

El tarifazo: breve estudio sobre el caso del gas

Francisco J. Cantamutto

DICIEMBRE 2016

- La desregulación y privatización de inicios de los '90 promovió la valorización de corto plazo de las reservas existentes por parte de las empresas del sector y su consecuente falta de inversión. Los gobiernos posteriores no modificaron a fondo esta lógica.
- Recién en 2012, debido a la pérdida de los superávit gemelos, se produjo un cambio de políticas. Desde entonces se pudieron notar incipientes resultados, pero ciertamente insuficientes para cubrir el déficit de dos décadas de permisividad a la gestión privada.
- El nuevo gobierno asumido en diciembre de 2015 promovió un cambio de orientación en las políticas económicas, que incluyó un incremento generalizado de tarifas de los servicios públicos a partir de febrero de 2016, el “tarifazo”. Su aplicación ha generado un mayor malestar social.
- De conjunto, la variabilidad de ajustes y disposiciones oficiales sembraron dudas sobre los criterios utilizados para fijar las nuevas tarifas.
- La propuesta oficial vulnera derechos sociales (acceso a información, salud, alimentación y vivienda), principios de proporcionalidad y razonabilidad, y de participación democrática.
- El origen de estos problemas está en considerar la energía como una simple mercancía, y no como un derecho o un bien público.



Índice

■	Introducción	5
■	El origen del problema: la privatización del gas en Argentina	5
■	La falta de política energética en la post-Convertibilidad	6
■	El giro de 2012	8
■	De qué se trata el “tarifazo”	9
■	Las idas y vueltas con la tarifa del gas	10
■	Los problemas de la propuesta	11
■	Una revisión integral	13



Introducción

Según el diagnóstico del gobierno asumido en diciembre de 2015, el retraso en las tarifas de los servicios públicos respecto de otros precios relativos sería la causa de las fallas en la provisión. Para el caso particular de la energía, esto significaría una crisis generalizada, que impacta en el servicio a usuarios residenciales sino en un cuello de botella para la expansión de la economía en general. La solución fue incrementar las tarifas, bajo el entendido de que esta señal sería la llave para un proceso inversor que revitalizara la actividad. Este diagnóstico, sin embargo, es debatible, y más aún, la propuesta aplicada.

Este breve documento busca analizar este aumento de tarifas, o “tarifazo”, en un marco amplio. Bajo este paraguas general, nos enfocamos en el caso específico del gas, por haber sido el foco específico de conflictividad que llegó a un pronunciamiento de los tres poderes públicos. Creemos que este contexto amplio es la única forma de entender las dificultades ocasionadas por la propuesta del oficialismo.

El origen del problema: la privatización del gas en Argentina

La matriz energética de Argentina es muy dependiente de los hidrocarburos, y en especial del gas. Esto la distingue de otras economías de la región, más dependientes de la biomasa, pero también de los países desarrollados, que impulsaron su industrialización mediante el carbón. Durante décadas, la estatal YPF vendió el gas a precio subsidiado a Gas del Estado, promoviendo la cobertura y uso de los hidrocarburos. Mientras que en el mundo el

gas representa el 24% de la matriz energética, en Argentina alcanza el 52%. La política de uso era de tipo conservacionista, orientada a abastecer las necesidades internas presentes, pero también de mediano y largo plazo.

Esto cambió radicalmente a partir de la privatización, que en menos de tres años pretendió crear un mercado para la actividad gasífera. El mercado quedó dividido en: producción, transporte y distribución. Estos últimos dos segmentos, antes en manos de Gas del Estado, fueron divididos en dos empresas transportistas y ocho distribuidoras. La ley de regulación del sector (N° 24.076) aportó realmente poco en materia de control. En lo relativo a las revisiones de las tarifas, definió tres tipos de ajustes: 1) el automático por el aumento del precio en boca de pozo (punto de ingresos al sistema de transporte, o PIST); 2) por revisión integral cada 5 años; y 3) extraordinario, mediante audiencia pública. El precio PIST —en teoría, liberado al mercado— se abona a los productores y conforma la parte más importante del precio final del gas, al que se suman luego los costos de transporte y distribución.

Sin embargo, tras las privatizaciones, las condiciones oligopólicas del mercado se consolidaron. Hacia arriba, el grupo empresas productoras —fuertemente vinculadas al negocio petrolero— continuó siendo restringido. Hacia abajo, la cadena del gas está también integrada a la eléctrica: un tercio del gas se utiliza para producir casi dos tercios de la energía eléctrica por vía de generación térmica. A lo largo de toda la cadena, se detecta la presencia de empresas controladas por la misma firma matriz, por lo que no pocas transacciones que se presentan como de



mercado son en realidad operaciones internas de un mismo grupo económico. Es decir, se falló en crear un mercado competitivo. Vale subrayar que gran parte de estos operadores son además empresas transnacionales, lo cual significa que las ganancias obtenidas se remiten al exterior.

Se ha estudiado bien que, con la gestión privada, el cambio más importante fue la lógica del uso de los hidrocarburos, que dejó de ser el abastecimiento, para pasar a ser la maximización del valor presente del stock disponible, es decir, su venta en el mercado. Para ello, las empresas aprovecharon la libre disponibilidad del gas y la amplia disponibilidad de reservas ya comprobadas, para avanzar en una veloz venta del stock, tanto en el mercado interno y el externo. Un estudio de la Secretaría de Energía advertía ya en 1999 sobre la necesidad de un gran esfuerzo de exploración, pues ya entonces el ritmo de producción comprometía el 100% de las reservas comprobadas hasta 2010. A pesar de la advertencia, la venta acelerada de los activos disponibles hizo que para 2010 las reservas probadas de gas cayeran a menos de la mitad de 1999, y al año siguiente el país pasara a tener déficit comercial energético.

Sucede que, desde que la privatización, se produjo una marcada caída en las actividades de prospección y exploración, que son los tramos realmente costosos y que exigen tiempo. Las pocas inversiones de esos años fueron mayormente destinadas a conectar la producción local con el mercado externo. Las que beneficiaban al mercado interno fueron financiadas por los propios usuarios —a pesar de que luego pasaban a ser patrimonio de las propias empresas. Es decir, no hubo inver-

sión destinada a garantizar el abastecimiento ni la sustentabilidad del sector, sino a valorizar las reservas existentes.

Es de remarcar que todo esto ocurrió en un marco de previsibilidad, con precios ajustados por mercado: el precio del PIST —ajustado automáticamente por inflación de Estados Unidos— pasó de 0,97 dólares por millón de BTU en 1993 a 1,22 y 1,33 dólares —según la cuenca— en 1997, un incremento del 25% al 37% en dólares, en un contexto de estabilidad general de precios.

De conjunto, la privatización dejó un mercado concentrado en pocas empresas, que recibieron mejores precios por un stock de activos disponibles, y no realizaron inversiones para ampliarlo, sino para venderlo más velozmente. El objetivo de abastecimiento interno fue abandonado por el de valorización en el corto plazo.

La falta de política energética en la post-Convertibilidad.

Tras la caída de la Convertibilidad, se instrumentaron una serie de políticas macroeconómicas contrastantes con la etapa previa. Específicamente, la ley de Emergencia Económica (N° 25.561) de 2002, en su capítulo 2, determinó el congelamiento y pesificación (nominación en pesos) de las tarifas de servicios públicos, estableciendo la necesidad de renegociar los contratos sin permitir por ello que las empresas incumplan sus obligaciones. Esto produjo roces con las empresas prestadoras, muchas de las cuales demandaron al país en el Banco Mundial.



La negativa a mayores subas respondía en parte al escenario de malestar social propio de la crisis. Sin embargo, el objetivo de este congelamiento era en rigor subsidiar las ganancias de la industria, a la que se buscaba promover como objetivo explícito. Las tarifas congeladas subsidiaban por una doble vía: de modo directo al abaratar el insumo energético, e indirectamente, al abaratar los salarios. El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, por ejemplo, calculó en 25.700 millones de dólares las transferencias directas a la industria entre 2005 y 2011. El efecto producido es semejante a una devaluación, pues otorga mayor competitividad a quienes lo reciben. Las ramas de Alimentos y Bebidas, Metales Comunes, Minerales no Metálicos y Química fueron las principales beneficiarias.

Ante las presiones del FMI, el gobierno de Duhalde abandonó la idea de una auditoría integral, y en cambio dispuso un aumento transitorio del 10% de las tarifas, acordando como compensación por el congelamiento una transferencia desde el Estado. Los gobiernos de Kirchner y Fernández de Kirchner dieron continuidad a este arreglo macroeconómico. Los principales cambios regulatorios del sector fueron los decretos N° 180 y 181 de 2004, que crearon el Mercado Electrónico de Gas, que permitió la segmentación del mercado, y el uso de fideicomisos para financiar nuevas obras. A pesar de la relevancia de estos cambios, entendemos que quedaron lejos de constituir una política específica para el sector energético.

La composición del mercado no cambió significativamente en términos de oligopolización e integración, aunque hubo algunos cambios en las empresas operadoras. Resulta

interesante, por ejemplo, que luego de haber vendido las reservas comprobadas, REPSOL buscó salir de YPF, eludiendo cualquier responsabilidad de exploración. Esto permitió en 2007 la entrada a la empresa del Grupo Petersen, de la familia Eskenazi. El comportamiento económico de YPF no cambió con esta nueva participación accionaria. Por ello, la creación de la empresa estatal ENARSA (Ley N° 25.943) en 2004 fue relevante, pero su accionar estuvo más bien limitado a compensar las fallas de la gestión privada: pagando las importaciones (más caras) y buscando iniciar nuevas exploraciones.

En los hechos, las empresas no modificaron tampoco su perfil de utilización del recurso, manteniéndolo como un activo a valorizar. Las exportaciones energéticas continuaron creciendo en valor hasta 2008, para caer desde entonces, a pesar de que los precios internacionales continuaron subiendo. Ese año fue el primero en el que el comercio exterior de gas resultó deficitario en metros cúbicos, año en que fue necesario sumar a las compras a Bolivia la regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), un proceso más complejo y costoso. Mientras el precio del gas de Bolivia promedió en el último lustro 9 dólares por millón de BTU, el GNL costó entre 14 y 17 dólares. Argentina realizó un mal negocio intertemporal: Argentina exportó gas a bajos precios durante los '90, y debió importar desde 2002 con precios internacionales al alza.

El cambio de reglas de este período alteró el rol del sector energético dentro de la política macroeconómica, pero en sustancia no modificó su composición, ni los objetivos de las empresas operadoras, ni, por ende, su com-



portamiento. El déficit externo fue resultado de una tendencia previa; solo el peso fiscal de las transferencias fue una novedad.

El giro de 2012

El comportamiento del sector energético fue clave en la reversión de los llamados “superávit gemelos” (fiscal y externo). Desde 2011, el comercio externo de este sector fue crecientemente deficitario, lo que presionaba sobre el saldo global del balance cambiario. Además, las transferencias al sector crecieron sistemáticamente, pasando de menos de 200 millones de dólares en 2003 hasta poco más de 15.000 millones en 2015. Ambos elementos promovieron un cambio de políticas a partir de 2012, que tuvo diversos aspectos.

La medida más significativa, incluso desde lo simbólico, fue la compra del gobierno argentino del 51% de las acciones de YPF en mayo de ese año. Las acciones adquiridas se repartieron entre las provincias petroleras y el Estado nacional, pero no modificaron el carácter de sociedad anónima de YPF, que aún cotiza en bolsas de valores del mundo. Esto puso límites a las políticas que se pudieran adoptar —pues hay que proteger los intereses de los accionistas privados—, así como al control público de la empresa. Aun así, YPF probó ser una relevante herramienta de intervención, al impulsar la inversión a través de la menor distribución de dividendos.

Junto a esta compra, se aprobó nueva legislación que declaró bienes estratégicos a los hidrocarburos, que dejaban así de ser de libre disponibilidad, bajo la declaración de interés público el logro del autoabastecimiento (Ley 26.741 y decreto N° 1.277). A tal

efecto, se conformó un Consejo Federal, que actuaría bajo un Plan Nacional de Inversiones. Para financiar nuevas inversiones, se lanzó el Fondo para Obras de Consolidación y Expansión (FOCEGAS, resoluciones ENARGAS N° I-2.407/2012 e I-3.249/2015), que incluía montos fijos en las facturas de los usuarios. Se incorporaron luego, en 2013, los planes Gas I y II (que se sumaba al plan Gas Plus de 2008), a través de los cuales se garantizaba a las empresas que incorporaran nueva producción de gas un precio de 7,5 dólares por millón de BTU, más del doble del precio internacional de 3,12 dólares. Se trató, quizás, de una incipiente re-dolarización del mercado.

Los datos oficiales indican que 2012 fue un piso en tal sentido, a partir del cual las reservas comenzaron a crecer nuevamente. YPF y Pan American Energy incrementaron su producción, incorporando nuevos yacimientos (Rincón del Mangrullo y Cupén Mahuida YPF, y Lindero Atravesado Oriental PAE). Total Austral, que también participó, disminuyó levemente su producción hasta 2015, pero a inicios de 2016 puso en funcionamiento un gran yacimiento offshore en la cuenca austral, Vega Pléyade. Por el contrario, Petrobras y Pluspetrol, que completan las grandes operadoras en la extracción, continuaron su retroceso en la producción.

En tal sentido, se pudieron notar incipientes resultados del giro de políticas iniciado en 2012, pero ciertamente insuficientes para cubrir el déficit de dos décadas de permisividad a la gestión privada.



De qué se trata el “tarifazo”

El nuevo gobierno promovió desde diciembre de 2015 un cambio de orientación en las políticas económicas. La liberación de las trabas al comercio exterior -incluyendo la reducción de las retenciones a las exportaciones agropecuarias- y a los movimientos de capital -incluyendo las trabas a las compras minoristas de dólares- se acompañaron de una retracción del Banco Central en las operaciones del mercado cambiario, lo que se tradujo en una intensificación de la competencia externa.

El resultado fueron dos episodios de devaluación (en diciembre de 2015 y en febrero de 2016), que elevaron el tipo de cambio oficial un 60%. Esto produjo una aceleración en la ya elevada inflación: los precios subieron más rápido de lo que subían antes. La tasa mensual promedio entre los referidos meses fue del 4% (superando el 30% acumulado en septiembre de 2016). Esta aceleración fue mayor en los rubros alimenticios, lo que afectó particularmente a los sectores más vulnerables y los asalariados en general.

Esto se tradujo en una caída de la demanda de consumo, que golpeó en especial al empresariado PyME ligado al mercado interno, que, merced de la veloz apertura comercial, no pudo trasladar a precios toda la suba de costos. La reducción del nivel de actividad impactó entonces en más despidos, de los que participaron grandes empresas y el propio Estado. En total, se calculaban en casi 200.000 los despidos hasta mediados de 2016.

Este es el marco básico -aunque incompleto- en el cual el gobierno buscó aplicar un incremento de tarifas de los servicios públicos a

partir de febrero de 2016, al que se denominó “tarifazo”. Esto incluyó el incremento de las tarifas del agua (de alrededor del 400%), de luz (que promedió un 500%) y el gas, además de la suba de los precios de los combustibles (en torno al 30%), que repercutió en incrementos tarifarios en el transporte. Como se puede notar, incluso si se acepta la necesidad de una revisión de precios, estos aumentos superaron los incrementos de todos los demás precios de la economía, es decir, no tuvieron proporcionalidad.

Estas subas operaron además como una segunda ronda sobre la aceleración inflacionaria, recrudeciendo la situación social. Los datos oficiales conocidos en los meses siguientes indican un indudable incremento del desempleo, la pobreza y la indigencia, en un marco de recesión superior al esperado. No hubo medidas compensatorias que mitigaran este cuadro -tanto las asignaciones familiares como los salarios se incrementaron por debajo de la inflación. Por ello, el tarifazo provocó dificultades para poder cubrir los pagos, tanto en hogares -por menores ingresos- como en las PyMEs -por menores ventas.

De aquí surgieron diversos cuestionamientos sobre la vulneración de derechos sociales, pues la suba puso en riesgo el abastecimiento seguro a servicios públicos básicos, considerados derechos de la ciudadanía, afectando los derechos a la alimentación, a la salud y a vivienda digna. La concepción detrás de estas subas implica no considerar a estos servicios como derechos, o incluso bienes públicos, sino como simples mercancías, sometidas al arbitrio de mercado para la determinación de precios y cantidades.



Esto explica por qué emergió ante esta propuesta un rechazo generalizado por parte de diversas organizaciones sociales y políticas. En particular, resaltan el centenar de Multi-sectoriales, que nuclearon sindicatos, cooperativas, empresas recuperadas, clubes de barrio, centros de jubilados, centros culturales, asociaciones PyME y diversos partidos. Se multiplicaron además las impugnaciones y los amparos ante la Justicia, que obtuvieron disímiles respuestas, incluyendo fallos favorables y contrarios, ocasionando una verdadera confusión sobre la situación concreta. La mayor parte de los usuarios desconocían si correspondía o no pagar, y con qué esquema de tarifas. Los organismos reguladores no emitieron declaraciones informativas al respecto. En el Congreso, se presentaron más de 80 proyectos de ley o declaraciones sobre el asunto. Ante esto, el gobierno respondió con diversas modificaciones a la propuesta original, que sembró dudas sobre los criterios mediante los cuales se proponían tan disímiles ajustes: ¿cómo podían variar tanto las propuestas de suba tarifaria? ¿Qué razones obedecían?

Las idas y vueltas con la tarifa del gas

El decreto presidencial N° 134 declaró la emergencia energética desde diciembre de 2015. Aunque se centraba en la energía eléctrica, reconocía problemas en el abastecimiento de gas, por lo que se instaba al Ministerio de Energía y Minería (MINEM) a elaborar y poner en vigencia un programa de acciones para resolver la situación. En relación al sector gasífero, las resoluciones MINEM N° 28 y 31 de fines de marzo de 2016 definieron nuevos precios transitorios a partir del 1 de abril en el PIST y del gas propano

inyectado a la red. Los costos de transporte y distribución serían contemplados en la revisión integral prevista en el plazo de un año.

Estas subas promediaban el 200% para usuarios residenciales (aunque con casos extremos para segmentos de alto consumo, del 900% en Camuzzi Gas del Sur e incluso 1.200% en Litoral Gas) y de casi 700% para usuarios no residenciales. De manera complementaria, se sometía a control del ente regulador (ENARGAS) la distribución de dividendos por parte de las transportadoras de gas, se continuaba la aplicación de montos fijos para inversiones, pero se suspendían los cargos para financiar la importación de gas natural.

Para disminuir el impacto del aumento, se admitió el cobro de las facturas de servicio de manera mensual, prorrateando el valor bimestral. Se estableció una tarifa diferencial para usuarios que lograran un ahorro de consumo del 15% o más y se instituía una tarifa social, aplicable a cierto universo de usuarios vulnerables. Existieron múltiples reclamos sobre la falta de difusión y de celeridad para efectivizar esta tarifa, y se criticó además que su cobertura no aplicara de manera automática para el conjunto de los servicios, multiplicando innecesariamente trámites para una misma condición de vulnerabilidad.

Ante las críticas recibidas, con fecha 6 de junio, la resolución MINEM N° 99 (y ENARGAS N° 3.843) puso como tope a los aumentos de tarifa sin impuestos un 400% para los usuarios residenciales y un 500% para las PyMEs y los comercios, calculado en ambos casos en relación al valor que hubiera correspondido de aplicar el cuadro tarifario previo. Esta disposición se amplió en



la resolución MINEM N° 129 del 12 de julio, que dispuso esas mismas tasas de aumento límite, pero considerando el consumo total con impuestos, respecto de igual período en el año previo. Con esto, se abandonó el objetivo de racionalización del consumo, previsto en las resoluciones originales. Estas últimas resoluciones instruían al ENARGAS a completar la revisión tarifaria integral antes de terminar 2016.

Mientras tanto, la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata falló anulando la suba del gas. Este fallo fue elevado a la Corte Suprema de Justicia, que determinó a mediados de agosto que debía suspenderse el aumento a los usuarios residenciales hasta tanto no se celebrase la audiencia pública, según está previsto en la ley N° 24.076, el decreto N° 1.172/2003 y en el artículo 42 de la Constitución Nacional, que garantizan el acceso a información y a la participación en la toma de decisiones sobre los servicios públicos. A raíz de este fallo, y solo para el caso del gas, en relación al traslado del precio en PIST a los usuarios y tarifas transitorias para los segmentos de transporte y distribución, se llamó a la Audiencia Pública N° 83, entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016, quedando prevista otra revisión integral antes de finalizar el año.

Se trató de una única Audiencia para la revisión de las tarifas provisionales de todo el país, que se realizó en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Resolución MINEM N° 152, N° 163 y ENARGAS N° 3.953). A las dificultades (y costos) de inscripción y traslado desde el interior, se sumó la selección de los oradores por parte del ENARGAS según criterios de representatividad. Por todo ello,

tal como quedó establecido en su relatoría (expediente ENARGAS N° 30.059), la audiencia estuvo signada por la falta de información previa y las trabas a la participación. En los días previos, el Ministro de Energía propuso un nuevo esquema que promediaba aumentos de tarifas para usuarios residenciales en torno al 205%. Este valor se sostuvo en la Resolución MINEM 212-E del 6 de octubre, mostrando que los argumentos planteados en la Audiencia no fueron considerados en la decisión final, lo que contraviene lo indicado en el fallo de la Corte Suprema.

De conjunto, la variabilidad de ajustes y disposiciones oficiales sembraron dudas sobre los criterios utilizados para fijar las nuevas tarifas. ¿En qué consiste la propuesta?

Los problemas de la propuesta

El diagnóstico oficial define la existencia de una crisis energética, responsabilidad de la intervención estatal del gobierno anterior que impidió la formación de precios de mercado, lo que provocó una reducción de las inversiones, y un costo creciente en términos fiscales. Según este diagnóstico, la solución era liberalizar el sector para que la toma de decisiones recayera en un mercado gasífero integrado al mundo, ahorrando recursos fiscales —y permitiendo así reducir la presión tributaria en otros sectores. Solo para los sectores más vulnerables, correspondería alguna contención, aquí desplegada bajo la idea de tarifa social (que exige la demostración de la condición de vulnerabilidad por parte de quien es afectado, invirtiendo la carga de prueba).

Los problemas de este diagnóstico son múltiples. Según vimos, la valorización de corto



plazo de las empresas del sector y su consecuente falta de inversión proviene de la desregulación y privatización de inicios de los '90, que los gobiernos posteriores no modificaron a fondo. Los cambios iniciados 4 años atrás comenzaron a dar resultados, y aunque distantes de resolver los déficits existentes, parecen estar asociados a una mayor regulación e intervención estatal, no mayor libertad de mercado. La toma de decisiones en manos de empresas transnacionales no está asociada a ningún objetivo de abastecimiento o soberanía nacional.

La propuesta de incentivos en vigencia es una suba provisional del precio PIST del gas, hasta tanto se complete la revisión tarifaria integral. Se busca establecer un sendero escalonado de subas de precio que va de 1,29 dólares por millón de BTU vigentes a 3,42 dólares en octubre de 2016, 3,78 dólares en 2017, para llegar a 6,78 dólares en 2019. Esto supone un incremento inicial del 265% en dólares. Se convalida así la re-dolarización de este mercado. La mayor parte de estos usuarios –específicamente, los residenciales- obtienen ingresos en pesos, pero deberán pagar una tarifa ajustada por dólares, lo que los expone a las futuras devaluaciones. Por ejemplo, combinando el incremento en el PIST previsto a 2017 (293%) y la devaluación estipulada en el presupuesto de ese año (20%), tenemos un aumento del 352% en pesos solo del componente de gas en boca de pozo –sin transporte ni distribución.

Se supone que este sendero de precios promoverá nueva producción en yacimientos más costosos: en cuencas offshore o continentales de tipo Shale y Tight –la cuenca neuquina es la segunda más grande del mundo

en este tipo de gas. Ahora bien, este esquema parece omitir no solo consideraciones respecto de los potenciales riesgos medioambientales, sino los estudios técnicos recientes que indican perfiles de agotamiento muy veloz de estas perforaciones (el Boletín N° 4 de EJES señala una reducción de la producción de estos pozos a la mitad al segundo año de funcionamiento). Es aún una incógnita si se incentivará el uso de energías alternativas, que son más costosas y de lenta incorporación, tanto en generación eléctrica, como transporte o uso domiciliario.

Ahora bien, para definir este precio, se supone que la propuesta se ajusta a la razonabilidad de la rentabilidad de las empresas del sector, dispuesta en los artículos 39 y 41 de la ley N° 24.076. Para ello sería necesario saber cuál es el costo de extracción y producción, pero en todo este período (más de seis meses), y ante la ausencia de auditorías, esta información no se dio a conocer públicamente. YPF informó ante la Bolsa de valores estadounidense un costo de alrededor de 1,9 dólares por millón de BTU. Cuencas similares en Canadá o Estados Unidos informan costos de alrededor de 2,6 dólares, muy por debajo incluso de la suba inicial propuesta.

¿Cómo se llegó entonces a esa cifra? El concepto teórico utilizado no buscaría reflejar los costos reales, sino los “costos de oportunidad a largo plazo” –según propone la fundación FIEL. Para determinarlos, se promedió el precio de importación, incluyendo al costoso GNL. El mayor problema de esta cuenta es el carácter ficticio de sus componentes, pues el valor de referencia a futuro es incierto: no se sabe cuál será. Por lo tanto, lo que se está proponiendo es un sendero de precios y ren-



tabilidades sin asociación clara con los costos. En todo caso, el precio final propuesto se acerca a los pagos del ya comentado Plan Gas, por lo que parece haber cierta continuidad en torno al mecanismo de promoción de la inversión de las empresas. La diferencia central está en que en la actual propuesta, en lugar de recibir el precio como transferencia del Estado –que puede redistribuir a través de impuestos- sería costeado por los usuarios. Esto provocaría un ahorro fiscal significativo, aunque no está claro que promueva mejores precios finales para las empresas respecto de los planes existentes.

Vale resaltar que la propuesta elaborada no resuelve otros problemas del esquema existente. Entre ellos se resaltan cuatro. Primero, la falta de revisión de la distribución de subsidios por zonas climáticas, que mantiene la división administrativa proveniente de Gas del Estado. Segundo, tampoco se resuelven subsidios cruzados entre segmentos de consumidores, pues la actual propuesta persiste el sesgo favorable a los hogares más ricos. Tercero, queda por ver cuál será el efecto de este incremento del precio PIST sobre el gas envasado, muy utilizado en hogares pobres y en zonas desfavorables. Cuarto, aun no se resolvió cómo se tratará a las entidades de bien público y clubes de barrio (cuyas respectivas leyes, N° 27.218 y 27.099, aún no se han reglamentado), a las que se prometió incorporar en una tarifa diferencial. Otro tanto podría consultarse respecto de cooperativas y empresas recuperadas.

Todos estos sesgos que requerían solución no han sido contemplados en la propuesta oficial. Queda por ver cuáles de estos problemas serán considerados en la revisión integral de

noviembre de 2016. En cualquier caso, incluso la revisión de estas últimas asimetrías no alteraría los fundamentos del tarifazo.

Una revisión integral

A la vista de todo lo anterior, antes de proceder a cualquier modificación de tarifas, se debería proceder a una revisión integral del sistema, que debería considerar:

- Una auditoría profunda de las empresas de toda la cadena del sector.

- Un diagnóstico fundado sobre los regímenes de gestión.

- Objetivos de abastecimiento y soberanía energética.

- Mejoras estructurales en la eficiencia del uso de energías.

- Un horizonte de reemplazo –al menos parcial- por energías limpias y renovables.

- La consideración de resguardo de los derechos sociales adquiridos.



Autores

Francisco Cantamutto es Doctor en Investigación en Ciencias Sociales, Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO México); Becario postdoctoral Instituto de Altos Estudios Sociales, IDAES / Universidad Nacional de San Martín, UNSAM / Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, CONICET.

Responsable

Fundación Friedrich Ebert
Marcelo T. de Alvear 883 | Piso 4° C1058AAK
Buenos Aires - Argentina

Equipo editorial
Christian Sassone | Ildefonso Pereyra
christian.sassone@fes.org.ar

Tel. Fax: +54 11 4312-4296
www.fes.org.ar

ISBN: 978-987-46367-4-4

Friedrich Ebert Stiftung

La Fundación Friedrich Ebert es una institución alemana sin fines de lucro creada en 1925. Debe su nombre a Friedrich Ebert, el primer presidente elegido democráticamente, y está comprometida con el ideario de la democracia social. Realiza actividades en Alemania y en el exterior a través de programas de formación política y cooperación internacional. La FES tiene 18 oficinas en América Latina y organiza actividades en Cuba, Haití y Paraguay, que cuentan con la asistencia de las representaciones en los países vecinos.

El uso comercial de todos los materiales editados y publicados por la Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) está prohibido sin previa autorización escrita de la FES. Las opiniones expresadas en esta publicación no representan necesariamente los puntos de vista de la Friedrich-Ebert-Stiftung.

