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, que fue prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2005 por la ley 25.972 de diciembre de 2004. Numerosos arbitrajes ante el CIADI fueron suspendidos durante el transcurso de las negociaciones con la Uniren. Pero, hasta el momento, no se ha alcanzado un acuerdo definitivo con las licenciatarias.

Con esta salvedad respecto de los servicios públicos, el gobierno prefirió no hacer uso de un control directo de los precios internos, que ya habían sido empleados infructuosamente en el pasado. En cambio, optó por un mecanismo de control indirecto de los precios a través de una política de acuerdos voluntarios de precios con las empresas que se extendió a casi todos los sectores de la economía y a la cual el sector de los hidrocarburos no permaneció ajeno.

Esta estrategia antiinflacionaria tuvo su primera manifestación con el decreto 652/2002, del 19 de abril de 2002, que ratificó el Convenio de Estabilidad de Suministro del Gas Oil, suscripto entre el Estado Nacional y las empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos, por el cual éstas se comprometieron a asegurar el suministro del

gasoil en los volúmenes necesarios para cubrir las necesidades de abastecimiento interno de la República Argentina a un precio determinado. A su vencimiento, las partes suscribieron un Acuerdo de Prórroga del Convenio de Estabilidad de Suministro del Gas Oil, y al vencimiento de éste, el Acuerdo Trimestral de Suministro del Gas Oil al Transporte Público de Pasajeros, que fue ratificado por el decreto 1912/2002. Posteriormente, se celebró el Acuerdo de Prórroga del Acuerdo Trimestral de Suministro del Gas Oil al Transporte Público de Pasajeros (dec. 704/2003), a su vez prorrogado por el Segundo Acuerdo de Prórroga del Acuerdo Cuatrimestral de Suministro del Gas Oil al Transporte Público de Pasajeros (dec. 447/2003). La continuidad del régimen descripto fue reglamentada por la ley 26.028, que estableció la creación de un fideicomiso para la financiación del transporte, y los decretos 675/2003, 159/2004, 945/2004, 280/2005, 564/2005 y 449/2008.

En el caso del gas natural, el decreto 181/2004, que segmentó las tarifas del servicio de distribución y sentó las bases del *unbundling* del mercado de gas al impulsar la adquisición directa del gas natural a los productores por parte de usuarios, que antes lo recibían exclusivamente a través de las distribuidoras (resoluciones SE 752/2005 y 1329/2006), también autorizó a la Secretaría de Energía a celebrar acuerdos de precios con los productores. El mencionado régimen considera especialmente:

“Que [...] la producción y comercialización de gas natural en el mercado interno debe ser reencauzada a partir del establecimiento de un esquema de normalización, contemplando las limitaciones regulatorias que afectan a los servicios públicos objeto de renegociación, sin dejar de reconocer al mismo tiempo que se trata de una actividad económicamente desregulada, y que en el mediano y largo plazo los precios deben resultar de la libre interacción de la oferta y la demanda, en los términos del último párrafo del artículo 83 de la ley 24.076, en un contexto donde exista un mayor flujo de información de despacho y comercial puesta a disposición de todos los agentes intervinientes en este mercado, y en el cual aumente el nivel de competencia efectivo en esta etapa de la industria”.

En el marco del mencionado decreto 181/2004, la Secretaría de Energía celebró en el mes de abril de 2004 un Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, que fue aprobado por la resolución MEyP 208/2004 y estableció un sendero de precios contra el compromiso por parte de los productores de garantizar determinados volúmenes de gas durante el período del Acuerdo para los distribuidores, los nuevos consumidores directos y las usinas de generación eléctrica.

Un segundo Acuerdo con Productores de Gas Natural para el período 2007-2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica, fue auspiciado por la resolución SE 599/2007 en la que se estableció que, en caso de escasez, los redireccionamientos que en su caso efectúe la Secretaría de Energía afectarán primeramente a los volúmenes de exportación de aquellos Productores No Firmantes del Acuerdo, siguiendo con sus clientes del mercado doméstico (art. 9º).

Con fecha 23 de marzo de 2008 fue publicada finalmente en el Boletín Oficial la resolución SE 24/2008 que

aprobó el Programa Gas Plus. De acuerdo con dicho programa, los nuevos descubrimientos de gas natural estarán exentos del control de precios y podrán ser comercializados en condiciones de libre mercado (contemplando la solvencia de los costos asociados y una rentabilidad razonable) siempre que sean destinados al mercado interno y hayan sido desarrollados por productores que hayan firmado el Acuerdo de Suministro de Gas Natural 2007-2011 con el gobierno. Asimismo, el gas proveniente de reservorios caracterizados por la presencia de arenas compactas (*tight gas*) y el gas producido de yacimientos que hayan permanecido improductivos desde enero de 2004 podrá ser comercializado bajo el mismo régimen.

Ahora bien, la situación de los usuarios no interconectados a la red de gas natural es, en general, mucho más delicada, no solamente porque suelen estar ubicados en un escalafón socioeconómico de menor poder adquisitivo al de aquellos usuarios conectados a la red sino también porque el gas licuado de petróleo (GLP - propano y butano) del que se abastecen las garrafas y "chanchas" es un *commodity* fácilmente comercializable a nivel internacional. El metano del que está formado el gas natural, en cambio, solamente puede ser licuado, para su transporte internacional por buque en cantidades económicamente rentables, a temperaturas inferiores a los -160°C mediante un complejo sistema de licuefacción. Es por este motivo que el gas natural suele tener un precio *regional* dado por la interconexión de la red de gasoductos que es sustancialmente inferior al precio internacional, aun a pesar del creciente desarrollo de la industria del gas natural licuado (GNL).

Para estos usuarios se implementó en julio de 2002 un Acuerdo de Estabilidad en el Precio Mayorista del Gas Licuado de Petróleo (GLP) conforme al cual las empresas productoras de gas licuado de petróleo firmantes se comprometieron a mantener estables los niveles de precios en las ventas del fluido a empresas fraccionadoras (resolución ME 196/2002). En marzo de 2005 se dictó la ley 26.020 que estableció el Régimen Regulatorio y de Comercialización de la Industria del GLP. Dicha norma prevé un sistema de precios de referencia de GLP para uso domiciliario:

"Art. 34: Precio de referencia para GLP en envases.

La Autoridad de Aplicación fijará, para cada región y para cada semestre estacional de invierno y verano un precio de referencia para el GLP de uso doméstico nacional en envases de hasta cuarenta y cinco (45) kg, el que deberá ser ampliamente difundido.

Dicho precio referencial será calculado, propendiendo a que los sujetos activos tengan retribución por sus costos eficientes, y una razonable rentabilidad, con base en el precio mensual del GLP a granel a la salida de la planta productora..."

La resolución SE 792/2005 (prorrogada por las resoluciones SE 344/2006 y 1340/2006) fijó los precios de referencia según lo establecido precedentemente y en su art. 7º dispuso los términos y condiciones de comercialización de la "garrafa social" para los sectores de más bajos ingresos:

"Apruébase los precios establecidos mediante el Acuerdo de Estabilidad del Precio del Gas Butano Envasado en Envases de Diez Kilogramos (10 kg) de Capacidad, que se consignan en el Anexo IV de la presente resolución, lo cual permitirá atender las necesidades

energéticas de aquellos usuarios de más bajos recursos.

Dichos envases podrán ser adquiridos en los puntos de venta consignados en el Anexo V de la presente resolución..."

El problema se presentó también en aquellas localidades que cuentan con redes de distribución de gas, pero que deben abastecerse de GLP transportado en camiones por carecer de una conexión a la red de gas natural. Al respecto, el decreto 934/2003 ratificó el Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido que tuvo vigencia desde el 1 de octubre de 2002 hasta el 30 de abril de 2003. Dicho acuerdo fue prorrogado mediante el Acuerdo de Prórroga aprobado por la resolución SE 419/2003 y por el Segundo Acuerdo de Prórroga, que fue ratificado por el decreto 1801/2004, y prevé un sistema de compensación a los productores de GLP por la diferencia entre el precio de venta acordado al mercado interno y el precio internacional.

Normas que determinan la inversión pública y los subsidios

La política de "abastecimiento razonablemente barato" que ha perseguido el gobierno trae aparejada necesariamente una importante fricción en las fuerzas del mercado. Es bien sabido en ciencias económicas que los precios máximos tienden a provocar una escasez artificial. En efecto, precios inferiores a los de mercado incrementan artificialmente la demanda mientras desalientan la oferta. En este esquema, el faltante que se produce como consecuencia del *gap* entre oferta y demanda debe ser cubierto por el Estado a través de la inversión pública y la asignación de subsidios al sector productivo y a la demanda.

Es por ello que a fines del año 2004 el Estado Nacional decide por medio de la ley 25.943 la creación de una Empresa Estatal de Energía, ENARSA, cuyo objeto es la "exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural, a cuyo efecto podrá elaborarlos, procesarlos, refinarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos, o exportarlos y realizar cualquier otra operación complementaria de su actividad industrial y comercial..."

En este contexto, los Gobiernos de la República Argentina y de la República de Bolivia firmaron, con fecha 29 de junio de 2006, un Convenio Marco para la Venta de Gas Natural y para la Realización de Proyectos de Integración Energética¹⁹, mediante el cual se acordó el precio del gas y se previó la firma de un acuerdo por 20 años que incluiría 7,7 MM m³ diarios, más los volúmenes necesarios para abastecer el futuro Gasoducto del Noreste Argentino, establecidos inicialmente en 20 MM m³/d y fue suscripto por ENARSA e YPF con fecha 19 de octubre de 2006.

A los efectos de poder transportar esos volúmenes de gas, el decreto 267/2007 otorgó a ENARSA una Concesión de Transporte para el gasoducto en cuestión, desde la frontera con Bolivia en el norte de la provincia de Salta, atravesando las provincias de Formosa y Chaco, hasta la provincia de

Santa Fe, en función de lo cual ENARSA ha desarrollado la Ingeniería Básica y los Estudios Ambientales (Estudio Ambiental Previo y Estudio de Impacto Ambiental).

Adicionalmente, ENARSA ha sido dotada con la titularidad de las concesiones de exploración de hidrocarburos en la plataforma continental argentina, para lo cual ya se habría asociado con varias empresas del sector para las áreas E1 – CM2 y E2 – CAM3. Asimismo, ENARSA se ha asociado con la empresa estatal venezolana PDVSA para realizar exploraciones en Venezuela y, según fuentes periodísticas, ya habría descubierto importantes cantidades de petróleo por más de 450 MM m³. Por último, ENARSA ha lanzado recientemente una convocatoria a licitación para la construcción de una planta de regasificación de GNL en la Argentina y presumiblemente se haría cargo de la contratación de varios cargamentos de GNL provenientes de Trinidad y Tobago para la provisión de gas al Polo Petroquímico Bahía Blanca durante el invierno de 2008.

De forma paralela, el decreto 180/2004 creó un Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de Gas, cuyo objeto exclusivo es la financiación de obras de expansión del sistema de transporte y distribución. Posteriormente, la resolución MPFIS 185/2004, estableció las bases técnico-legales para realizar las mencionadas ampliaciones y la resolución SE 663/2004 aprobó el reglamento de contrataciones. Dicho régimen se vio complementado por la ley 26.095 de abril de 2006, reglamentada por el decreto 1216/2006, que autorizó la creación de cargos tarifarios específicos a pagar por los usuarios de los servicios regulados con miras al financiamiento de un fideicomiso para la infraestructura de gas y electricidad, y delegó en el Poder Ejecutivo Nacional la determinación de dichos cargos. Los cargos específicos aplicados sobre la tarifa de gas pasaron a formar parte del patrimonio del Fideicomiso de Gas mencionado más arriba. Sin embargo, usuarios han objetado judicialmente esos cargos argumentando que en rigor no se trataría de tarifas sino de impuestos creados por el Poder Ejecutivo, lo que recibió en algunos casos acogida favorable por parte de la justicia²⁰.

Por el lado de la demanda, la resolución SE 415/2004, modificada por la resolución 624/2005, aprobó el Plan de Uso Racional del Gas que promueve beneficios para quienes ahorren en el uso del gas y establece cargos adicionales en caso de exceso respecto de períodos anteriores.

Finalmente, la resolución SE 121/2008, publicada en marzo de 2008, renovó la duración del Programa Energía Total, que había sido creado por la resolución 459/2007, hasta el 31 de diciembre de 2008. De acuerdo con el mencionado programa, el gobierno acordó subsidiar la sustitución de energía, especialmente gas, por combustibles líquidos pagando la diferencia entre el costo de adquisición del gas y el combustible líquido que lo reemplaza. Con este programa, el gobierno planea hacer frente a la escasez de GNC que es utilizado como combustible por un significativo porcentaje del parque automotor, facilitando la adquisición de nafta y/o gas oil a los taxistas y demás usuarios. Del mismo modo, el gobierno espera poder financiar la adquisición de diesel y/o fuel oil por las usinas térmicas, liberando el gas natural para los consumidores residenciales, comerciales e industriales durante el invierno. Este paquete de medidas se completa con las compensaciones a

los productores por el suministro de gas oil y GLP mencionadas más arriba.

Normas que conminan al abastecimiento interno

El esquema de abastecimiento interno del gobierno actual se completa con la aplicación de normas que conminan a las empresas privadas al abastecimiento doméstico de las mercancías que producen o comercializan. Dentro de dichas normas, la más importante –y también más temida– es la Ley 20.680 de Abastecimiento.

La Ley de Abastecimiento fue sancionada en 1974 y regula toda actividad “que satisfaga –directamente o indirectamente– necesidades comunes o corrientes de la población”. En su art. 2º establece que el Poder Ejecutivo, por sí o a través del o de los funcionarios y/u organismos que determine, podrá:

- a) Establecer, para cualquier etapa del proceso económico, precios máximos y/o márgenes de utilidad y/o disponer la congelación de los precios en los niveles vigentes o en cualquiera de los niveles anteriores;
- b) Fijar precios mínimos y/o de sostén y/o de fomento;
- c) Dictar normas que rijan la comercialización, intermediación, distribución y/o producción;
- d) Obligar a continuar con la producción, industrialización, comercialización, distribución o prestación de servicios, como también a fabricar determinados productos, dentro de los niveles o cuotas mínimas que estableciere la autoridad de aplicación.

[...]

- f) Prohibir o restringir la exportación cuando lo requieran las necesidades del país;
- g) En caso de necesidad imperiosa de asegurar el abastecimiento y/o prestación de servicios, intervenir temporariamente, para su uso, explotaciones agropecuarias, forestales, mineras, pesqueras; establecimientos industriales, comerciales y empresas de transporte;

[...]

- i) Exigir la presentación o exhibición de todo tipo de libros, documentos, correspondencia, papeles de comercio y todo otro elemento relativo a la administración de los negocios; y realizar pericias técnicas;
- j) Proceder, en caso necesario, al secuestro de todos los elementos aludidos en el inciso i), por un plazo máximo de treinta (30) días hábiles; [...].”

Aquellos que no cumplieran con la presente ley serán pasibles de multas de hasta un millón de pesos (dec. 496/2002), arresto de hasta 90 días, clausura del establecimiento, decomiso de las mercaderías y hasta pena de prisión de seis meses a cuatro años para infracciones de “especial gravedad”. Son sancionados por la Ley de Abastecimiento quienes:

- a) Elevaren artificial o injustificadamente los precios en forma que no responda proporcionalmente a los aumentos de los costos, u obtuvieren ganancias abusivas;

[...]

- c) Acapararen materias primas o productos, o formaren existencias superiores a las necesarias, sean actos de

- naturaleza monopólica o no, para responder a los planes habituales de producción y/o demanda;
- d) Intermediaren o permitieren intermediar innecesariamente o crearen artificialmente etapas en la distribución y comercialización;
 - e) Destruyeren mercaderías y bienes; o impidieren la prestación de servicios o realizaren cualquier otro acto, sea de naturaleza monopólica o no, que tienda a hacer escasear su producción, venta o transporte;
 - f) Negaren o restringieren injustificadamente la venta de bienes o la prestación de servicios, o redujeren sin causa la producción habitual o no la incrementaren, habiendo sido intimados a tal efecto con tres (3) días hábiles de anticipación, en caso de tener capacidad productiva, para responder a la demanda;
 - g) Desviaren el abastecimiento normal y habitual de una zona a otra sin causa justificada;
 - h) No tuvieren para su venta –según el ramo comercial respectivo– mercaderías con precios máximos, precios congelados o márgenes de utilidad fijados y al no poseerlas no vendan a dichos precios mercaderías similares de mayor calidad o precio...”.

Finalmente, el art. 26 de la ley en cuestión autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a expropiar todos los bienes que resulten necesarios para evitar desabastecimientos, acaparamientos, y/o maniobras de agiotaje y especulación y tomar posesión inmediata de los mismos contra el depósito judicial del precio de costo más el 10% en carácter de indemnización.

Ahora bien, La Ley de Abastecimiento fue dejada sin efecto por el decreto de desregulación económica 2284/1991, que fue ratificado por la ley 24.307. Dicho decreto dispuso la suspensión de todos los efectos de la mencionada ley (con la salvedad de un inciso), “el que solamente podrá ser reestablecido, para utilizar todas o cada una de las medidas en ella articuladas, previa declaración de emergencia de abastecimiento por el Honorable Congreso de la Nación, ya sea a nivel general, sectorial o regional”.

No obstante ello, considerando que durante el año 1999 en distintos lugares del país se habían sucedido algunos piquetes y cortes de rutas ubicados estratégicamente a la salida de centros abastecedores de alimentos y otros elementos básicos, el presidente declaró por medio del decreto 722/1999 “el estado de emergencia de abastecimiento a nivel general, restableciéndose el ejercicio de las facultades otorgadas por la ley 20.680”.

En virtud de dicha declaración, la Secretaría de Comercio Interior ha dictado la resolución SCI 25/2006, que establece las normas para la comercialización, intermediación, distribución y/o producción de gas oil, y más recientemente la resolución 14/2008 que ordena a las empresas vinculadas al sector de refinería de petróleo y derivados de éste, que deberán optimizar su producción a efectos de obtener los volúmenes máximos de su capacidad, todo ello bajo apercibimiento de aplicar las sanciones y procedimientos de la ley de referencia.

La Ley de Abastecimiento ha sido la herramienta preferida del gobierno para asegurar el abastecimiento interno en la etapa *downstream* del mercado de combustibles líquidos. Bajo este esquema la Secretaría de Comercio Interior

ha aplicado en diciembre de 2006 23 multas, de un millón de pesos cada una, contra Shell, por supuestos faltantes de gasoil en estaciones de servicio de su bandera, y la misma suerte habría corrido Petrobras a quien se habría sancionado a principios de este año por cinco infracciones al abastecimiento de combustibles.

Para el gobierno no hay duda de que la Ley de Abastecimiento se encuentra plenamente vigente y así lo ha hecho saber en los considerandos de las normas reseñadas²¹. Las empresas han objetado, sin embargo, la viabilidad del decreto 722/1999 para reestablecer la Ley de Abastecimiento con fundamento en que el marco normativo requiere una ley del Congreso Nacional y, además, las circunstancias que le dieron origen fueron superadas en su oportunidad y ello hizo caducar la declaración de emergencia²². Corresponderá, en última instancia, a la justicia dictaminar acerca de la vigencia y constitucionalidad de dicha ley.

Mientras tanto, en febrero de 2008 se conoció un fallo en el que la Cámara Nacional en lo Comercial sentó las bases del abastecimiento a las estaciones de servicio en tiempos de escasez. El dueño de una estación de bandera Esso reclamó por la falta de suministro del producto Maxi-diesel mientras otras estaciones de la red de propiedad de la compañía se encontraban plenamente abastecidas. La Cámara resolvió que Esso debía abastecer a su red en forma equitativa, lo que ratifica la plena vigencia del principio de no discriminación en este ámbito.

Conclusión

El concepto de “abastecimiento interno” de los hidrocarburos tiene larga data en nuestro país y está presente también en los cuerpos legales de otros países con dichos recursos naturales. La definición de este principio y su aplicación concreta ha ido mudando con el tiempo en virtud de circunstancias particulares del país y del contexto internacional.

La obligación de garantizar el abastecimiento doméstico es, pues, un concepto jurídico indeterminado que las diferentes administraciones han ido determinando paulatinamente y en cada momento mediante sus decretos, resoluciones, disposiciones y dictámenes.

La emergencia económica que azotó el comienzo de la década de los 90 produjo un cambio sustancial en la política hidrocarburífera y en el modo de alcanzar el autoabastecimiento. Del mismo modo, la profunda crisis de diciembre de 2001 modificó sustancialmente el marco regulatorio de la industria y reacomodó la estrategia de abastecimiento doméstico en función del modelo económico adoptado.

Esta nueva estrategia no es particular a la industria del petróleo y del gas sino que es consustancial al modelo de desarrollo económico perseguido por las autoridades a nivel general. El nuevo paradigma del abastecimiento interno ha estado caracterizado por: (i) Normas que controlan el mercado cambiario, (ii) Normas que establecen derechos de exportación, (iii) Normas que imponen restricciones a las exportaciones, (iv) Normas que imponen el control de precios internos, (v) Normas que fomentan la inversión pública y los subsidios, y (vi) Normas que conminan al abasteci-

miento interno y son la *ultima ratio* del sistema.

Como se habrá podido observar, en última instancia, prácticamente la totalidad de la política de hidrocarburos puede ser definida, entendida y resumida en torno al concepto de abastecimiento doméstico, cualquiera sea su contenido, tanto si es para intervenir directamente en la industria como si lo es para darle libertad de acción en un contexto de mercado. ■

- 1 La cláusula transitoria octava de la Constitución Nacional dispuso la caducidad de toda la legislación delegada que no fuera ratificada por el Congreso Nacional. En virtud de ello, los decretos de desregulación fueron ratificados expresamente por la ley 25.148 y por la ley 25.645.
- 2 Rubén Sabattini, *La ley 17.319 y su vigencia actual*, UBA – Facultad de Derecho, Buenos Aires, 2004.
- 3 Valeria Macchia, Nota a fallo “Colhué Huapi S.A.”, *El Dial*, Buenos Aires, 2007.
- 4 Valeria Macchia, Nota a fallo “Colhué Huapi S.A.”, *El Dial*, Buenos Aires, 2007.
- 5 Por art. 1° de la ley 26.217 (B.O. 16/1/2007), se prorrogó por el término de cinco (5) años, a partir de su vencimiento, el derecho a la exportación de hidrocarburos creado por la Ley de Emergencia, como así también las facultades otorgadas al Poder Ejecutivo Nacional para establecer las alícuotas correspondientes.
- 6 Esos importes son mayores al precio actual del Convenio Marco con Bolivia que ya ronda los U\$S 7/ MM Btu.
- 7 La doctrina de la excesiva onerosidad sobreviviente está basada en el viejo principio del derecho romano expresado en la cláusula *rebus sic stantibus* y fue incorporada a nuestro Código Civil en la reforma de 1969. Esta doctrina encuentra su correlato más o menos parecido en casi todos los ordenamientos jurídicos modernos. El derecho anglosajón emplea habitualmente el concepto de *hardship* y *frustration of purpose*, el Uniform Commercial Code de los EE.UU. trata de la *impracticability*, el derecho francés refiere a la *theorie de l'imprévision*, el derecho italiano menciona la *excessiva onerosità*, los alemanes tienen el concepto de *wegfall das Geschäftsgrundlage*, etc.
- 8 Hasta los cambios anunciados por el gobierno la soja pagaba una retención del 32%, mientras que el biodiesel pagaba 5% y recibía un reintegro del 2,5%. Esto daba un diferencial de derechos de exportación de 29,5 puntos. Según estimaciones, con el nuevo esquema el aceite de soja pagaría un 40% y el biodiesel 20%. Si se mantienen los reintegros, el diferencial queda en 22,5 puntos, siete menos que el anterior. Como las retenciones al aceite son variables mientras que las del biocombustible fijas, este margen se achica cuando suben el precio del aceite.
- 9 El art. 75 inc. 2) establece: “Corresponde al Congreso: [...] 2) Imponer contribuciones indirectas como facultad concurrente con las provincias. Imponer contribuciones directas, por tiempo determinado, proporcionalmente iguales en todo el territorio de la Nación, siempre que la defensa, seguridad común y bien general del Estado lo exijan. Las contribuciones previstas en este inciso, con excepción de la parte o el total de las que tengan asignación específica, son coparticipables”.
- 10 El art. 75 inc. 1) dispone: “Corresponde al Congreso: 1) Legislar en materia aduanera. Establecer los derechos de importación y exportación, los cuales, así como las evaluaciones sobre las que recaigan, serán uniformes en toda la Nación”.
- 11 El art. 124 de la Constitución Nacional establece que “[...] corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”. La polémica acerca del alcance del dominio originario de las provincias en materia de hidrocarburos ha quedado finalmente zanjada con la sanción de la Ley Corta de Hidrocarburos 26.197 de enero de 2007 que otorga a las provincias el dominio originario y la administración de los yacimientos que en ellas se encuentren.
- 12 El art. 61 de la Ley de Hidrocarburos 17.319 dispone que: “El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la autoridad de aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56°, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Si la autoridad no lo fijara, regirá el último establecido”. El art. 56 de la ley 17.319 establece que “el precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros”. Por su parte, el art. 62 de la ley 17.319 dispone que “para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61”.
- 13 El art. 1° de la resolución SE 140/2002 disponía: “Las firmas productoras y exportadoras de petróleo crudo estarán facultadas a exportar durante el cuatrimestre de junio a septiembre de 2002, un volumen equivalente al treinta y seis por ciento (36%) del volumen producido en el cuatrimestre mayo-agosto de 2002”.
- 14 Las Operaciones de Sustitución de Energía deberán instrumentarse cumpliendo con el Reglamento de Operaciones de Sustitución de Energía que aprobó la resolución SE 496/2006 de mayo de 2006.
- 15 En igual sentido, el Acuerdo Complementario al Acuerdo de Abastecimiento de Gas Argentino a la República Oriental del Uruguay del 8 de julio de 1991, celebrado el 20 de septiembre de 1996 establece en su art. 3° que ambos gobiernos se comprometen a: “[...] c) No discriminar a los consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica, aun en los casos fortuitos o de fuerza mayor, que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la explotación de gas natural entre ambos países y a su consumo interno, debiéndose mantener siempre la proporcionalidad existente en condiciones normales”.
- 16 Eléctrica Santiago S.A. procedió, con fecha 20 de diciembre de 2007, a informar este “hecho esencial”, en los términos descriptos, a la Bolsa de Valores y Seguros de Santiago, Chile.
- 17 Para mencionar tan sólo un ejemplo, como los productores están obligados a vender a los distribuidores de gas natural concesionarios del servicio público y dichos distribuidores tienen suspendidos los ajustes tarifarios, se impidió en la práctica el traslado a tarifa del mayor precio del gas (*pass-through*) de forma que los precios que recibieron los productores se vieron sustancialmente disminuidos también.
- 18 El ajuste de las tarifas según la inflación de los EE.UU. (PPI) ya había sido suspendido, en la práctica, a partir del 25 de agosto de 2000 como consecuencia de la medida cautelar solicitada por el Defensor del Pueblo de la Nación ante el Juzgado de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal N° 8, Secretaría N° 5 en los autos “Defensor del Pueblo de la Nación c/Estado Nacional - PEN - ME Dto. 1738/92 y otro s/ordinario”. Ver, por ejemplo, resolución ENARGAS 2299/2001, resolución ENARGAS 2391/2001.
- 19 Previamente se había suscripto un Convenio Temporal de Venta de Gas Natural (21/04/2004) y una Adenda al mismo (3/11/2005).
- 20 En autos “Papelera Tucumán c/ PEN”, el juez federal Mario Racedo ordenó al Poder Ejecutivo, al Ministerio de Planificación, a la Secretaría de Energía y al Enargas que se abstengan de cobrarle a Papelera Tucumán el cargo fijo de \$0,95 por metro cúbico de gas. En similar sentido, el juez federal de San Martín Carlos Luft hizo lugar a una medida cautelar de la Cooperativa de Trabajo San Justo.
- 21 El Procurador General del Tesoro de la Nación entendió en su dictamen 288, de fecha 18 de octubre de 2007, que el decreto 722/1999 no limita la declaración de emergencia de abastecimiento a la solución del conflicto particular que la desencadenó y, por lo tanto, la Ley de Abastecimiento se encuentra plenamente vigente.
- 22 Este argumento se desprende del dictamen de la Procuración del Tesoro de la Nación 241:165, de abril de 2002, que en ese entonces consideraba que la Ley de Abastecimiento no se encontraba vigente.