

Artículo de investigación

Apuntes del **CENES**
ISSN 0120 - 3053
Volúmen 37, N° 66
Julio - Diciembre 2018
159 a 187

Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en Argentina

Tariff Modifications in the Natural Gas Chain in Argentina

As modificações tarifárias na cadeia de gás natural na Argentina

Nicolás Marcelo Arceo*

Fecha de recepción: 18 de diciembre de 2017

Fecha de aprobación: 21 de mayo de 2018

DOI: <https://doi.org/10.19053/01203053.v37.n66.2019.7636>

* Licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires, magíster en Economía Política de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales y doctor en Ciencias Sociales de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales. Investigador del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y del Área de Economía y Tecnología de la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (sede Argentina). nicolasarceo@gmail.com  0000-0002-9382-6463

Resumen

El objetivo del presente trabajo es evaluar las modificaciones dispuestas por el Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina sobre los precios del gas natural para los distintos segmentos de la demanda. A la vez, se evalúan las modificaciones futuras de los mismos con base en los senderos de precios publicados por dicho organismo. El aumento en el precio del gas boca de pozo y la realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en los segmentos de transporte y distribución de gas natural implicaron una sensible modificación de la distribución de los recursos dentro de la cadena gasífera, así como una sensible reducción de los subsidios del Estado argentino al sector. Este último elemento parece haber sido el objetivo central de las políticas adoptadas, ya que no se verificó una significativa modificación en los precios percibidos por la industria hidrocarburífera.

Palabras clave: energía, gas natural, tarifas, subsidios.

Clasificación JEL: Q48, N76, D40, K20

Abstract

This paper aims to evaluate the changes made by the Ministry of Energy and Mining of the Argentine Republic to natural gas prices according to the different segments of the demand. Also, future modifications of rates are evaluated based on prices paths published by the Ministry. The increase in the price of wellhead gas and the Comprehensive Tariff Review (CTR) in the transportation and distribution segments of natural gas implied a significant change in the distribution of resources within the gas chain, as well as a sensible reduction of the subsidies of the Argentine government to the sector. This seems to have been the core goal of the government policies due there was no significant change in the prices received by the hydrocarbon industry.

Keywords: energy, natural gas, tariff, subsidies.

Resumo

O objetivo deste trabalho é fazer as alterações feitas pelo Ministério da Energia e Mineração da República Argentina aos preços do gás natural de acordo com os diferentes segmentos da demanda. Além disso, futuras modificações de tarifas são avaliadas com base nos preços publica-

dos pelo Ministério. O aumento no preço da boca de gás e a Revisão Tarifária Integral (CTR) nos segmentos de transporte e distribuição de gás natural implicaram uma mudança significativa na distribuição de recursos dentro da cadeia de gás, bem como uma redução sensível dos subsídios da cadeia de gás. Governo argentino para o setor. Esse parece ter sido o objetivo central das políticas governamentais, não houve mudança significativa nos preços recebidos pela indústria de hidrocarbonetos.

Palavras chave: energia, gás natural, tarifa, subsídios.

INTRODUCCIÓN

El nuevo Gobierno inició, en febrero de 2016, una veloz y abrupta política de reducción de subsidios en el sector energético. En poco más de dos meses, el Ministerio de Energía y Minería incrementó el precio estacional de la energía eléctrica, eliminó los subsidios al valor agregado de distribución (VAD) eléctrica en el área metropolitana de Buenos Aires y dispuso un incremento generalizado en las tarifas de gas natural. La magnitud de la reducción de subsidios planteada, así como el contexto recesivo en el cual se implementó, condujeron a una fuerte reacción social, que se plasmó en la presentación de diversos amparos ante el Poder Judicial tendientes a detener los incrementos tarifarios, en particular en el caso del gas natural**.

En agosto de 2016, la Corte Suprema de Justicia de la Nación Argentina manifestó la necesidad de convocar a audiencia pública para la determinación de los nuevos marcos tarifarios del gas natural. En este contexto, el Poder Ejecutivo nacional convocó a la misma y, previamente, presentó una nueva propuesta de modificación gradual del marco tarifario, **más acorde** con la situación socioeconómica que atravesaba la Argentina.

El objetivo del presente trabajo es evaluar las transformaciones acontecidas en los cuadros tarifarios del gas natural dispuestos por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) a través de la modificación en el precio del gas boca de pozo y la realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). De todas formas, se debe señalar que si bien se consideran las alteraciones acontecidas en el costo de transporte del gas natural, la revisión tarifaria de ese sector no es analizada en el presente trabajo. A contrario sensu, sí se pretende evaluar el impacto que tuvo la reducción de subsidios*** a la producción gasífera sobre los distintos actores que componen la cadena.

En este marco, en la primera sección del trabajo se caracterizan de manera sucinta las transformaciones que afrontó el sector desde el proceso de desregulación y privatización iniciado a comienzos de la década del 90 del siglo pasado. En la segunda sección se evalúan las principales medidas adoptadas por el Ministerio de Energía desde principios del año 2016, en particular el impacto sobre el valor del gas boca de pozo del sendero de precios anunciado por MINEM, la

** Cabe señalar que en el caso del gas natural se encontraban vigentes en varias ciudades o regiones de la Argentina medidas judiciales cautelares que impidieron la aplicación de la modificación del cuadro tarifario a comienzos de 2014. Por lo tanto, en dichas localidades el cuadro tarifario aplicado a comienzos de 2016 significaba un incremento considerable en las facturas, ya que incluía los aumentos no trasladados a la demanda en el año 2014. A la vez, la publicación de los nuevos cuadros tarifarios determinaba la caducidad de los amparos judiciales vigentes hasta ese momento.

*** En el presente trabajo no se analiza el impacto distributivo de los subsidios en el sector energético. Al respecto, se pueden consultar Muras, Melamud, Ortolani, Martínez de Vedia y Einstoss (2015), Puig y Salinardi (2015), y Lakner, Lugo, Puig, Salinardi y Viveros (2016).

culminación del Plan Gas I y II y su reemplazo por un programa de incentivos acotado a la producción incremental de gas no convencional.

En la tercera sección se analiza el impacto de la trayectoria de precios para el gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), así como el efecto de las RTI acordadas con las distribuidoras y transportistas sobre las tarifas finales que abonarán los usuarios en los próximos años. Por último, se hace una breve comparación de los nuevos cuadros tarifarios con los existentes en otros países de la región, para intentar determinar el impacto potencial que tendrán estas medidas sobre la competitividad del sector manufacturero local.

ANTECEDENTES

El proceso de privatización y desregulación del mercado del gas natural iniciado a comienzos de la década del 90 del siglo XX condujo a una abrupta modificación en la lógica de funcionamiento del mismo respecto a las décadas precedentes. La disolución de Gas del Estado en 1993, que operaba en forma monopólica en los segmentos de transporte y distribución, y la privatización y pérdida de gravitación de YPF en la producción de gas natural generaron una transformación radical en el funcionamiento de este mercado. En el

período precedente, YPF SE producía el gas natural, el cual era vendido a Gas del Estado para su comercialización, mientras que la Secretaría de Energía definía tanto las tarifas finales abonadas por los consumidores como los precios de transferencia entre las dos empresas estatales anteriormente mencionadas.

A su vez, el proceso de privatización fue acompañado por una profunda transformación del marco regulatorio del sector, proceso que se plasmó en la sanción de la Ley N.º 24.076 en 1992, la cual continúa vigente. En ella se estableció el marco normativo del mercado de gas natural tras el traspaso al sector privado de los segmentos de transporte y distribución de gas natural a comienzos de 1993, así como la creación del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), que, a diferencia de lo acontecido en el ámbito eléctrico, posee jurisdicción nacional.

La disolución de Gas del Estado se realizó a través de la conformación de ocho distribuidoras**** y dos transportistas, las cuales fueron concesionadas al capital privado por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 años. Las nuevas empresas conformadas tras la privatización continuaron siendo monopólicas en el ámbito geográfico específico en donde proveían sus servicios. A su vez, en el marco de la desregulación del mercado hidrocarburiífero, el precio del

**** En el año 1997 se constituyó una nueva distribuidora de gas en la región mesopotámica, denominada GASNEA, la cual debía construir y operar una red de distribución de gas natural en dicha región.

gas en boca de pozo fue liberalizado a comienzos de 1993^{*****}.

La idea de preservar la competencia en el mercado de gas natural, presente en la Ley N.º 24.076, pretendía evitar la integración vertical del sector y preservar la competencia entre los distintos segmentos. Sin embargo, este marco normativo estuvo lejos de cumplirse y fue vulnerado en diversas oportunidades (Azpiazu & Schorr, 2001, p. 10). A su vez, el nuevo marco regulatorio aspiraba, al menos en forma declarativa, a alcanzar una prestación económica y de calidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural, y a que las tarifas garantizaran una rentabilidad razonable a las empresas prestadoras del servicio. En este contexto, se determinó que los marcos tarifarios se elaborarían a través de la metodología del *price cap*^{*****}.

La regulación por *price cap* consiste en fijar un tope máximo a la variación de las tarifas y determinar un mecanismo de indexación de las mismas, según la variación de precios, hasta la siguiente revisión tarifaria integral (RTI). A su vez, se considera un “factor X” que evalúa las ganancias de productividad, tanto por cambio tecnológico como por

reducción de costos, que pueden alcanzar las empresas prestatarias y que se transfiere a los consumidores mediante la reducción de los cuadros tarifarios. Dicho factor se anuncia al inicio del período tarifario determinado por la RTI y no se modifica hasta el siguiente, cuando las autoridades regulatorias establecen un nuevo “factor X” para el período subsecuente.

La diferencia esencial en la metodología del *price cap* respecto a otros mecanismos de regulación de las tarifas de los servicios públicos es que no tiene en cuenta, al menos directamente, los beneficios esperados de la empresa. Por lo tanto, se genera un incentivo implícito para alcanzar mejoras en la productividad, que permitan internalizar ganancias en las firmas si superan las metas establecidas en el “factor X” definido por la autoridad regulatoria. En teoría, este sistema garantizaría la existencia de tarifas decrecientes ante el crecimiento progresivo de la productividad por la reducción de costos que realizan las empresas. A su vez, el marco tarifario se podría modificar también por el factor de inversión (“factor K”), que está dirigido a que las empresas financien, con aumento de tarifas, programas de inversión^{*****}.

**** De todas formas, el incremento en el precio del gas boca de pozo no se trasladaba directamente a las tarifas abonadas por los usuarios, ya que debía ser aprobado previamente por el ENARGAS. Al respecto consultar Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas –FIEL– (1998, p. 435).

***** Esta metodología limita el problema de asimetría de la información entre la autoridad regulatoria y las empresas, ya que no requiere de un pormenorizado estudio de costos (Azpiazu & Schorr, 2001).

***** En la Argentina, dicho coeficiente es estimado por el ENARGAS sobre la base de los diversos planes de inversión propuestos por las empresas y remitidos a dicho organismo para su evaluación y eventual aprobación. Se debe señalar que una vez aprobados dichos programas de inversión son de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas.

Por otro lado, el marco regulatorio del sector emergente de la Ley N.º 24.076 y sus decretos reglamentarios, estableció indirectamente otra forma de ajuste tarifario, la cual se relacionaba con la evolución del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) que, como fuera señalado, estaba determinado desde su liberalización desde comienzos de 1993 por la interacción entre la oferta y la demanda. Por lo tanto, las variaciones del precio de gas en boca de pozo eran trasladadas, por lo general, por las distribuidoras a los usuarios finales, lo cual desincentivaba a que las mismas negociaran con los productores de gas natural rebajas en los precios de suministro. Por último, las tarifas acordadas en el proceso de privatización se indexarían dos veces al año según la variación del Producer Price Index (PPI) de los Estados Unidos, y las variaciones en el precio del gas boca de pozo también se trasladarían a tarifas con la misma periodicidad, determinando que las mismas se ajustaran anualmente cuatro veces a lo largo de la vigencia del régimen de convertibilidad.

A su vez, en el marco del proceso de privatización se les garantizó a las presatarias la neutralidad tributaria, salvo en el caso del impuesto a las ganancias. Es decir, cualquier nuevo impuesto o modificación en las alícuotas de los mismos podía ser trasladado directamente a los consumidores. El objetivo de esta medida era garantizar que los niveles de

rentabilidad de las empresas acordados en el proceso de concesión no se vieran afectados ante modificaciones de la estructura impositiva*****.

La venta de Gas del Estado le brindó recursos al Estado nacional por aproximadamente 1800 millones USD, de los cuales aproximadamente 300 millones USD se cobraron en efectivo y el resto en títulos de la deuda externa considerados a valor de mercado. Se debe destacar que el proceso de disolución de Gas del Estado se realizó tras una notoria recomposición de las tarifas que se incrementaron en promedio un 30 % entre comienzos de la década de 1990 y el año 1992 (Azpiazu & Schorr, 2001, p. 18). Adicionalmente, en los años previos se había registrado una sensible expansión de la red y el consumo de gas natural, los cuales crecieron a una tasa anual acumulativa del 4.3 % y del 5.4 % respectivamente entre los años 1987 y 1992 (Azpiazu & Schorr, 2001, p. 6).

Este proceso permitió valorizar la compañía estatal antes de su disolución y transferencia al sector privado, pero también garantizó una sensible ganancia patrimonial para las empresas adquirentes. Desde el inicio de la prestación del servicio, no solo se les garantizaba una elevada tarifa, sino también una demanda en expansión.

Los incrementos tarifarios no culminaron con el traspaso al capital privado del

***** Esta cláusula fue utilizada discrecionalmente, tal como se analiza en Azpiazu y Schorr (2001).

servicio de distribución y transporte de gas natural. En el año 1998 se realizó la primera revisión tarifaria integral (RTI), tal como estaba contemplada en el pliego de concesión. De todas formas, no generó modificaciones significativas en las tarifas que venían percibiendo las empresas distribuidoras y transportistas en los años previos. Si bien se determinó aplicar un factor X, que varió entre un 4.4 % y un 6.5 % entre las distintas compañías, este fue compensado por la actualización de las tarifas por el PPI, en un contexto en que la inflación en los Estados Unidos superaba con creces a la vigente en la economía de Argentina.

El proceso de privatización a lo largo del régimen de convertibilidad se tradujo en un incremento de las tarifas abonadas por los usuarios abastecidos por las distribuidoras, a la vez que se verificó una reducción de precios en el segmento mayorista. En el caso de los grandes usuarios, el proceso de privatización posibilitó una reducción en las tarifas, en términos reales, de entre un 3.3 % y un 11.5%. Respecto a las tarifas abonadas por los consumidores abastecidos por las distribuidoras, se observa, comparando el nivel tarifario vigente a fines del régimen de convertibilidad con el prevaeciente a inicios del mismo, que las tarifas estuvieron lejos de reducirse, tal como se había prometido en el proceso de privatización. Entre los años 1991 y 2001, las tarifas residenciales se incrementaron en un 121 %, en tanto que en los segmentos no residenciales el incremento promedió el 20.3 %. Se debe

destacar que este proceso se produjo en un contexto de estabilización del precio del gas en boca de pozo, por lo cual el incremento de las tarifas en este segmento de consumidores se explica por el acrecentamiento del valor agregado de distribución y transporte cobrado por las compañías. Este proceso se tradujo en una elevada tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras y transportistas de gas natural, las cuales pudieron recuperar rápidamente la inversión inicial destinada a la adquisición de las compañías, que promedió aproximadamente cuatro años (Azpiazu & Schorr, 2001).

El colapso del régimen de convertibilidad a fines del 2001 y la sanción de la Ley N.º 25.561 de Emergencia Económica modificaron radicalmente el marco jurídico vigente hasta ese momento para los contratos de provisión de los servicios públicos. Dicha ley determinó la pesificación de las tarifas y la prohibición de indexarlas por los índices de precios contemplados en los contratos de concesión, e inició un proceso de renegociación de las licencias otorgadas a fines de 1992. Si bien la mencionada ley vencía originalmente a fines del 2003, fue prorrogada sucesivamente y finalmente derogada a fines del 2017. Es más, la Comisión de Renegociación de los Contratos de Obras Públicas (CRCOSP), creada por la Ley de Emergencia Económica, se centró en el análisis de eventuales modificaciones de los cuadros tarifarios, pero no realizó una revisión exhaustiva del proceso de privatizaciones llevado a cabo en la dé-

cada previa (Urbiztondo, 2016; Azpiazu & Schorr, 2003b).

El proceso de renegociación de las licencias de las distribuidoras y transportistas de gas natural se fue prorrogando también desde 2002, proceso que debería culminar en la negociación de un nuevo Acuerdo de Renegociación Contractual Integral que se comenzó a elaborar en 2016 y que derivó en la instrumentación de una nueva RTI a comienzos de 2017. De todas formas, hasta la suscripción de este acuerdo, se realizaron diversos acuerdos transitorios en materia de renegociación tarifaria, los cuales estuvieron dirigidos a modificar los cuadros tarifarios pesificados por la Ley de Emergencia Económica. Sin embargo, las presentaciones de amparos en la justicia frenaron, por lo general, la aplicación de los mismos.

En el año 2008, las distribuidoras de gas natural celebraron acuerdos transitorios para la modificación de la estructura tarifaria con la UNIREN (Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos). Los montos percibidos por las distribuidoras como consecuencia del nuevo cuadro tarifario debían depositarse en un fideicomiso para la realización de obras de infraes-

tructura en el sector. Es decir, si bien este acuerdo suponía una recomposición en el VAD de las distribuidoras, dichos fondos adicionales poseían un destino específico. En este mismo sentido, en el año 2012 se estableció un cargo específico para la realización de obras denominado FOCEGAS.

En el 2014 se celebró un nuevo acuerdo tarifario transitorio, en donde se estableció un régimen tarifario de transición, el cual tenía por objetivo la elevación de las tarifas a fin de recomponer los ingresos de las distribuidoras y, fundamentalmente, incrementar el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), para reducir los subsidios percibidos por la industria hidrocarburífera a través del Plan Gas I y II^{*****}. A su vez, se incorporó un mecanismo de monitoreo de costos tendiente a establecer un procedimiento de revisión periódico de tarifas ante modificaciones en los costos del servicio, el cual debía ser aprobado por el ENARGAS. Sin embargo, dicho mecanismo de actualización nunca fue implementado, quedando las tarifas sin modificación hasta el año 2016. Por último, el acuerdo transitorio incluía una cláusula que estipulaba la realización de un Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral antes de finales del

***** Mediante la Resolución 1/2013 de la extinta Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas se creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, con el objetivo de incrementar la producción a través del estímulo a la inversión en exploración y desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales. El Programa consistió en un mecanismo mediante el cual el Estado nacional otorgaba a las empresas productoras una compensación equivalente a la diferencia entre 7.5 USD/MBTU y el precio percibido por sus ventas a la demanda, aplicado al volumen de gas inyectado por encima de la inyección base de cada empresa. A su vez, la producción base se ajustaba anualmente según una tasa de "declino" específica para cada empresa. Posteriormente se instrumentó el Plan de Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para empresas con inyección reducida (Plan Gas II).

2015, cuando supuestamente vencía la Ley de Emergencia Económica.

El acuerdo transitorio del 2014 implicó un incremento considerable en las facturas de gas natural, en vista de lo acontecido en la década anterior. La modificación del cuadro tarifario se realizó en tres etapas entre los meses de abril y agosto. También se fijaron incentivos tarifarios para aquellos usuarios que redujeran su consumo^{*****} y se estableció la tarifa social para los usuarios de menores recursos. Los incrementos en las facturas de gas natural promediaron un 251 % en el caso de los usuarios residenciales y un 129 % en los segmentos no residenciales. Como se mencionó, los aumentos dispuestos estuvieron dirigidos centralmente a disminuir los subsidios otorgados a los productores de gas natural a través del incremento del precio medio al que comercializaban su producción. El precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) se incrementó en un 492 % entre marzo y septiembre de 2014. Por último, a mediados de 2015 se realizó una leve modificación a los cuadros tarifarios tendiente a incrementar la retribución al segmento de transporte de gas natural. Esta modificación en la política tarifaria

se llevó a cabo en el marco de una readecuación de los subsidios destinados al sector, reduciendo los orientados a la demanda e incrementando los precios percibidos por las empresas productoras de gas natural.

LA MODIFICACIÓN DE LOS CUADROS TARIFARIOS BAJO LA ACTUAL ADMINISTRACIÓN

A comienzos del 2016, el recientemente creado Ministerio de Energía y Minería inició una política orientada a reducir los subsidios al sector energético y recomponer la capacidad de inversión y rentabilidad en los segmentos de distribución y transporte de gas natural^{*****}. En este sentido, en el mes de abril de 2016 dispuso un incremento en las tarifas del gas natural^{*****}, tendiente a aumentar el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), así como en los recursos percibidos por transportistas y distribuidoras. A la vez, se aumentaron los precios del gas destinado a la generación de energía eléctrica y al gas natural comprimido (GNC). En definitiva, el aumento abarcaba casi el 73 % de la demanda de gas natural, en tanto el porcentaje restante correspondía al consumo de los grandes usuarios, en donde el precio se fijaba en el mercado.

***** Se establecieron incrementos diferenciales para los usuarios que redujeran su consumo en más de un 20 %, a los cuales se les mantenía el nivel de tarifas previo y para aquellos que lo hicieran entre un 5 % y un 20 % se les estableció un cuadro tarifario diferencial con una reducción promedio del 50 % sobre la factura plena.

***** En el caso del sector eléctrico también se adoptó una política tendiente a reducir los subsidios en el sector, a través de la eliminación del subsidio al valor agregado de distribución de las distribuidoras del área metropolitana de Buenos Aires, así como mediante el aumento en el precio estacional de la energía eléctrica.

***** Los incrementos propuestos se plasmaron en las Resoluciones N.º 28/2016 y 36/2016 del Ministerio de Energía y Minería y la publicación de los nuevos cuadros tarifarios por parte del ENARGAS mediante las Resoluciones N.º 3.723 a 3.733.

El incremento promedio en la factura media de los usuarios residenciales^{*****} fue del 200 % y se elevó hasta un 697 % en el caso de los segmentos no residenciales. Los aumentos en el segmento residencial fueron relativamente similares en el conjunto del país, con excepción de la región patagónica, en donde la tarifa media de los usuarios residenciales se incrementó en casi un 540 %^{*****}. Se debe señalar que la devaluación de la moneda registrada tras la asunción del nuevo Gobierno en diciembre de 2015 había implicado una reducción significativa de las tarifas de gas natural valuadas en dólares estadounidenses. Por ejemplo, el valor promedio del gas boca de pozo ascendía a 2.03 USD/MBTU en octubre de 2015 y se redujo a 1.29 USD/MBTU en marzo del siguiente año. Por lo tanto, parte del incremento tarifario tenía por objetivo recomponer el valor en dólares del precio del gas natural. De todas formas, los incrementos dispuestos en el mes de abril de 2016 no solo posibilitaban recuperar el valor de las tarifas en dólares, sino también incrementarlas para reducir los subsidios que percibían los consumidores.

Cabe señalar que los cuadros tarifarios incluían tarifas especiales para aquellos

usuarios residenciales que registrarán un ahorro en su consumo igual o superior al 15 % con respecto a igual período del año anterior, y simultáneamente se mantuvo y amplió el régimen tarifario especial para los sectores de menores ingresos, denominado “Tarifa Social”.

Los cuadros tarifarios aprobados no solo modificaron el costo del gas en boca de pozo, sino también incrementaron los ingresos percibidos por las distribuidoras de gas natural. Dichos ingresos compensaron la eliminación de los subsidios que otorgaba el Estado nacional a dicho conjunto de empresas y que durante el año 2015 ascendió a aproximadamente \$2.600 millones (Resolución N.º 263/15 de la Secretaría de Energía de la Nación). Asimismo, se establecieron metas de inversión para cada una de las empresas durante 2016. La recomposición definitiva de los márgenes de rentabilidad y la determinación de los planes de inversión para los próximos años quedaron supeditadas a la realización de un Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, el cual tendría que estar suscrito antes de finalizar 2016.

Sin embargo, la magnitud de la reducción de subsidios planteada, así como

***** La estimación se realizó en base a la comparación con los cuadros tarifarios imperantes en marzo de 2016, por lo tanto no se consideraron los efectos de los amparos judiciales vigentes en ese momento, los cuales se habían iniciado, por lo general, ante el incremento en el precio de las tarifas de gas natural del año 2014.

***** El incremento de tarifas en la región patagónica tuvo por objeto reducir el diferencial en el costo del gas en dicha región con respecto a las restantes regiones del país. En marzo de 2016, el costo del gas natural para los usuarios abastecidos por distribuidoras tenía un valor de 1,52 USD/MBTU en el promedio del país, exceptuando la región patagónica. En esta última región, el gas natural tenía un costo de 0.17 USD/MBTU. Esta región, si bien concentra solo el 7.7 % de los usuarios con gas natural por red, consume aproximadamente el 22 % del gas suministrado por las distribuidoras al segmento residencial. Se debe señalar que las modificaciones tarifarias dispuestas en el año 2014 no se aplicaron en la región patagónica, proceso que explica, en parte, el desfase de tarifas verificado entre dicha región y el conjunto del país.

el contexto recesivo en el cual se implementó, condujeron a una fuerte reacción social, que se plasmó en la presentación de diversos amparos ante el Poder Judicial, tendientes a detener la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios. En este contexto, la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN) dispuso en el mes de agosto de 2016 que las medidas adoptadas por el Ministerio de Energía y Minería habían incumplido la Ley N.º 24.076 al no convocar a audiencia pública para la determinación de las nuevas tarifas^{*****}. El fallo de la CSJN llevó al Poder Ejecutivo a convocar a una audiencia pública en el siguiente mes, y a presentar una nueva propuesta de incrementos tarifarios.

La nueva propuesta presentada por el MINEM establecía un sendero de incremento progresivo en el precio del gas destinado a distribuidoras en el PIST, alcanzando en el mes de octubre de 2019 un valor de 6.78 USD/MBTU. Mientras que la determinación del valor agregado de distribución (VAD) percibido por las empresas distribuidoras y transportistas quedó pendiente hasta la realización del Acuerdo de Renegociación Contractual Integral. Dicha propuesta contemplaba dos incrementos anuales en los meses

de octubre y abril de cada año, en los cuales el aumento del componente costo del gas boca de pozo de las tarifas se actualizaría según la evolución del sendero planteado por MINEM, pero también por la variación del tipo de cambio nominal. En este marco se definieron dos senderos de precios, uno para la región patagónica y otro para las restantes regiones del país. En el primero de ellos se planteó un incremento progresivo en el costo del gas boca de pozo hasta el año 2022, alcanzando un valor de 6.78 USD/MBTU, en tanto para las restantes regiones del país se llegaría a dicho precio en el año 2019, cuando se supone que se liberarán los precios en línea con lo establecido por la Ley N.º 24.076 que regula el sector.

Como se puede observar en la Figura 1, el sendero de precios planteado por MINEM implica un aumento progresivo en el costo del gas boca de pozo, que pasa de un promedio de 3.4 USD/MBTU en octubre de 2016 a 6.8 USD/MBTU en 2019. Sin embargo, si se toma en consideración el sendero de precios especial definido para la región patagónica, el incremento en los precios medios del gas en boca de pozo es más reducido. El precio promedio percibido por la in-

***** Los diversos amparos presentados en la justicia después de atravesar diversas instancias llegaron finalmente a la Corte Suprema de Justicia de la Nación (CSJN), la cual dictaminó que para la fijación de las tarifas de gas natural la audiencia pública debía ser de cumplimiento obligatorio. Este dictamen se fundamentó en el artículo N.º 42 de la Constitución Nacional, que prevé la participación de los usuarios de los servicios públicos con base en la democracia "deliberativa" y derecho de acceso a la información pública. Para la CSJN, el Poder Ejecutivo debió haber convocado a audiencia pública para modificar el marco tarifario correspondiente a los segmentos de transporte y distribución, tal como lo establece la Ley N.º 24.076, pero también para el caso del gas boca de pozo (PIST), debido a que el Poder Ejecutivo interviene en la fijación de su precio (Decreto N.º 181/04). De todas formas, se debe señalar que la Audiencia Pública no reviste un carácter vinculante (Carbajales, 2016).

dustria hidrocarburífera por sus ventas a las distribuidoras pasaría de 2.9 USD/MBTU a 5.8 USD/MBTU en el período mencionado. Por lo tanto, los incrementos proyectados en el gas boca de pozo no implican una recuperación sensible en los ingresos percibidos por las productoras de gas natural en sus ventas a las distribuidoras a corto plazo, ya que el precio garantizado a través del Plan Gas I y II se ubicó aproximadamente en los 5 USD/MBTU en el año 2017.

Cabe aclarar que el costo de la tarifa social hasta el año 2017 fue afrontado por los productores de gas natural, ya que las distribuidoras no pagaban el costo del gas suministrado a los usuarios con este beneficio. Esto determinó que el precio percibido por parte de los productores hidrocarburíferos por sus ventas a la demanda fuera inferior al sendero publicado por el MINEM. Sin embargo, el costo final de la tarifa social fue afrontado indirectamente por el Estado nacional a través del precio garantizado por el Plan Gas I y II. En este sentido, se espera que el Estado nacional abone directamente en los próximos años la tarifa social a las distribuidoras ante la finalización de los planes de estímulo anteriormente mencionados en diciembre de 2017.

En definitiva, las medidas adoptadas por el Poder Ejecutivo nacional estuvieron

centralmente dirigidas a disminuir los subsidios otorgados a través de los Planes Gas I y II, trasladando progresivamente el costo de los mismos a los consumidores. De todas formas, se debe señalar que si bien ante la culminación de dichos programas y la implementación del nuevo sendero de precios la industria productora de gas natural se enfrenta a una reducción en el precio promedio percibido, accede también a una mejora financiera producto de los atrasos que registraron los pagos del Plan Gas desde su instrumentación a comienzos del año 2013. Es decir, el cobro directamente a la demanda disminuye las pérdidas financieras ocasionadas a las empresas productoras debido al atraso en los pagos por parte del Estado nacional.

Por lo tanto, si bien a partir de octubre de 2018 el precio general del gas boca de pozo para distribuidoras propuesto por el Gobierno superaría los 5.0 USD/MBTU, lo cual significaría un incremento en el precio efectivo percibido actualmente por las productoras de hidrocarburos, si se considera el sendero de precios para la región patagónica, dichas empresas no verán incrementados sus ingresos hasta 2019, tal como se desprende de la Figura 1^{*****}, al menos en sus ventas a este segmento de consumidores.

***** La propuesta presentada por MINEM posee un sendero alternativo para la región patagónica que pasa de abonar 0.16 USD/MBTU en marzo de 2016 a 1.29 USD/MBTU en octubre de 2016 y, a través de un sendero de precios con dos actualizaciones anuales, se converge al precio nacional de 6.78 USD/MBTU en octubre de 2022.

Como se mencionó, los senderos de precios presentados por el MINEM corresponden al gas natural entregado a las distribuidoras. Si se asume que los mismos se cumplen y, a su vez, se considera que no se producirán modificaciones sustantivas en los precios del gas natural para usinas y grandes usuarios en los dos próximos años, se puede

estimar un precio promedio de mercado de 4.6 USD/MBTU en 2018 y de 5.0 USD/MBTU en 2019. Por lo tanto, se produciría una leve disminución en los precios boca de pozo percibidos por la industria hidrocarburífera en el 2018 respecto al precio promedio garantizado por el Plan Gas I y II en 2017.

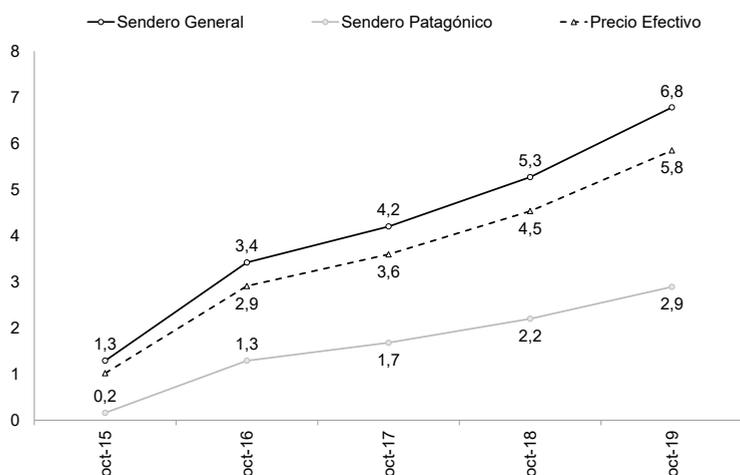


Figura 1. Evolución del precio del gas para distribuidoras en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) sendero general, patagónico y precio efectivo¹, octubre 2015 / octubre 2019. (En USD/MBTU).

Nota: (1) El precio efectivo se estimó con base en el descuento al precio PIST general anunciado por MINEM del sendero de precios especial para la región patagónica.

Fuente: elaboración propia con base en información del Ministerio de Energía y Minería.

De todas formas, debe señalarse que la evolución del precio del gas en boca de pozo en los próximos años está sujeta a diversos factores. En primer lugar, al alcance que definitivamente se le otorgue al nuevo plan de estímulo a la producción de gas natural (Resolución N.º 46/2017 del MINEM) que tendrá

vigencia desde 2018 y que se circunscribe a la producción no convencional en las cuencas Austral y Neuquina. Este programa está destinado a incentivar la producción incremental de gas natural no convencional garantizando un precio de 7.5 USD/MBTU en 2018 y con una tendencia descendente hasta llegar a los

6.0 USD/MBTU en el año 2021 cuando vence la vigencia del programa. La reglamentación realizada a través de la Resolución N.º 419-E/2017 parecería indicar que el programa tendrá un alcance acotado y, por lo tanto, una menor incidencia en la elevación del precio del gas en boca de pozo que los programas anteriores. Esto obedece a que se remunerará el precio de estímulo solo de la producción incremental de gas no convencional respecto a los niveles de producción verificados en el promedio del período comprendido entre julio de 2016 y junio de 2017. En segundo lugar, dependiendo de la evolución de la oferta de gas natural, podrían registrarse leves sobrantes de gas natural en los valles de consumo estivales que depriman el precio de este producto en los segmentos desregulados. En tercer lugar, si bien es afrontado por las empresas productoras de gas natural el costo de la tarifa social —ya que este no se les abona por el gas suministrado a dicho conjunto de usuarios, sino hasta la culminación del Plan Gas I y II, tal como se mencionó—, era abonado indirectamente por estos programas. En este contexto, es probable que dicho costo pase a ser afrontado directamente por el Estado nacional a partir de 2018. En caso de no implementarse esta medida, se produciría una reducción adicional en los precios percibidos por la industria hidrocarburífera.

Con respecto a este último punto, cabe destacar la relevancia —no siempre ponderada— que adquirió la tarifa social en gas natural en el nuevo marco tarifario y que explica, en buena medida, la relativamente escasa resistencia social a la medida. La importancia de este instrumento no está asociada solamente al amplio grado de cobertura, ya que alcanza a casi el 22.5 % de los usuarios, sino también a la significatividad de los descuentos sobre la tarifa plena*****. Los usuarios con tarifa social accedieron a una factura en promedio 53.5 % más reducida que aquellos con tarifa plena. A la vez, que dichos descuentos fueron crecientes a medida que se incrementaba el consumo y, de esta forma, los usuarios de menor consumo (R1) accedían a un descuento del 41.9 %, en tanto que para los de mayor consumo (R34) dicho valor alcanzaba un 61.7 %*****. A pesar del “éxito” de esta medida, en los nuevos cuadros tarifarios aprobados a fines de 2017 se modificó la forma de implementación de la misma en pos de acotar el nivel de subsidios. Mientras que con anterioridad los usuarios que percibían la tarifa social no abonaban el costo del gas natural, en el nuevo esquema se les reconoce como 100 % bonificado el nivel de consumo máximo de un usuario R1 de la región en la que habita, y se les bonifica un 75 % por el siguiente bloque de consumo

***** La tarifa social fue instrumentada a través de las resoluciones N.º 28 y N.º 219 del MINEM en el año 2016. El grado de cobertura de la tarifa social surge de la información del documento “Precio del Gas Natural en PIST” publicado por MINEM en octubre de 2017, en vista de la audiencia pública convocada para el mes de noviembre de 2017.

***** Si bien la tarifa social existía previamente, su nivel de cobertura se incrementó sensiblemente a partir de 2016 hasta alcanzar aproximadamente 1.8 millones de usuarios de gas natural en red.

equivalente. Una vez superado dicho nivel de consumo, los usuarios abonarán tarifa plena por el gas incremental. Esta modificación supone una reducción en los descuentos sobre la factura a los usuarios residenciales con tarifa social de mayor consumo, aunque no afecta a los usuarios de menor consumo, que son mayoritarios.

Como se pudo observar, el Ministerio de Energía y Minería instrumentó sendos incrementos en los precios del gas natural tendientes principalmente a reducir los subsidios en el sector gasífero, ya que no se verificó un aumento en los precios percibidos por la industria hidrocarburífera. En este sentido, dicha política y la incertidumbre existente en torno al alcance del nuevo Plan Gas (Resolución N.º 46), determinaron una retracción de las inversiones en el sector, que se plasmó primero en una desaceleración en la expansión de la producción y, posteriormente, en una leve contracción *****.

De esta forma, la orientación de la política gasífera llevada adelante por la nueva administración marca un punto de inflexión con respecto al período anterior, no solo por la elevación en el precio del gas natural abonado por la demanda y la

reducción de los subsidios, sino también por la leve disminución en los precios percibidos por los productores de gas natural. Este cambio de orientación en la política gasífera estuvo estrechamente asociado a la modificación del escenario internacional, como consecuencia de la reducción del precio del crudo y del gas natural.

La disminución del costo de importación del gas natural licuado (GNL) y del gas natural proveniente de Bolivia permitió un ahorro de divisas superior a los 1.600 millones USD solo en 2016*****. En este contexto, la restricción externa que había generado la insuficiencia en la producción local de gas natural pasó a un segundo plano ante el retorno a los mercados financieros internacionales y, con ello, a la posibilidad de financiar el déficit externo del sector, ya menguado por la caída de los precios internacionales y por cierta recuperación de la producción local. Mientras que en el 2013 el déficit de la balanza comercial energética alcanzó los 5.514 millones USD, en 2016 se había reducido a 1.501 millones USD (MINEM, 2017). La restricción externa generada por el sector energético dejó de ser relevante en el nuevo contexto macroeconómico, pero no así el elevado nivel de subsidios que persistía en el sector.

***** La producción de gas natural se contrajo un 0.9 % en los primeros 10 meses de 2017 respecto a idéntico período del año anterior.

***** La estimación se realizó con base en la reducción en los precios de importación del GNL y del gas natural proveniente de Bolivia, no se consideró la reducción en los costos de importación de gasoil destinado a la generación de energía eléctrica. La relevancia de la contracción de los precios internacionales de los hidrocarburos queda en evidencia al comparar el costo de importación de GNL en 2014 cuando promedió los 15.2 USD/MBTU, respecto a 2016 cuando dicho valor se redujo a 5.8 USD/MBTU.

Tabla 1. Subsidios a la producción gasífera 2015-2017.
(en USD/MBTU y Mm3/día)

Período	MERCADO LOCAL				IMPORTACIÓN				Subsidio total (En millones de USD)
	Precio promedio demanda	Precio Promedio Plan Gas	Volumen gas local	Subsidio producción local	Precio Promedio importación	Precio promedio venta local	Volumen gas importado	Subsidio importación	
	(USD/MMBTU)	(USD/MMBTU)	(MM3/día)	(En millones de USD)	(USD/MMBTU)	(USD/MMBTU)	(MM3/día)	(En millones de USD)	
2015	2,4	4,3	98	2.392	8,8	2,4	31	2.662	5.054
2016	3,2	4,7	104	2.092	5,0	3,2	30	725	2.817
2017	4,2	4,9	102	933	5,8	4,2	31	652	1.585

Nota: no se consideró la importación de combustibles líquidos destinados a la generación de energía eléctrica ni los subsidios otorgados a las distribuidoras de gas natural.

Fuente: elaboración propia con base en información del Ministerio de Energía y Minería, ENARGAS y ENARSA.

Como se mencionó, los incrementos dispuestos por el Ministerio de Energía estuvieron dirigidos en mayor medida a reducir los subsidios otorgados a la industria hidrocarburífera a través del traslado de los mismos a los consumidores. En este sentido, desde el año 2013 las empresas hidrocarburíferas percibieron un subsidio por la producción incremental de gas natural a través de la implementación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas), el cual garantizaba el pago de 7.5 USD/MBTU a la producción de gas natural por encima de la inyección base de las empresas. Este programa significó un incremento en el precio medio percibido por la industria hidrocarburífera, ya que el Estado nacional abonaba la diferencia entre el precio teórico que debían cobrar las empresas —dado su nivel de producción— y el efectivamente abonado por la demanda. La devaluación de la moneda a fines de 2015 suponía un notorio incremento en los subsidios estatales orientados al sector, ya que los planes de estímulo a la

producción de gas natural garantizaban un precio en dólares, en tanto los cuadros tarifarios domésticos se encontraban definidos en moneda local. En este contexto, el incremento en los precios del gas boca de pozo dispuesto por el Poder Ejecutivo nacional tenía como objetivo no solo compensar la devaluación de la moneda, sino también incrementar los precios abonados por la demanda para reducir el volumen de subsidios que percibía la industria hidrocarburífera.

La modificación del contexto internacional y el aumento en los precios internos abonados por la demanda, posibilitaron una sensible contracción en el nivel de subsidios a la producción gasífera, los cuales pasaron de 5.054 millones USD en 2015 a solo 1.585 millones USD en 2017. La disminución en el nivel de subsidios se explica en un 57.9 % por la reducción de los precios internacionales, en tanto el 42.1 % restante obedece al aumento en los precios abonados por la demanda. Se debe destacar que si la comparación se realiza respecto al 2014,

la caída en el nivel de subsidios es aún mayor, ya que la contracción en los precios internacionales del gas natural se inició a comienzos del 2015, lo que posibilitó un precio promedio de importación sensiblemente más reducido que el verificado el año anterior.

LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL Y EL SENDERO DE TARIFAS EN LOS PRÓXIMOS AÑOS

El Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS a comienzos de 2017 para poner en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) realizada por dicho organismo en los meses precedentes, en consonancia con lo dispuesto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral*****. La nueva estructura tarifaria establecida por el ENARGAS garantizaría los fondos requeridos para prestar el servicio de acuerdo con las condiciones establecidas en el marco regulatorio y para la realización de las inversiones obligatorias comprometidas por las empresas adjudicatarias. Adicionalmente, tanto las transportistas como las distribuidoras podrán solicitar la aplicación de un “factor K” para la realización de inversiones incrementales. De todas formas, no se han presentado aún proyectos de inversión.

El nivel de rentabilidad de las distribuidoras fue determinado por el ENARGAS, a través del establecimiento de una tasa de retorno sobre el capital (WACC: Weighted Average Cost of Capital) del 9.33 %*****. La tasa de rentabilidad se calcula sobre el valor residual contable (VRC) de los activos existentes de las empresas, los cuales en el caso de las empresas distribuidoras se estimaron en 3.572 millones USD. En términos agregados, dada la estimación del valor residual contable de las distribuidoras, conjuntamente con la tasa de retorno establecida por el organismo regulador, dichas empresas percibirían anualmente aproximadamente 333 millones USD por concepto de rentabilidad.

Los recursos requeridos para la normal prestación del servicio, la realización de las inversiones comprometidas y el pago de las rentabilidades acordadas en el marco del acuerdo de renegociación se efectivizaron íntegramente a través del incremento de las tarifas abonadas por los consumidores. Los cuadros tarifarios aprobados implican un incremento promedio, en términos nominales, del 26 % en las facturas abonadas por los usuarios residenciales y de un 39 % en segmentos no residenciales respecto a los cuadros tarifas vigentes desde octubre de 2016. De todas formas, los nuevos ingresos definidos para las distribuidoras y transportistas no se tras-

***** Se debe señalar, que en el caso de las distribuidoras que no tuvieran suscrita y en vigencia el Acta Acuerdo de Renegociación Tarifaria Integral, la revisión tarifaria se realizaría a cuenta de la futura RTI.

***** Las empresas de distribución de gas natural habían solicitado en la audiencia pública una tasa de retorno de aproximadamente el 13 %, dependiendo de las empresas.

ladaron completamente a los consumidores en el cuadro tarifario establecido por el ENARGAS en abril de 2017, ya que se determinó que la recomposición de ingresos otorgada se dividiría en tres etapas. En la primera de ellas se aplicó el 30 % del incremento establecido en el acuerdo, en diciembre de 2017 se aplicará el 40 % del mismo y, finalmente, en abril de 2018, el 30 % restante.

El acuerdo suscrito supone para el 2018, una vez completadas las tres etapas, un incremento en términos reales de aproximadamente el 124 % en el margen bruto de las distribuidoras de gas natural respecto a la situación vigente a fines de 2016, lo que representa aproximadamente 686 millones USD de recursos adicionales. El incremento es aún más pronunciado si la comparación se realiza respecto a la situación imperante a fines del 2015*****.

Los cuadros tarifarios resultantes de la RTI y las proyecciones de precios en boca de pozo definidas por el MINEM permiten estimar la transferencia de recursos entre los distintos actores de la cadena como consecuencia de la aplicación de este paquete de medidas a lo largo de los próximos años. En este sentido, si tomamos en consideración el sendero de precios general proyectado para el gas boca de pozo destinado al segmento residencial, el diferencial

aplicado en la región patagónica, la tarifa social a los usuarios residenciales y la revisión tarifaria integral acordada con las distribuidoras y transportistas, se pueden estimar las transferencias entre los distintos actores de la cadena gasífera.

La nueva estructura de precios definida por el MINEM supondrá una transferencia de recursos desde los consumidores a los restantes actores de la cadena de aproximadamente 3.145 millones USD, si realizamos la comparación entre fines de 2018 e idéntico período de 2015. Dicha masa de recursos será apropiada por distribuidoras (784 millones USD), transportistas (495 millones USD), productoras gasíferas (945 millones USD) y distintos niveles del Estado por la percepción de mayores impuestos (921 millones USD). En caso de que la tarifa social pase a ser abonada por el Estado nacional, los recursos apropiados por las empresas hidrocarbúferas se incrementarán en aproximadamente 425 millones USD, ya que actualmente el costo de la misma es afrontado por las productoras de gas natural. Sin embargo, se debe destacar que dada la vigencia del Plan Gas I y II en 2017, los recursos transferidos a las empresas hidrocarbúferas elevaron el precio percibido por sus ventas a la demanda y, por ende, implican una reducción de las erogaciones de subsidios realizadas por el Estado nacional.

***** Los ingresos percibidos por las distribuidoras de gas natural se incrementarán en 992 millones USD en 2018 respecto a los valores prevaletientes en 2015. Sin embargo, tal como se mencionó, en el último de los años citados, las distribuidoras percibían un subsidio del Estado nacional.

Los nuevos cuadros tarifarios aprobados a comienzos de abril de 2017 reflejaron los incrementos requeridos para hacer frente al pago de la primera etapa de la revisión tarifaria integral, tanto de transporte como de distribución, así como el aumento en el precio del gas en el PIST. De todas formas, tal como se mencionó, a lo largo de los próximos años el valor de las tarifas se incrementará por las restantes etapas de la RTI y por el aumento en el costo del gas.

En la Figura 2 se presenta el monto promedio que alcanzarán las facturas finales de los usuarios residenciales una vez que se hayan aplicado los incrementos contemplados en el valor agregado de distribución, en el costo del transporte y en el precio del gas en el punto de ingreso en el sistema de transporte en los próximos años. Como se puede observar en dicha figura, los incrementos promedio, en términos reales, para el sector residencial serán de un 108.2 % entre septiembre de 2015 y abril de 2018. Vale la pena destacar que el aumento de las tarifas afectó en mayor medida a las categorías de menor consumo, pero que poseen una fuerte incidencia en términos de la cantidad de usuarios^{*****}. Por ejemplo, en la categoría de menor consumo (R1), que abarca aproxima-

damente el 27 % de los usuarios, los incrementos proyectados superan el 277 % respecto a septiembre de 2015. En tanto, en el conjunto de usuarios de mayor consumo (R34) dicha variación alcanza el 58 %. Así mismo, en los segmentos no residenciales se verifica un incremento promedio del 227 % en el período mencionado.

La diferenciación en el incremento de las tarifas del gas natural en el segmento residencial según las distintas categorías de consumidores se encuentra asociada a dos factores. En primer lugar, el incremento relativamente mayor de las tarifas en los segmentos de menor consumo posee un gran impacto en la facturación de las distribuidoras, dada su elevada incidencia en el total de usuarios. En segundo lugar, si bien el aumento relativo en esta categoría de usuarios fue mayor, su impacto en términos absolutos sobre el ingreso de los hogares es menor, como consecuencia de su escasa significación en el mismo. En este sentido, el incremento relativamente mayor en las categorías de menor consumo reduce la potencial conflictividad social de la medida ante facturas que se tornan “impagables” por parte de los usuarios con mayor utilización de gas natural.

^{*****} Los usuarios residenciales se clasifican en distintas categorías de usuarios según su nivel de consumo (de R1 (menor consumo) a R34 (mayor consumo)). Los límites máximos y mínimos de cada categoría de consumo se modifican en las distintas regiones de la República Argentina.

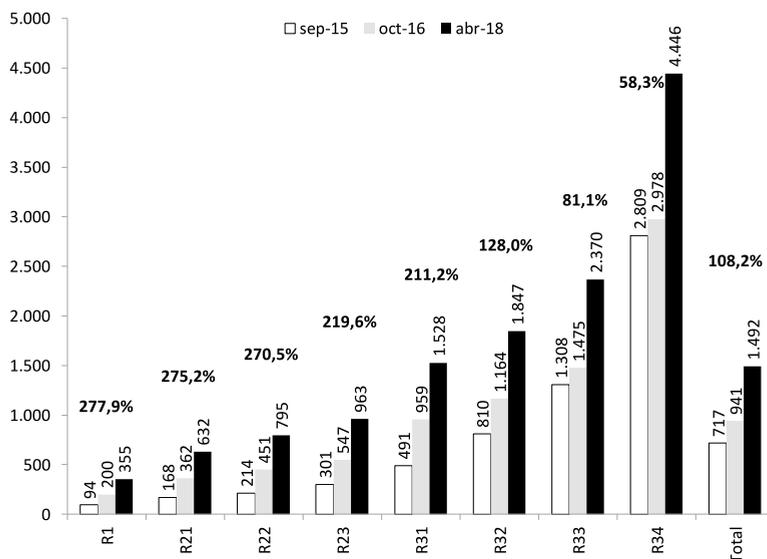


Figura 2. Evolución de las tarifas residenciales de gas natural en el promedio nacional según categoría de consumo, septiembre 2015-abril 2018^{(1)/(2)}. (En pesos constantes de abril de 2017 y porcentajes (variación sep. 2015/ abril 2018)).

Nota: (1) Factura media nacional calculada como la suma de la simulación de la facturación anual de las distribuidoras en el segmento residencial, dividida la cantidad de facturas de dicho segmento, a los cuadros tarifarios vigentes en cada período. Los cuadros tarifarios a abril 2018 fueron estimados en función al VAD aprobado en la RTI para cada distribuidora y el precio del gas en PIST previsto por MINEM en el sendero de reducción de subsidios. Incluye tarifas diferenciales del régimen especial de la Patagonia, pero no incluye la tarifa social. (2) La estimación realizada incluye impuestos.

Fuente: elaboración propia con base en información del ENARGAS y MINEM.

Se debe destacar que los incrementos tarifarios propuestos por el MINEM no se agotan en abril de 2018, ya que el sendero de precios del gas en PIST prevé aumentos hasta octubre de 2019. Se estima que en dicha fecha las facturas residenciales se incrementarán, en términos reales, un 22 % adicional respecto a los valores alcanzados en abril de 2018. En tanto que en la región patagónica el sendero de incrementos en

el precio del gas boca de pozo finaliza en el año 2022.

Las modificaciones tarifarias resultantes de las medidas dispuestas por el MINEM a lo largo de los dos últimos años generaron una notable modificación en las tarifas en dólares abonadas por los usuarios respecto a lo acontecido en la década previa. Por ejemplo, en el caso de METROGAS, las tarifas de los usuarios residenciales se elevarán de

un promedio de 11.9 USD/bimestre en el período comprendido entre los años 2004 y 2014 a 53.7 USD/bimestre en abril de 2018*****. Es más, este último valor es un 24.9 % superior al verificado durante el régimen de convertibilidad, en donde las tarifas promediaron los 43.0 USD/bimestre.

Sin embargo, a diferencia de lo ocurrido durante el régimen de convertibilidad, cuando los ingresos de las distribuidoras y transportistas daban cuenta de cerca del 77.7 % de las tarifas finales abonadas por los usuarios (sin considerar impuestos), en la actualidad el incremento en el valor de las mismas obedece principalmente al encarecimiento en el costo del gas en el PIST. En efecto, en abril de 2018 el ingreso percibido por las distribuidoras y transportistas explicará poco menos del 60 % del valor de la tarifa final, en tanto que el costo del gas en PIST dará cuenta del 40 % restante, magnitud sensiblemente más elevada que la registrada durante la vigencia del régimen de convertibilidad, cuando representó en promedio un 22.2 % de la tarifa final.

Por lo tanto, el encarecimiento de las facturas finales abonadas por los usuarios está estrechamente vinculado a la recomposición en los ingresos percibidos por transportistas y distribuidoras, pero también al aumento en el costo del gas natural (Figura 4). Este último

proceso se origina en el mayor costo de desarrollo del gas no convencional, en un contexto de una pronunciada contracción en la producción local de gas convencional, y, a la vez, en que la disminución de la producción local condujo a la necesidad de realizar importaciones a un valor sensiblemente más elevado que el precio promedio verificado en el mercado local.

En definitiva, si bien el incremento en las tarifas abonadas por los usuarios estuvo determinado también por la recomposición de los márgenes de rentabilidad de los segmentos de distribución y transporte, fue el aumento en el costo del gas natural el factor determinante en el aumento de las mismas, respecto a lo acontecido durante el régimen de convertibilidad. Es más, si el costo del gas natural en 2018 se ubicara en los valores prevalecientes durante ese período, la tarifa final abonada por los usuarios sería un 5 % inferior a la prevaleciente en dicho período.

Se debe destacar que la evolución de las tarifas, en términos de su costo real, para los consumidores de gas natural, difiere de la trayectoria seguida por los cuadros tarifarios expresados en dólares constantes. En este sentido, la depreciación de la moneda en los primeros años de la posconvertibilidad determinó una reducción más moderada de las mismas en términos de su precio real doméstico

***** La información está expresada en dólares constantes de abril de 2017.

(deflactado por el IPC^{*****}). Mientras que en el año 2002 las facturas en dólares constantes se redujeron un 72.5 %, producto de la pesificación y congelamiento de las mismas en un contexto de fuerte depreciación de la moneda, en términos de su valor doméstico su disminución fue solo del 19.6 %. Si bien las tarifas de gas natural evaluadas en

pesos constantes mantuvieron una tendencia descendente a lo largo de todo el período, se identifican dos etapas. En la primera de ellas, entre los años 2003 y 2009, se redujeron a una tasa promedio anual del 12.7 %, para posteriormente alcanzar una disminución del 19.6 % en el período 2010–2012, ante el aumento en el ritmo de variación de los precios.

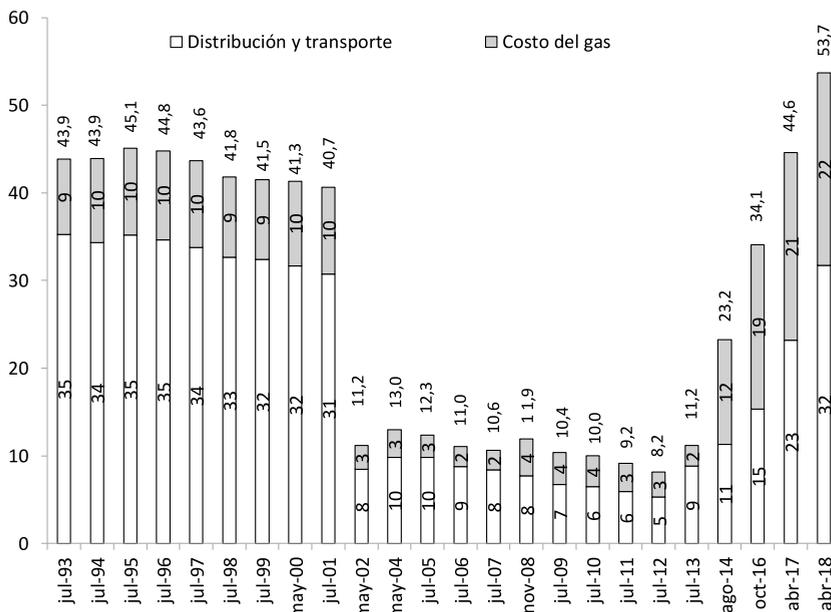


Figura 3. Evolución de la tarifa residencial promedio de METROGAS según valor agregado de distribución y resto de los componentes, jul/93-abr/18^{(1)/(2)}. (En dólares constantes de abril de 2017)

Nota: (1) Se utilizaron los cuadros tarifarios de METROGAS y en el caso de transporte se consideró un factor de carga del 35 %. Las tarifas finales estimadas no incluyen impuestos ni cargos fijos, excepto FOCEGAS. (2) La estimación a dólares constantes se realizó deflactando por el PPI (Producer Price Index) de los Estados Unidos.

Fuente: elaboración propia con base en información del ENARGAS, MINEM y U.S. Bureau of Labor Statistics (BLS).

***** Para la estimación del valor de la tarifa en pesos constantes se utilizó el IPC-INDEC hasta 2006, el IPC-9 Provincias de CIFRA en el período comprendido entre los años 2007 y 2013, y desde 2014 se consideró el IPC elaborado por la Dirección de Estadísticas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En la presente sección se hizo una sucinta descripción de los incrementos tarifarios que se efectivizaron en los últimos años, así como de la evolución futura de la estructura tarifaria con base en la información publicada por el Ministerio de Energía y Minería. Resta analizar el impacto que tendrán estas medidas en términos de la competitividad externa de la economía argentina, lo cual se realiza en la próxima sección.

EL COSTO DE LAS TARIFAS DE GAS NATURAL EN ARGENTINA COMPARADO CON EL DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMÉRICA

El costo de las tarifas de gas natural ha registrado a lo largo de la historia argentina profundas oscilaciones, por lo general asociadas a razones de índole macroeconómica como el control de la inflación, el aumento de la competitividad del sector industrial o como medida de salario indirecto. En este sentido, el abaratamiento de las tarifas del gas natural a lo largo de la década de los ochenta estuvo estrechamente asociado a la utilización de las tarifas de los servicios públicos como ancla de precios—en el marco de la política antiinflacionaria— determinando que las tarifas abonadas por los usuarios residenciales en la Argentina fueran reducidas en comparación con aquellas registradas en otros países de la región.

La instauración del régimen de convertibilidad a comienzos de la década del noventa supuso una profunda transformación del escenario previo y aún antes del inicio del proceso de privatización y desregulación del sector gasífero se produjo una notoria elevación en las tarifas del gas natural que las situaron por encima de las vigentes en los Estados Unidos, tal como se puede observar en la Figura 4. Sin embargo, el colapso de dicho régimen dio inicio a un nuevo proceso de abaratamiento de las tarifas, que desacopló a la Argentina del incremento verificado en el costo de la energía en el ámbito internacional. La disminución tendencial de las tarifas de gas natural medidas en dólares se mantuvo hasta el año 2013, cuando comenzaron a recuperarse lentamente producto de la paulatina modificación de los cuadros tarifarios.

Las medidas anunciadas por el Ministerio de Energía y Minería en el año 2016 supondrán un sensible incremento en las tarifas abonadas por los usuarios a lo largo de los próximos años, producto del encarecimiento del costo del gas y, en menor medida, del transporte y la distribución. En este sentido, si se concretaran los anuncios realizados por el Poder Ejecutivo Nacional—aumentos acordados en la RTI y sendero de precios para el gas PIST— a fines de 2019 la factura por bimestre de un usuario residencial tipo^{*****} en la Ciudad

***** Se considera como un usuario residencial tipo a un cliente de METROGAS de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, categorizado como R21 y con un consumo promedio de 117 m³/bimestre (incluye impuestos).

Autónoma de Buenos Aires ascendería aproximadamente a 54 USD.

Estos incrementos conducen a que los usuarios residenciales en la Argentina verifiquen un costo por el gas natural superior al registrado en los Estados Unidos. De todas formas, este fenómeno obedece a diferentes causas en los distintos períodos históricos considera-

dos. Mientras que durante la vigencia del régimen de convertibilidad el mayor costo en la Argentina obedecía centralmente a los segmentos de distribución y transporte, en la actualidad se explica por el abaratamiento del gas en los Estados Unidos y por el encarecimiento del mismo en la Argentina, producto de su escasez y del progresivo agotamiento de las reservas de gas convencional.

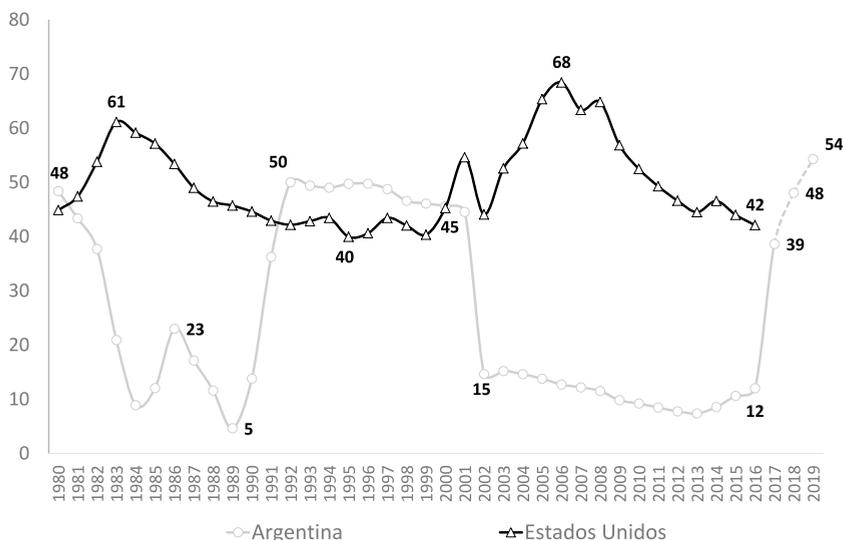


Figura 4. Factura final de un usuario residencial R21 de METROGAS y la tarifa promedio de los usuarios residenciales de los Estados Unidos, 1980-2019⁽¹⁾. (En USD constantes).

Nota: (1) Argentina: factura para un usuario residencial R21 en C.A.B.A. con un consumo de 117 m³/bimestre, incluye impuestos. (2) Estados Unidos: tarifa final promedio a usuarios residenciales con impuestos, estimada para un consumo equivalente al de Argentina.

Fuente: elaboración propia con base en ENARGAS, MINEM y EIA (US Energy Information Administration).

CONCLUSIONES

El colapso del régimen de convertibilidad a comienzos del presente siglo condujo a una aguda modificación en

el entorno macroeconómico y, en particular, en los precios relativos de los productos energéticos. En el caso del gas natural se asistió a una disminución

progresiva en las tarifas finales abonadas por los usuarios hasta el año 2013, y además se verificó una disminución del precio en dólares en el gas boca de pozo. Este proceso fue acompañado por un incremento en los costos de extracción del gas natural, producto de la declinación de los yacimientos convencionales y, posteriormente, por el mayor costo de extracción en los no convencionales.

La elevación del costo de extracción, en un contexto de depresión de los precios locales del gas natural, determinó una contracción en los niveles de inversión y, consiguientemente, una disminución en la producción de gas natural a partir del año 2004^{*****}. La necesidad de revertir la declinación de la producción gasífera condujo a incrementar el precio del gas en boca de pozo, lo cual se instrumentó a través del Plan Gas I y II, reconociendo implícitamente el Estado nacional los mayores costos de extracción. Esta medida se adoptó en un marco de importaciones crecientes de gas natural y combustibles líquidos que condujeron a que el déficit del sector energético dejara de ser un problema sectorial para convertirse en uno de los pilares de la restricción externa que afectó a la economía argentina desde el año 2011.

El aumento en el precio promedio percibido por las productoras, y la mayor actividad gasífera llevada adelante por YPF, permitieron no solo disminuir la tasa de “declino” de la producción, sino alcanzar una expansión de la producción de un 3.4 % en 2015 tras estabilizarla el año anterior^{*****}.

Sin embargo, la contracara de la recuperación de la producción gasífera fue un incremento considerable en las erogaciones realizadas por el Estado nacional a través de los planes mencionados, que conjuntamente con las importaciones de gas natural, GNL, combustibles líquidos y los subsidios otorgados en la esfera eléctrica determinaron que los subsidios al sector energético totalizaran un poco más del 3 % del PIB en el año 2015. En efecto, si bien la instrumentación del Plan Gas I y II a partir de 2013 significó una recomposición en el precio percibido por las empresas productoras, el traslado de su costo a la demanda fue poco significativo.

La disminución en el precio internacional de los hidrocarburos que se inició en el segundo semestre del año 2014, y en el caso del gas natural con intensidad a partir del 2015, no solo permitió reducir el déficit comercial sino también bajar el

^{*****} Un análisis de los determinantes de la inversión en el sector hidrocarburífero y su comportamiento tras el proceso de privatización y desregulación se puede encontrar en Barrera (2012 y 2013), Gadano (1998) y Kozulj (2005).

^{*****} De todas formas, se debe señalar que la recuperación de la producción gasífera no se explica solo por el comportamiento de YPF que incrementó su producción de gas en un 7.7 % en el período comprendido entre los 2015 y 2016, sino también por las restantes empresas que pasaron de declinar a una tasa anual acumulativa del 2.3 % entre 2009 y 2012 a verificar un aumento de su producción del 3.4 % entre 2015 y 2016.

nivel de subsidios, al reducirse la brecha entre los precios internacionales y los vigentes en el mercado local, la cual era abonada por el Estado nacional. Por lo tanto, la disminución de los precios internacionales y la recuperación experimentada por la producción local de gas natural, permitieron una reducción en los subsidios orientados a la producción gasífera en 2016. En este contexto, la nueva administración inició un proceso de recomposición en el precio final del gas natural, ya iniciado en 2014, que tuvo por objetivo primordial alcanzar una reducción adicional en el nivel de subsidios al sector.

Mientras que en la etapa anterior los mayores costos de extracción de la producción gasífera fueron enfrentados por el Estado nacional, la nueva administración prefirió el traslado de estos a la demanda. Este cambio de orientación en la política gasífera estuvo estrechamente asociado a la modificación del contexto macroeconómico. En efecto, el restablecimiento del acceso a los mercados internacionales de crédito permitió relajar, al menos a medio plazo, la restricción externa que afectó a la economía de Argentina a lo largo de las últimas décadas.

En este contexto, las medidas adoptadas por la nueva administración estuvieron enfocadas en la reducción del déficit fiscal, elemento central en la política antiinflacionaria y requisito indispensable para el sostenimiento del financiamiento internacional a corto y medio

plazo. Más aún, cuando ante la falta de competitividad externa de la economía argentina se instrumentaron diversas medidas de reducción de la carga fiscal que agudizaron el déficit público e implicaron una redistribución intersectorial de los recursos.

Por lo tanto, el incremento de las tarifas gasíferas tuvo como principal objetivo la reducción de los subsidios energéticos y si bien generó una sensible transferencia de recursos desde los consumidores, el destinatario central fue el Estado nacional y, en menor medida, las empresas distribuidoras y transportistas de gas natural. En tanto, las empresas productoras de hidrocarburos prácticamente no fueron beneficiadas por estas medidas. Cabe aclarar que de concretarse el sendero de precios para el gas boca de pozo previsto por el Ministerio de Energía y Minería para los próximos años, las empresas hidrocarbúferas pasarán a percibir un precio sensiblemente más elevado que el verificado actualmente.

Tal como se analizó a lo largo del trabajo, el incremento en las tarifas finales abonadas por los usuarios se explica por el aumento del precio del gas natural trasladado a la demanda, contracara de la elevación de los costos de extracción locales. En este sentido, si bien los ingresos percibidos por las empresas transportistas y distribuidoras también se incrementaron en comparación con lo acontecido en el período comprendido entre los años 2002 y 2015, el aumento de las tarifas a los usuarios finales es

de carácter estructural y solo podrá ser modificado ante una reducción en los costos de extracción del gas natural.

Cabe preguntarse si los precios del gas natural local seguirán, al igual que en los Estados Unidos, una tendencia descen-

dente producto de la disminución de los costos de extracción en la producción de gas no convencional ante el avance en la curva de aprendizaje. O sí, por el contrario, en caso de registrarse dichas mejoras de productividad, estas serán apropiadas por la cadena hidrocarburífera.

REFERENCIAS

- Azpiazu, D. & Schorr, M. (2001). Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital. *Documento de Trabajo* (8), 1-61. Recuperado de <http://publicacioneseconomia.flacso.org.ar/resultados/?q=privatizaciones-y-regulacion>
- Azpiazu, D. & Schorr, M. (2003a). *Crónica de una sumisión anunciada. La renegociación con las empresas privatizadas bajo la administración Duhalde*. Buenos Aires: Siglo XXI.
- Azpiazu, D. & Schorr, M. (2003b). La renegociación de los contratos entre la administración Duhalde y las prestatarias de servicios públicos. *Revista Realidad Económica*, (193), 8-39.
- Barrera, M. (2012). Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF. *Cuadernos del Cendes*, 29(80), 101-129.
- Barrera, M. (2013). Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino. *Análisis Económico*, 28(69), 167-188.
- Carbajales, J. (2016, 28 de junio). Tarifas graduales y razonables. *Diario Pagina 12*. Recuperado de <https://www.pagina12.com.ar/diario/suplementos/cash/17-9580-2016-08-28.html>
- Fundación de Investigaciones Económicas Latinamericanas (FIEL). (1998). *La regulación de la competencia y de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*. Recuperado de <http://www.fiel.org/publicaciones/Libros/regulacion.pdf>

- Gadano, N. (1998), Determinantes de la inversión en el sector petrolero y gas de Argentina. *Serie Reformas Económicas de Cepal* (7). Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/7444>
- Kozulj, R. (2005). Crisis de la industria del gas natural en la Argentina. *Serie Recursos Naturales e Infraestructura de Cepal*, (88). Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/6279>
- Lakner, C., Lugo, M., Puig, J., Salinardi, L. & Viveros, M. (2016). The Incidence of Subsidies to Residential Public Services in Argentina: The Subsidy System in 2014 and Some Alternatives. *Documentos de Trabajo del Cedlas*, (201). Recuperado de http://www.cedlas.econo.unlp.edu.ar/wp/wp-content/uploads/doc_cedlas201.pdf <https://doi.org/10.1596/24987>
- Muras, R., Melamud, A., Ortolani, N., Martinez de Vedia, R. & Einstoss, A. (2015). *Los subsidios energéticos en Argentina*. Buenos Aires: Asociación Argentina de Presupuesto (ASAP) e Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” (IAE). Recuperado de <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/12/LOS-SUBSIDIOS-ENERG--TICOS-EN-ARGENTINA-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>
- Puig, J. & Salinardi, L. (2015). Argentina y los subsidios a los servicios públicos: un estudio de incidencia distributiva. *Documentos de Trabajo del Cedlas*, (183). Recuperado de http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/51280/Documento_completo_.pdf?sequence=1
- Urbiztondo, S. (2016). La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo in mismo signo político. *Documento de Trabajo de FIEL*, (124). Recuperado de http://www.fiel.org/publicaciones/Documentos//DOC_TRAB_1457553825843.pdf



La historia del soldado (1877)

ECONOMÍA REGIONAL

