

El papel de la política de precios del gas natural. De la intervención a las subastas

Diego Bondorevsky

La definición de los precios del gas natural es crucial en la política energética argentina. El gas representa un 57% de la matriz energética y su precio tiene un impacto directo en el desarrollo de la oferta y en los costos que asume la demanda.

La política de precios, por ende, debe garantizar en simultáneo la sostenibilidad de la oferta de gas y brindar los mínimos precios posibles a los consumidores. Hasta 2001, Argentina fue un exportador neto de gas natural y los precios domésticos eran inferiores a los internacionales. Desde 2002, las distintas distorsiones introducidas en el mercado alteraron un equilibrio que se había probado exitoso.

Durante más de 15 años las tarifas de energía que pagaron los principales componentes de la demanda – el sector eléctrico y las distribuidoras para la demanda residencial y comercial – estuvieron congeladas y los altos costos que había asumido el sistema estuvieron cubiertos por el “velo de los subsidios”. Cuando este se corrió en 2015 con la política energética del nuevo gobierno –que desde un enfoque gradualista procuró hacer el cambio menos drástico–, se inició un proceso arduo en el que los consumidores se empezaron a enfrentar con el costo real de producir energía en Argentina. El foco, sin embargo, estuvo puesto en ajustar progresivamente las tarifas a esos costos y no en modelar un plan energético que convierta el sistema energético argentino en uno eficiente que redunde en menores tarifas para los usuarios.

Reducir los precios del gas es esencial para abaratar los altos costos del sistema energético –que a fines de 2017 era 50% mayor a los países

vecinos y 100% mayor a los sistemas maduros y de la economía en general. Las subastas introducidas por el gobierno para la compra de gas natural para el sistema eléctrico en agosto de 2018, y las llevadas a cabo en febrero de 2019 para la compra de volúmenes en firme para las distribuidoras, son medidas de primera magnitud que apuntan en esta dirección. La introducción de esta competencia mediante subastas implica un giro saludable en la política de precios del gas natural.

Sumado a esto, el gas natural puede tener un papel primordial en el proceso de descarbonización que busca reducir la emisión de gases de efecto invernadero y limitar el calentamiento global. Argentina y otros 195 países se comprometieron con este proceso mediante el Acuerdo de París en abril de 2016. Sin embargo, diversas experiencias internacionales han demostrado que es un proceso oneroso. Una correcta política de precios del gas natural permitiría que este combustible mineral – el que menos gas de efecto invernadero emite por unidad de energía generada – desplace de manera eficiente la utilización de otros combustibles más contaminantes que forman parte de la actual matriz energética.

En un contexto macroeconómico complejo como el actual, es fundamental brindar reglas claras a las empresas y fomentar la competencia mayorista y minorista entre productores y tecnologías. Sólo así será posible garantizar el menor precio posible al consumidor, asegurar la sostenibilidad de la oferta y tender a una energía cada vez más limpia.

RESUMEN EJECUTIVO

CIPPEC 

Centro de Implementación
de Políticas Públicas para
la Equidad y el Crecimiento

Introducción

Desde el año 2002 el precio del gas natural mayorista está intervenido y su valor dictado en forma directa o indirecta por el gobierno de turno. La intervención del gobierno nacional se manifestó de distintas formas desde entonces: congelamiento y pesificación de los contratos en 2002, acuerdos forzados para fijar un precio en 2004, planes de estímulo a la producción a partir de 2013, y valores de referencia desde 2016.

Alejados de la normativa que marca el sector, y que convirtió al mismo en un modelo en el cual proliferó la exploración, producción y exportación desde 1992 a 2001, la política energética pasó a ser comandada desde 2002 por una visión alejada de la ley sectorial y devenida en rehén de la propia política que convirtió al precio del gas en un factor de presión a las empresas y, alternativamente, en un ancla inflacionaria o en una herramienta del ajuste fiscal.

Hasta 2001, las relaciones comerciales en las que se definía el precio mayorista del gas estaban liberalizadas y se establecían en forma bilateral entre las empresas y sus clientes. El regulador sectorial, el ENARGAS, solo autorizaba el traslado a tarifas de los precios definidos en los contratos entre partes. La actual configuración del mercado del gas natural, por el contrario, se puede representar mediante un triángulo en la cual intervienen las empresas productoras, los

consumidores y el gobierno. Este último tiene un rol que protagónico desde 2002 como decisor del precio mayorista de gas y de los subsidios que tiene el sector.

La definición del precio del gas es un punto neurálgico de la política energética. Este recurso representa un 57% de la matriz energética argentina, y su nivel de precios tiene un impacto directo en los consumidores energéticos, e indirecto en el resto de la economía por la alta dependencia del sistema a este combustible.

Luego de más de una década de desinversión en el sector, la fijación de su precio a fin de 2015 buscaba promover la inversión y la sostenibilidad en el sector. Como todo precio intervenido en forma centralizada, su fundamento es arbitrario y sujeto al criterio y voluntad de las decisiones de la Autoridad de Aplicación. El gobierno debía administrar una situación de permanente escasez. Sin embargo, la intervención en los precios y los consabidos aumentos han estado teñidos de objetivos divergentes a los intereses de los consumidores del sector energético en general.

El Ministerio de Energía invirtió el orden de prioridades en 2016, poniendo al ajuste fiscal como una condición de primer orden. La teoría regulatoria indica que la prioridad debería ser garantizar el precio que permita la sostenibilidad de la oferta en el tiempo pero que a su vez sea el mínimo posible, en primer lugar para el contribuyente que se hace cargo del subsidio y posteriormente -en la medida que se decidan recortar subsidios- para los usuarios.

Gráfico 1.
Composición de la matriz energética argentina (2016)

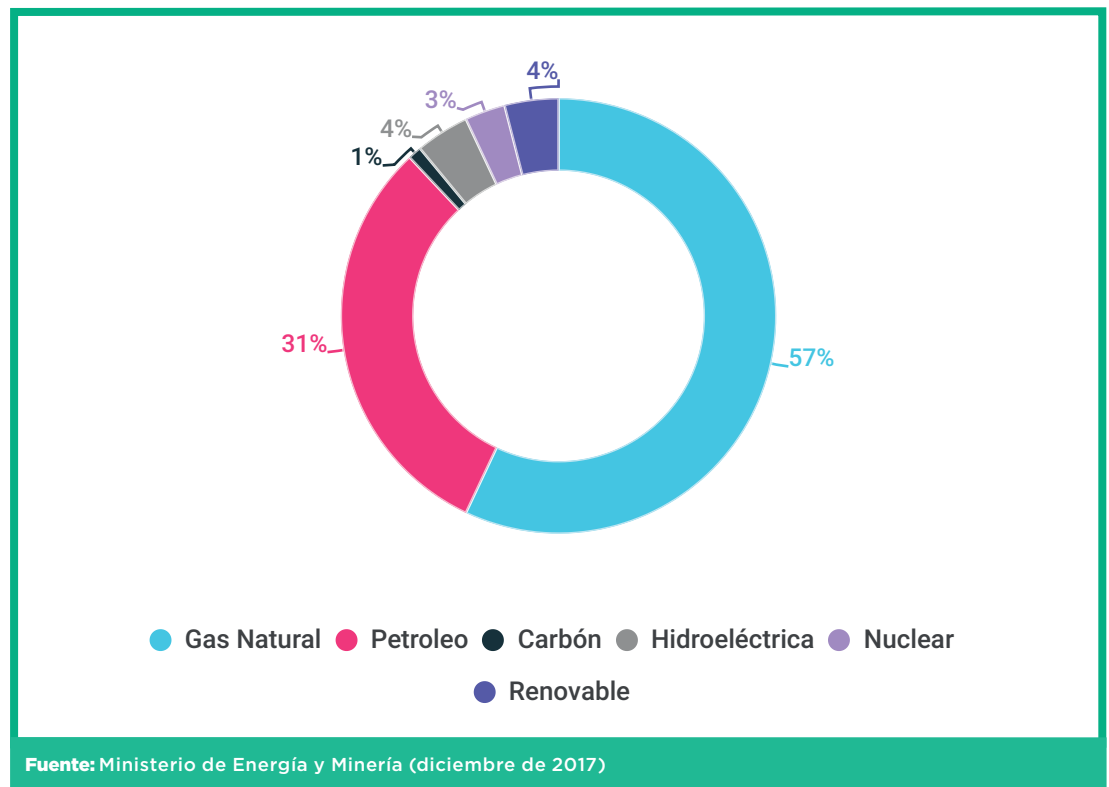
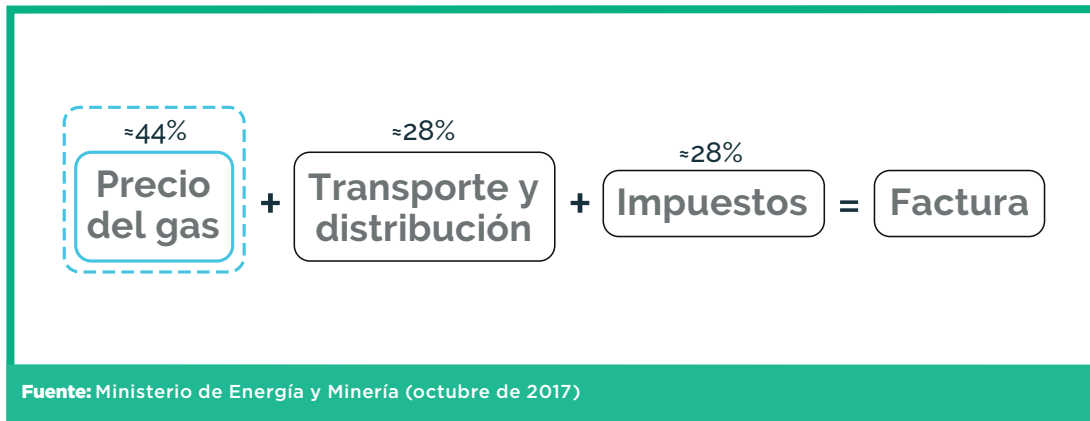


Diagrama 1.
Composición de la tarifa de gas (2017)



La Autoridad de Aplicación continuó con la política de precios iniciada en el año 2013 por la administración anterior mediante los planes de estímulo a la producción, pero decidiendo el traslado de estos precios a toda la demanda en forma gradual. Estas políticas se basaron en pagar precios por encima de los vigentes para toda producción convencional proveniente de nuevas inversiones en yacimientos maduros, a la que se dio en llamar producción de “gas nuevo”, y para la producción de gas no convencional (*shale* y *tight gas* en Vaca Muerta y en la Cuenca Austral).

Por otro lado, desde el punto de vista del impacto de los nuevos precios en la demanda, es importante destacar que no es lo mismo procurar el mínimo costo para el usuario que brindar un sendero, una gradualidad, para determinados clientes como propuso el Ministerio de Energía en 2016 ante la decisión de la Corte Suprema en el caso CEPIS (Corte Suprema de Justicia, 18 de agosto de 2016). Esto último es solamente una reasignación de costos entre los consumidores y los contribuyentes.

Sin embargo, el panorama regulatorio ha cambiado sustancialmente en los últimos meses. A partir del cambio de Ministro de Energía en junio de 2018 y el traspaso de la Autoridad de Aplicación al Ministerio de Hacienda en septiembre de 2018 se han introducido nuevas medidas que tienden a reducir los precios que paga la demanda. La introducción de competencia, mediante los mecanismos de subastas, y los compromisos asumidos por Argentina en la transición a la descarbonización presentan importantes desafíos regulatorios en el cual el gas natural y su política de precios ocupan un papel destacado. Este trabajo analiza la política de precios de gas llevada a cabo el gobierno actual en relación a su impacto en la sostenibilidad y sustentabilidad del sector, y en el objetivo de política de brindar los mínimos costos para los usuarios.

Los planes de estímulo y el precio del gas natural para los productores

El precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) ha estado intervenido desde el año 2002 con el congelamiento y “pesificación” de los contratos locales entre productores y sus principales clientes (distribuidoras, eléctricas e industriales).

El precio en el PIST debería estar desregulado y ser negociado libremente entre las partes ya que, de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y la Ley del Gas 24.076, la producción y comercialización de gas natural no constituye un servicio público debiendo su precio estar determinado a partir de la libre interacción de la oferta y la demanda (Ley 24.076, art. 2 y 83). La introducción de competencia en la producción de gas, por ende, es un mandato que se emana de las leyes del sector.

La tarifa de gas que pagan los usuarios está compuesta por el precio del gas, la tarifa de transporte y distribución y los impuestos¹ (Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017). Así, precio del gas natural en el PIST es un componente primordial de la factura que pagan los usuarios (**Diagrama 1**).

La política original de precios de gas natural de la actual administración ha sido explicada por diferentes informes publicados por el entonces Ministerio de Energía (ver por ejemplo, Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017).

Estos informes permiten entender la lógica que tuvo la Autoridad de Aplicación desde 2016 hasta mitad de 2018 en su política de precios y subsidios. En ellos, el Ministerio de Energía explicó los parámetros considerados

¹ Luego de las Revisiones Tarifarias iniciadas en 2016 para los sectores de distribución y transporte de gas natural, solo el componente del precio PIST se encuentra aún subsidiado. Una situación análoga ocurre en el sector eléctrico a nivel nacional, donde los componentes de transmisión y distribución no tienen más subsidios pero no así el precio mayorista de electricidad, donde el precio del gas tiene un impacto de primera magnitud.

en la definición del precio en el PIST, y fundamentando su decisión en el hecho que el precio en el PIST promedio a determinar debía satisfacer en primer lugar las condiciones de: (i) promover las condiciones para que la oferta recupere el auto-abastecimiento, y (ii) reducir los subsidios a los cuales debe hacer frente el Estado nacional (Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017:18).

Como regulador de facto del precio mayorista de gas para más de un 70% de la demanda, e inclusive luego del fallo CEPIS que reconoció el papel regulatorio de la Autoridad de Aplicación en la política de precios de gas, las premisas planteadas son criticables. Un regulador debería haber velado por: (i) promover las condiciones para que la oferta recupere el auto-abastecimiento y la sostenibilidad del sector, y (ii) garantizar el mínimo costo para el usuario. Esto no es otra cosa que brindar un resultado al cual se llegaría en un mercado en el cual prevalezcan condiciones de competencia.

El nuevo precio de referencia definido por el Ministerio de Energía en 2016 se basó en los valores para el “gas nuevo” vigentes en los Planes Gas instaurados por la administración anterior, considerando que el precio del Gas Natural Licuado (GNL) importado actuaría como precio de mercado del gas en un hipotético libre mercado “equilibrado” (Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017:18).

Planes de estímulo a la oferta y otros subsidios al sector

El GNL se vuelve un componente de primer orden en el mercado de Argentina a partir del año 2008. En ese año, la anterior administración produce dos hechos significativos ante la escasez que se arrastraba desde 2004. En primer lugar se comienza con la importación del GNL y el Estado asume el costo de su importación a través de ENARSA (actualmente Integración Energética Argentina).

En segundo lugar, se empieza con el primer plan de aliento a la producción definido mediante la Resolución SE 24/2008 de Marzo de 2008. El primer “Programa Gas Plus” ofrecía incentivos a los productores para expandir su producción a través de mayores precios, sustancialmente más altos que los vigentes a ese momento: se ubicaban en una banda de entre US\$ 4 y US\$ 5 MMBTU.

Si bien este plan no tuvo mayor impacto (Barril y Navajas, 2015), la importación de GNL y los planes de estímulo se unirán en forma conceptual en 2013, meses después de la nacionalización de la mayoría accionaria de YPF mediante el Plan Gas I (Resolución 1/2013 de Enero de 2013 con vigencia hasta 2017), Plan Gas II (Resolución 601/2013 de

noviembre de 2013 vigente por 5 años hasta 2018), y el Plan Gas III (Resolución 74/2016 de Mayo de 2016) fundamentalmente para gas no convencional².

Se pueden pensar los Planes Gas como una política activa por parte del gobierno nacional para evitar la importación de GNL y desarrollar la oferta de gas al proveerle a los productores precios para la nueva producción sustancialmente mayores a los vigentes a la fecha, en un contexto de congelamiento tarifario y un intervencionismo explícito en la formación de precios. Los planes I y II brindaban un precio de estímulo por el “gas nuevo” de alrededor de US\$ 7,5 MM BTU, que a la fecha de sus implementaciones en 2013, era aproximadamente un 50% del precio del GNL importado por ENARSA y un 200% mayor al precio promedio del “gas viejo”³.

Los planes originales contemplaban compensaciones o penalidades por no cumplir con el compromiso de las inyecciones adicionales sobre una producción base. Esta penalidad venía dada por la diferencia entre el precio del GNL y el valor referencial de US\$ 7,5 MMBTU⁴. Es decir, el costo del GNL representaba un costo propio para las empresas sólo en caso de no cumplir con la producción nueva comprometida –algo similar a una condición de *deliver or pay* de un contrato de gas. Sin embargo, en la medida que las empresas cumplieron con los volúmenes comprometidos y no hubo aplicación de penalidades registradas, el único que se hizo cargo del precio del GNL han sido los contribuyentes (vía la importación directa por parte de ENARSA).

Finalmente se debe mencionar el plan exclusivo para gas no convencional de Vaca Muerta (Resolución 46/2017)⁵. El programa garantizaba a los productores una remuneración a su producción a un precio de US\$ 7,5 por MM de BTU que se reduce anualmente en US\$ 0,50 por MMBTU hasta llegar a US\$ 6 por MMBTU en 2021.

En esencia, la nueva administración adoptó la misma lógica de remuneración de precios de los planes gas instaurados por la administración

2 Recién cuando el estado fue “socio” en la producción de gas en YPF a fin de 2012, se implementaron en forma efectiva mayores precios para las empresas. La debilidad institucional es una de las cartas lábiles de la política energética de los últimos años.

3 Se denominaba “producción base ajustada” al volumen de producción de gas que tenía cada empresa en 2012 –el año anterior a la creación de los programas–, ajustada mensualmente por curva de declino de cada empresa. Se denominaba “producción incremental” al volumen de producción que en cada período superara la “producción base ajustada”. Durante su vigencia, el programa garantizaba a los productores una remuneración a su producción, estableciendo que la “producción base” sería remunerada con el mismo precio por millón de BTU que en 2012 (US\$2,49 por millón de BTU), mientras que la producción incremental se remuneraría a US\$7,33 (US\$ 7,5 en el Plan Gas III) por millón de BTU (Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017). El precio promedio del GNL importado fue de aproximadamente de US\$ 16 MM BTU entre 2012 y 2013.

4 “El compromiso de la empresa de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto, proponiendo metodologías de compensación (que podrán incluir, entre otros posibles, la importación del GNL o el pago al Estado Nacional de la diferencia entre el Precio de Importación del GNL previo al momento en que se registró el faltante y el Precio de la Inyección Excedente)” (Resolución 1/2013).

5 El plan se extendió también a otros reservorios no convencionales de la Cuenca Austral mediante la Resolución 447/2017.

anterior, pero decidiendo su traslado a toda la demanda en forma gradual. Se estableció así un sendero para que los consumidores absorban estos precios. Originalmente, estaba previsto el traslado total de estos precios a los consumidores en 2019 (Ministerio de Energía y Minería, septiembre de 2016: 23).

Para llevar a cabo esta decisión, se consideró que el precio del GNL importado actuaría como precio de mercado del gas en un hipotético libre mercado equilibrado (Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, febrero de 2017; Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017), a pesar nunca en la historia del mercado de gas previa a la intervención se definieron precios con esta lógica.

En este sentido, todo análisis contrafáctico que suponga un precio de equilibrio debería haber adoptado un análisis estructural de la oferta y la demanda, y sus posibles comportamientos ante este nuevo precio hipotético⁶. Sin embargo, las autoridades no brindaron un sustento riguroso de las decisiones de precios y cantidades definidas en el plan. De hecho, la Resolución 46/2017 generó impactos de consideración que afectaron al propio mercado del gas y las cuentas fiscales.

A pesar de que comprometía recursos fiscales, la Resolución 46/2017 no contempló metas máximas de producción ni penalidades. La única condición fue alcanzar un nivel de producción mínimo⁷. Sin embargo, lo que se observó en la práctica es que las empresas beneficiarias de esta resolución sobrecumplieron las proyecciones originales generando por un lado distorsiones de corto plazo en la propia competencia en el sector. Esto se debe a que por toda producción adicional contemplada en ese plan, reciben un subsidio sobre el precio de venta que las ubica en ventaja sobre aquellas empresas que no están en el plan⁸. Este subsidio, inclusive, ha sido independiente de la estacionalidad de la demanda (se aplica en verano cuando no hay importaciones de GNL) asumiendo un marco de escasez constante a lo largo del tiempo.

Por otro lado, la sobreproducción ha generado un problema fiscal en el cual el Estado no tiene ningún control sobre los recursos

que se destinan a este plan. Esta decisión del ex Ministerio de Energía en 2017 en forma no coordinada con el Ministerio de Energía, ha dejado expuesto al Tesoro a incurrir en un déficit creciente en un contexto de severa restricción fiscal, o a enfrentarse a juicios con los propios productores por no cumplir con la norma pactada.

Los diferentes Planes Gas (incluyendo la Resolución 46/2017) acumulan, desde 2014 hasta la fecha, erogaciones por parte del Tesoro a las empresas de más de US\$ 7.500 millones de dólares. Estos subsidios a la producción forman parte de un conjunto de subsidios en el sector de energía que empiezan en el año 2005 luego que se evidenciaran los primeros síntomas de escasez en la producción de gas.

Los fondos destinados a CAMMESA, ENARSA y los Planes Gas han representado en los últimos años más del 90% del total de los subsidios al sector (**Gráfico 2**).

El subsidio a ENARSA consiste en la transferencia de recursos a esta empresa fundamentalmente para la importación del gas importado de Bolivia y Chile, y de los cargamentos de GNL. Se espera que en la medida que los planes de estímulo a la producción continúen con el sendero actual, este subsidio tienda a disminuir.⁹

Por su parte, las transferencias a CAMMESA para garantizar la producción de energía eléctrica representan un 65% del total de los subsidios. El análisis de la política de precios de gas para el sector eléctrico permite entender el carácter contradictorio que ha tenido en su origen la política de precios de gas a ser pagado por la demanda, y la resultante política de subsidios.

El precio del gas natural y el impacto en el sector eléctrico

Si bien el gobierno ha intentado bajar los montos de subsidios destinados al sector disminuyendo los costos de importación de los combustibles líquidos y fomentando su remplazo por el gas natural, el precio de compra de CAMMESA del gas natural de US\$ 5,20 MM BTU definido en 2016 ha sido un fuerte impedimento para ese fin¹⁰. Es decir, al haber definido un precio alto a pagar por CAMMESA, superior a los que pagaban otros segmentos de la demanda de gas natural, los subsidios requeridos han sido también altos¹¹.

El costo del gas natural es un componen-

6 Es llamativa la divergencia en el análisis realizado por el Ministerio de Energía en 2016 con aquel realizado por el propio Ministerio de Hacienda. Este último caracteriza al mercado de hidrocarburos como altamente concentrado, en donde una empresa de mayoría accionaria estatal, YPF, tiene un fuerte poder de mercado, y produce asociada a diversas otras empresas (Ministerio de Hacienda, julio de 2018). Por el contrario, el Ministerio de Energía no hizo ningún análisis de la estructura de la oferta en los fundamentos técnicos que adjunta a las subas del PIST. Esto es relevante ya que en un mercado que no está desregulado en la práctica, el precio de referencia debe estar claramente fundamentado y no influenciado por los intereses particulares de alguna de las partes del mercado. Es decir, el precio de referencia debería reflejar un precio que hubiese sido pactado libremente entre las partes en condiciones de competencia razonable.

7 En el apartado II del anexo a la Resolución 419/2017 se condiciona la adhesión al programa de la Resolución 46/2017 a concesiones que en su plan de inversión alcancen una producción media anual, en cualquier período consecutivo de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 metros cúbicos por día.

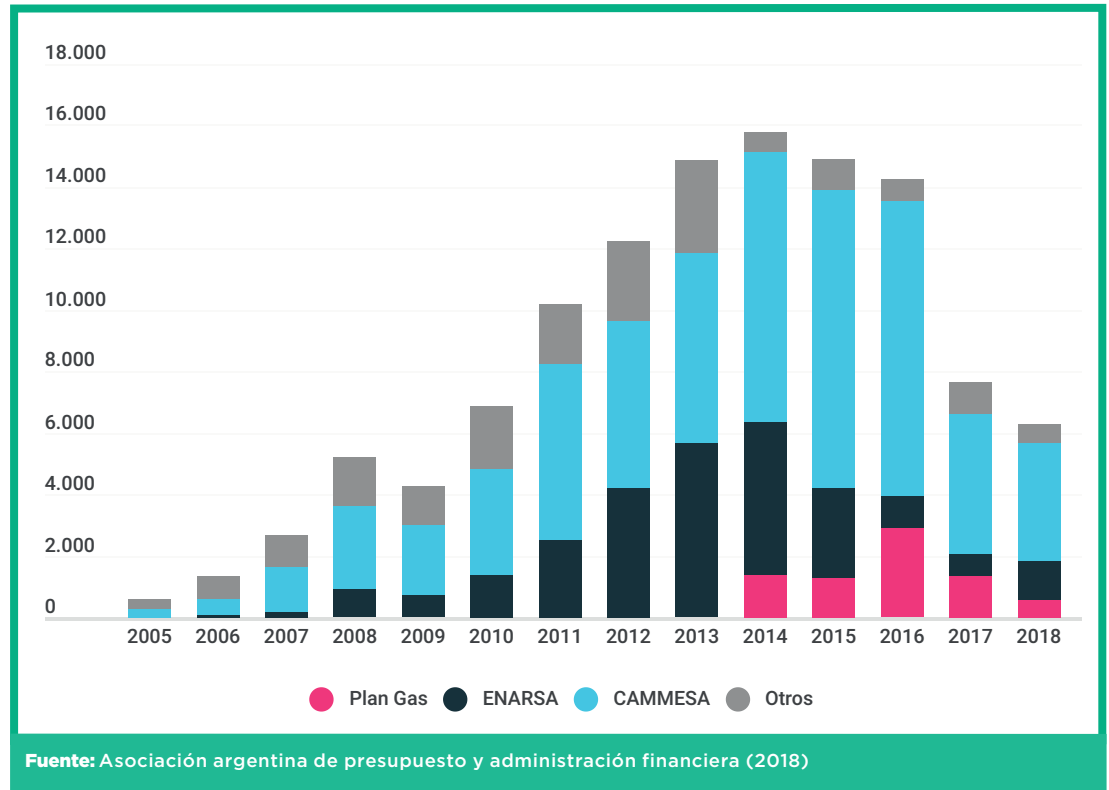
8 Acerca de las ineficiencias generadas en el corto plazo, ver Gilbert y Gonzalez (1 de octubre de 2018).

9 A su vez ENARSA tiene a su cargo la construcción de centrales eléctricas (Ensenada y Brigadier López) y del Gasoducto del Noroeste Argentino (GNEA).

10 La demanda de las centrales eléctricas, comercializadas por CAMMESA, con precio fijado originalmente por Resolución 41/2016 representa más de un 40% de la demanda de gas.

11 Notar también que el subsidio a CAMMESA incluye también los recursos para la compra de Fuel Oil y Gas Oil nacional e importado requerido para la generación eléctrica.

Gráfico 2.
Subsidios al sector energético en millones de dólares (2005-2018)



te primordial en la definición de los costos de la electricidad. Cuanto mayor es el precio del primero, mayor es el costo y el precio final de la segunda¹². En 2017, por ejemplo, más del 80% de los combustibles consumidos por las centrales térmicas del mercado mayorista correspondió al gas natural.

De ahí la importancia de la política de disminución del precio de adquisición de CAMMESA que se materializó mediante la baja de US\$ 5,20 MMBTU a US\$ 4,20 MMBTU a partir de junio de 2018¹³. Más recientemente, en septiembre de 2018, el precio siguió bajando a través de la medida tomada por Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) mediante la cual CAMMESA llamó a subastas de precios para la compra gas natural interrumpible de hasta

25MMm3 /día¹⁴.

De hecho, CAMMESA realizó una estimación de los ahorros en el costo de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en su Programación Estacional provisoria para el período noviembre de 2018 a abril 2019. El costo baja en un 2,5% a partir de la reducción del precio del gas que compraba CAMMESA de US\$ 4,16 en julio 2018 (Res. 46/2018) a US\$ 3,84 (luego de la licitación de septiembre 2018 del MEGSA)¹⁵.

Los costos de abastecimiento del MEM se ven reflejados en el precio monómico de la electricidad. El porcentaje del subsidio (medido por la razón entre la parte del precio monómico no cubierto por el precio estacional que es trasladado a la demanda, y el propio precio monómico) se redujo de un 85% a un 44% entre 2015 y 2018. Es decir, a noviembre de 2018 la tarifa cubre un 56% de los costos de producción del MEM.

La mayor disponibilidad de gas y las políticas tendientes a la reducción de su precio son claves para la reducción de los costos de abastecimiento del MEM. Sin embargo, a noviem-

12 Las generadoras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son remuneradas hasta un precio spot máximo reconocido de \$240 MW/h (aumentado a \$ 480 MW/h en Noviembre de 2018), y las diferencias registradas en la subcuenta de "sobrecostos transitorios de despacho" (STD). A partir de la evolución de los precios del combustible y con el esquema remuneratorio de la generación (Resolución19/201717) todas las máquinas del MEM, aún las más eficientes, tienen costos superiores al precio spot máximo de 240\$/MWh (vigente hasta noviembre de 2018). Todo reconocimiento por encima de los 240 \$/MWh es acumulado para el cálculo del precio STD (CAMMESA, septiembre de 2017).

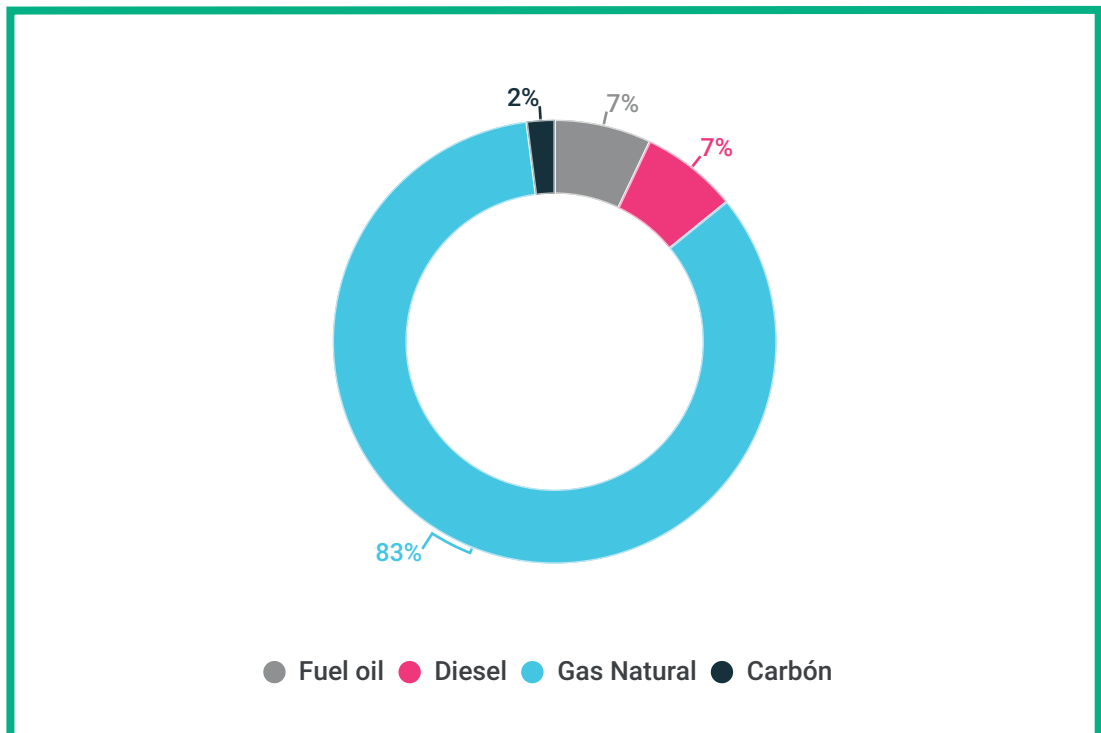
13 Considerando que el sistema eléctrico consumió un promedio de 47 MMm3 /día en 2017, la disminución de cada dólar en el precio pagado a los productores implica que el estado se ahorra por la baja del precio de US\$ 5,20 a 3,84 MMBTU en septiembre de 2018 en forma directa en transferencias evitadas a los productores alrededor de \$30.000 millones anuales (considerando un tipo de cambio de \$38 por cada 1 US\$), respecto a la situación previa a Julio de 2018. La disminución del precio de compra de CAMMESA tiene por otro lado un efecto fiscal negativo ya que el Estado tiene que hacerse cargo de la diferencia del nuevo precio promedio y los US\$ 7,50 reconocidos al gas comprendido en la Resolución 46/2017 para el gas no convencional. No se encuentran disponibles en forma oficial los montos asignados en esta norma para realizar este cálculo.

14 En la subasta para provisión interrumpible con período hasta el 31 de diciembre de 2018 (Circular MEGSA 254/18 del 24 de agosto) se lograron ofertas por más de 140 millones de m3 a un precio promedio entre cuencas de US\$ 3,84, un 8% menos que el precio definido por la Resolución 46/2018, y un 25% respecto al vigente por más de dos años. El último precio promedio disponible en noviembre de 2018 para el sector eléctrico ha sido de US\$ 3,46. Ver <https://apps.se.gob.ar/viz/pgas.php>. En diciembre de 2018 se realizó otra subasta por volúmenes interrumpibles que propició disminuciones mayores de precios.

15 El costo de abastecimiento pasa de \$2818 MWh a \$2748,74Mwh para el trimestre noviembre 18-enero 2019 (CAMMESA, octubre de 2018).

Gráfico 3.

Composición del consumo de combustibles en centrales térmicas del mercado eléctrico mayorista (2017)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de operaciones de CAMMESA (2017)

Gráfico 4.

Precio monómico y estacional de la electricidad en el mercado eléctrico mayorista, en USD/MWh (2002-2018)



Fuente: CAMMESA (noviembre de 2018)

bre de 2018, más de un 30% de los costos de su abastecimiento corresponde a los sobrecostos de contratos¹⁶. Estos costos son más inflexibles a la baja ya que corresponden a compromisos de largo plazo de tipo PPA asumidos en dólares en estos últimos años (Bondorevsky, 2017). Actualmente, estos sobre costos de contratos representan más de un 30% del costo del suministro del MEM (AGUEERA, 2019).

La política de precios del gas natural para el resto de los consumidores

Para el resto de la demanda de gas, la Autoridad de Aplicación también estableció en 2016 la forma en que se pagaban los precios a los productores (el promedio entre “gas nuevo” y “gas viejo”), y el nivel de subsidio necesario para cubrir los costos no remunerados vía tarifas. Esta política, sin embargo, ha sufrido varias marchas y contramarchas.

A partir de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en 2016, con el comienzo de la normalización de las tarifas reguladas de transporte y distribución, el Gobierno fijó precios de referencia para distintas categorías de usuarios. La definición de la política respecto al precio en el PIST a pagar por los distintos consumidores se cristaliza mediante la Resolución 28/2016 de marzo de 2016, que fijó los aumentos del gas natural por redes de entre un 175% y un 450% para usuarios residenciales, comerciales y del GNC (Resolución 34/2016) con vigencia a partir del 1 de abril de 2016. En un informe del Ministerio de Energía de septiembre de 2016 queda clara la decisión que había tomado la Autoridad de Aplicación de llevar el precio que pagaban todos los consumidores a la paridad de importación del GNL (neta de costos de transporte), considerada en US\$ 6,78 MMBTU en octubre de 2019¹⁷.

La Corte Suprema, sin embargo, a través del fallo CEPIS (Corte Suprema de Justicia, 18 de agosto de 2016) definió el carácter “regulado” del precio para los usuarios residenciales reconociendo la directa intervención del gobierno en su fijación y obligando a la realización de audiencias públicas previo a su definición por parte de la Autoridad de Aplicación. A partir de este fallo, las categorías de residenciales y usuarios del servicio particular (P1, P2 y ciertos P3), fueron excluidas de los aumentos y se les incorporó un sendero

de gradual quita de subsidios, definidos en la Resolución 212/2016 de octubre de 2016, que abarcó también al GNC y al gas propano distribuido por redes.

Los valores del PIST para las diferentes categorías de usuarios (excluyendo el sector eléctrico) se establecieron en 2016 de la siguiente forma:

1. Usuarios “con sendero”

a. Categoría de usuarios residenciales y particulares (sin *unbundling*). Representan aproximadamente un 19% de la demanda.

b. Usuarios GNC que hasta mayo de 2017 contrataban a través de las distribuidoras. Luego de esa fecha lo pueden hacer de manera directa a productores por la Resolución 80/2017. Representan un 5% de la demanda de gas.

2. Grandes consumidores industriales con *unbundling* (físico y comercial) que compraban el gas directamente a los productores y comercializadores a un precio acordado entre las partes. Estos usuarios representan un 26% de la demanda de gas.

3. Finalmente, el resto de la demanda, compuesto por un 4% a usuarios comerciales y otro 4% de usuarios con Tarifa Social.

Se advierte que el gobierno, por medio de diferentes resoluciones y con un hipotético poder de monopsonio, definió en forma directa en estos últimos años el precio del gas de más del 70% de la demanda (incluido el sector eléctrico). Esto muestra el rol protagónico del Estado como “comercializador” privilegiado de la demanda en este “triángulo” compuesto también por las empresas y los consumidores¹⁸.

En noviembre de 2017 las distribuidoras y los productores a instancias del Ministerio de Energía, firmaron las “Bases y Condiciones” para la contractualización de la comercialización del gas en base a un precio máximo definido en el sendero con aplicación a partir de enero de 2018¹⁹.

Producto de la devaluación de la moneda, este sendero fue discontinuado y los precios de las distintas categorías de usuarios se unificaron en el último traslado a tarifas aprobado por el ENARGAS en octubre de 2018.²⁰

¹⁸ Hay que notar que tanto el precio promedio del gas natural que compraban las distribuidoras desde el escalón de Abril de 2018 de US\$ 4,68 MM BTU, como el de CAMMESA de abril de 2016 a Julio 2018 de US\$ 5,2 MM BTU, han sido de hecho más altos que el pagado por los grandes usuarios con *unbundling* en promedio de 4,17 MM BTU desde 2016. Es decir, se observa que en la plena vigencia del “sendero” los grandes usuarios, y posteriormente los usuarios de GNC, al prescindir de la compra de gas de las distribuidoras pudieron mejorar los precios establecidos por el Estado, fundamentalmente para los meses de verano (Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2016; febrero de 2017; octubre de 2017).

¹⁹ Ver “Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas a las distribuidoras de gas por redes” del 29 de noviembre de 2017. A partir de esa fecha las distribuidoras tienen la obligación de adquirir el gas sólo para abastecer a los clientes residenciales y ciertos comercios o PyME. La demanda considerada no prioritaria: PyME con altos consumos, industrias, centrales térmicas, eléctricas deben adquirir el gas manera directa con productores y/o comercializadores.

²⁰ El precio resultante se ubicó en \$ 5,5 por m3 de gas (duplicando el precio en pesos para un R1 por ejemplo), equivalente a US\$ 3,9 MMBTU (para zona Metrogas por ejemplo) (Resolución 286/2018)

¹⁶ A noviembre de 2018, \$734 MW/h del total del precio monómico de \$2444 MW/h corresponden a Sobrecostos transitorios de contratos (CAMMESA, noviembre de 2018).

¹⁷ La propuesta implicaba aumentos del precio en el PIST para usuarios residenciales, por ejemplo, de entre un 175% y un 450% mediante los cuales éste pasaba de valores de US\$ 0,52 MMBTU a US\$ 2,86 MMBTU para usuarios de bajos consumos y de US\$ 2,55 MM BTU a y US\$ 7 MM BTU para usuarios de altos consumos (Ministerio de Energía y Minería, septiembre de 2016:23).

Impactos de la devaluación en el precio del gas natural y la institucionalidad del sector

Con precios contractuales referenciados a los del sendero, a partir de la reciente devaluación del peso, se presentó un nuevo problema regulatorio. Desde su desregulación en el año 1992, los precios mayoristas de gas se fijan en dólares en los respectivos contratos entre los productores y sus clientes y son trasladados a las tarifas con la aprobación del ENARGAS. A fin de cada mes, al momento de la facturación por parte de los productores a las distribuidoras, los valores se expresan en moneda local.

La fijación del precio en dólares en los contratos entre los productores y las distribuidoras de noviembre de 2017, sin embargo, se aplicó sin cláusulas que contengan al precio del gas en pesos que pagan los consumidores en caso de una devaluación. El referido traslado a tarifas de los precios de gas natural en el PIST de octubre de 2018 da cuenta de esta situación.

Nuevamente en la historia del sector, el Estado a fin de 2017 propició contratos que son de difícil cumplimiento ante situaciones macroeconómicas que están fuera del control de los privados como una devaluación del tipo de cambio²¹. En un país y en un sector con una historia reciente de rompimientos de contratos, la Autoridad de Aplicación no debía dejar expuestos a los consumidores con precios (altos) en dólares definidos hasta 2021²².

La fragmentación en la toma de decisiones de la política sectorial en ese momento con un Ministerio de Energía con objetivos particulares, y no coordinado con un Ministerio de Hacienda que pueda analizar el contexto macroeconómico y el conjunto de políticas sectoriales se manifiesta nuevamente como una debilidad de coordinación institucional.

En su momento, la salida de la convertibilidad en 2001 mostró a las claras las dificultades de atar el precio del gas a la divisa norteamericana ante un episodio devaluatorio. En este sentido, la pesificación y congelamiento adoptada en 2002 es el ejemplo contrario a lo que debía hacerse ya que se atrasó artificialmente el precio de la energía, mientras los demás bienes de la economía luego de una mega devaluación de la moneda local, tuvieron una variabilidad que estuvo influenciada no solo por la evolución del tipo de cambio sino también por los

índices de inflación locales -como los índices de precios mayoristas y de variación salarial- que efectivamente afectan los costos de producción y la rentabilidad de las empresas que producen localmente.

Dado que los precios del gas natural están liberados, no es posible aplicar un índice que refleje los costos de producir gas en Argentina y trasladarlo a la demanda. Además, su potencial aplicación podría implicar una nueva intervención en la formación de precios por parte del Estado en una regulación de tipo "cost plus"²³.

A diferencia de la producción petrolera, que es altamente transable, la producción de gas natural es muy sensible a las condiciones y capacidad de pago de la demanda doméstica. Los usuarios de las distribuidoras, tienen esencialmente ingresos en moneda local. Los resultados de la subasta de febrero de 2019 para el sector de distribución que fija el precio estacional para este invierno, han presentado nuevamente el desafío regulatorio de cómo afrontar el riesgo cambiario que implica producir y comercializar gas en Argentina.

Si bien el resultado de la subasta arrojó un precio promedio entre cuencas de US\$ 4,62 MMBTU, el aumento del tipo de cambio entre este invierno y el pasado (mayor a un 100%) impacta en el precio del gas a la hora de su pesificación. Se suma a esto la aplicación del índice de precios mayoristas para los segmento de transporte y distribución (alrededor de un 50% acumulado) lo cual implicaría subas mayores al 70% en la tarifa final de los usuarios de las distribuidoras respecto al invierno pasado.²⁴ La Secretaría de Energía, sin embargo, decidió mitigar este aumento mediante dos medidas. Por un lado "aplanando" la factura que pagan los usuarios en los meses de mayor consumo, cobrando el aumento en tres cuotas y haciéndose cargo el Tesoro de las diferencias hasta el próximo período estacional. Por otro lado, brindando a los consumidores garantías de que la potencial devaluación en el propio período estacional no represente un mayor riesgo para ellos. En este sentido, lo definido por la Resolución del ENARGAS 72/19 que establece la metodología de traslado a tarifas del precio que pesifica por seis meses el precio de los contratos celebrados en dólares, resulta razonable atento al impacto que potenciales devaluaciones puedan tener en los consumidores²⁵.

21 De hecho, con la devaluación incesante de la divisa en el último tiempo, las distribuidoras, como agentes de compra de sus clientes prioritarios, acumularon una deuda en el tiempo con los productores, llamadas Diferencias Diarias Acumuladas (DDA). Recientemente, la Secretaría de Energía decidió que el Estado se haga cargo de esta deuda luego de una contramarcha, ya que había decidido previamente el traslado de la misma a los consumidores (Resolución 41/2018).

22 El desbalance de cuenta corriente al momento de la firma de los contratos permitía contemplar los riesgos evidentes debido a la apreciación del peso respecto al dólar. En el tercer trimestre de 2017 había un déficit de cuenta corriente de US\$ 8683 millones (Indec, diciembre de 2017).

23 La asimetría de información por parte del regulador y la falta de incentivos a minimizar costos por parte de las empresas, son otros motivos técnicos que harían desaconsejable esta opción.

24 Se estima que un 10-15% del precio ofertado está compuesto por los cargos de los seguros de cobertura por variaciones del tipo de cambio contratados por los productores (Wood Mackenzie, febrero de 2019).

25 De acuerdo al artículo 8 del Decreto 1053/2018, se determinó que a partir del 1º de abril de 2019 los productores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

La transición hacia la descarbonización y el rol del gas natural

Las políticas energéticas en el mundo desarrollado han introducido un nuevo objetivo en los últimos años. Además de los referidos de garantizar la seguridad de abastecimiento y el de minimizar el costo de provisión a los consumidores, se ha sumado un tercero que es el de descarbonizar la producción de electricidad²⁶.

Argentina también se ha comprometido con este objetivo firmando el Acuerdo de París de cambio climático por el cual para 2020, un 25% de la capacidad de generación deberá provenir de fuentes renovables (actualmente son un 4%). De hecho la ley 27.191 explicita en su artículo 8 este compromiso al cual se arriba en forma gradual.

La experiencia internacional indica que el desarrollo de las energías renovables y la descarbonización tienen costos altos. Los ejemplos de Alemania y España muestran que los precios garantizados a los productores solares y eólicos, superiores a los de mercado, en un contexto de baja de costos de estas tecnologías²⁷ han encarecido sustancialmente los precios que pagan los usuarios, debiendo dar marcha atrás con las políticas originalmente adoptadas²⁸.

La política de precios de gas puede cumplir un rol relevante en la transición hacia un sistema de energía más limpio posibilitando por un lado el desarrollo de los importantes recursos convencionales y no convencionales con que cuenta Argentina, y por el otro que los consumidores no asuman los altos costos actuales del desarrollo de la generación basada en recursos renovables.

A su vez, la implementación de la Ley 27.424 de generación distribuida sancionada en diciembre de 2017, y reglamentada recientemente, también es un paso importante en esta transición. Esto puede fomentar la potencial comercialización minorista de la electricidad, y mediante el manejo inteligente de la demanda, evitar la generación excesiva en las horas pico.

El caso de México muestra que la competencia cabeza a cabeza entre las fuentes renovables y el gas natural barato (en este caso importado de Estados Unidos) redundó en beneficios para los consumidores (Viscidi, mayo de 2018). Los productores de gas enfrentan cada día más la competencia de las fuentes renovables, tanto a gran escala como en generación distribuida. Simétricamente, la generación renovable enfrenta un serio competidor en los productores de gas en la medida que estos sean cada vez más eficientes.

Argentina no puede prescindir de ninguno de estos dos tipos de energía. La política energética actual debe promover un mercado gas natural competitivo, brindando reglas claras a las empresas en un contexto macroeconómico complejo, fomentando la competencia mediante la comercialización minorista de energía y la adopción de mecanismos regulatorios e instrumentos tecnológicos aplicados a escala mundial como la generación distribuida.

Conclusiones y reflexiones finales

Las políticas energéticas llevadas a cabo en los países desarrollados tienen tres objetivos:

- Brindar sostenibilidad a la oferta o garantizar el autoabastecimiento.
- Promover el mínimo costo para los consumidores.
- Tender hacia un sistema energético limpio (en transición a la descarbonización).

Estos objetivos están también claramente normados en las leyes del sector en la Argentina. Las leyes de electricidad (24.065) y gas (24.076), es sus artículos 40 y 38 respectivamente, se refieren a tarifas que aseguren el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento. Por su parte, la Ley 27.191 explicita el compromiso de “descarbonizar” la producción de electricidad al cual se arriba en forma gradual: en 2025 un 25% de la capacidad de generación deberá provenir de fuentes renovables (actualmente son un 4%).

La búsqueda de estos objetivos debería ser simultánea pero no necesariamente coincidente en el tiempo. Una buena política podrá coyunturalmente privilegiar uno de estos tres, pero debe tener un plan consistente que trace una guía para alcanzar los otros dos también a lo largo del tiempo.

La Argentina viene de una experiencia entre 2002 y 2015 en la cual no se cumplió ninguno de estos tres objetivos. Por ejemplo, el casi congelamiento tarifario generó una fuerte restricción de la inversión en la producción de gas natural (combustible que compone un 57% de la matriz energética). Como consecuencia la sostenibilidad de la oferta se vio seriamente afectada, y el sistema tuvo la necesidad de importar combustibles líquidos altamente contaminantes, lo que afectó el medio ambiente. Tampoco en ese período se cumplió el objetivo de garantizar el mínimo costo a los consumidores ya que éstos nunca pagaron el costo real, y el mismo fue cubierto por el “velo de los subsidios”.

El cambio de paradigma energético luego de 15 años de tarifas congeladas ha significado un proceso arduo y difícil de transitar. Una vez corrido el “velo de los subsidios”, el consu-

26. Un ejemplo es el caso de Gran Bretaña y su reforma de 2010 (Department of Energy and Climate Change, noviembre de 2012).

27. Por ejemplo en Gran Bretaña el costo de instalación de paneles solares en el hogar era de 12.000 pounds en 2010 a 5.000 en 2018 (Lempriere, julio de 2018).

28. Estos dos países tuvieron que cambiar de una política de “feed in tariff” a una de “feed in premium”, mediante la cual los productores ya no reciben un precio garantizado independiente y por encima del precio spot (“feed in tariff”), sino un premio (por provisión de capacidad) sobre el precio spot (Hansen y Percebois, 2017).

midor se enfrentó con el costo real de la energía. El “gradualismo” instaurado por la nueva administración intentó que los consumidores no asuman en forma drástica uno de los costos más altos del mundo.

En 2015, luego de más de una década de congelamiento tarifario, los costos de generación del sistema eléctrico, donde el precio del gas natural tiene un impacto de primera magnitud, era el más elevado respecto a sus pares regionales y a otras economías desarrolladas. Por ejemplo, mientras los costos de generación por MWh eran en Argentina de US\$ 71, en Brasil eran de US\$ 45 y en México de US\$ 40. En economías desarrolladas, como USA o Alemania, el mismo costo era de US\$ 30 y US\$ 37, respectivamente (Macroconsulting, 2017; EIA y Epexspot).²⁹

El alto costo del sistema, entre 50% mayor a los países vecinos y 100% a los de sistemas maduros, ha sido producto de más de una década de intervencionismo, expropiaciones de facto regulatorias y más recientemente de “políticas de oferta” enfocadas en garantizar un flujo de fondos de largo plazo a las empresas en función de estimular la inversión en el sector.

Las nuevas autoridades, sin embargo, no han planteado un plan consistente que explique cómo se lograrán los tres objetivos de toda política energética. El foco fue puesto en “asegurar la sostenibilidad de la oferta y reducir los subsidios”. Sin embargo, nunca se explicó cómo se iba a lograr el mínimo costo para los consumidores, considerando que el sistema tiene uno de los costos más altos del mundo.

A su vez, la fragmentación en la toma de decisiones de la política sectorial con un Ministerio de Energía con objetivos particulares y no coordinado con un Ministerio de Hacienda que puede analizar el contexto macroeconómico y el conjunto de políticas sectoriales se manifiesta como una debilidad de coordinación institucional.

Medidas como las analizadas en este trabajo (Resolución 46/2017), o contratos firmados en el sector eléctrico como los PPA para renovables (Planes Renovar) y en el sector de generación térmica (Bondorevsky, 2017), o mega proyectos hidroeléctricos y nucleares financiados mediante convenios bilaterales con estados extranjeros, han sido medidas onerosas que no contribuyeron a bajar los costos del sistema.

Los aumentos de precios definidos desde 2016 para los distintos eslabones de la cadena energética no garantizan volver a un sistema exitoso. El riesgo de replicar un modelo centralizado e intervenido, probablemente sin la escasez que propició la importación de GNL desde 2008, pero con altos precios para los consumidores, es manifiesto. En 2017, el precio promedio que recibían los productores de gas en Argentina (incluyendo las transferencias del estado por los planes gas y la Resolución 46/2017) estaba por encima del promedio mun-

dial (International Gas Union, 2018: 18)³⁰. A su vez, los costos de provisión mayorista de la electricidad no han bajado en estos últimos tres años.

Las leyes del Gas y de la Electricidad, si bien perfectibles, han sido modelos en la regulación mundial permitiendo que Argentina se convierta en un caso exitoso en el cual el precio de la energía tendió a bajar durante los años noventa, y el país se convirtió en un exportador neto de recursos energéticos con inversiones significativas en los distintos segmentos de la cadena.

Mientras la política energética local sufrió un retroceso desde el año 2002, la tecnología a nivel mundial ha cambiado significativamente desde aquellos años. La política energética actual debe volver al espíritu de las leyes del sector y promover la competencia en los mercados, brindando reglas claras a las empresas en un contexto macroeconómico complejo.

Con las subvenciones a la oferta para la nueva producción de gas natural y más recientemente para el gas no convencional, la industria ha mostrado desarrollos de productividad que, de acuerdo a la propia Secretaría de Energía, la ubican a niveles mundialmente competitivos³¹.

En este aspecto, la “política industrial” activa de desarrollo de Vaca Muerta ha cosechado logros cuantitativos y cualitativos considerables y se espera que el dinamismo del sector permita volver nuevamente a un sistema netamente exportador, especialmente en relación a la producción de petróleo, que ayude a generar las divisas para remover la restricción externa que afecta la economía argentina.

Es importante que a futuro, el consumidor nacional se beneficie en forma sostenible de este salto de productividad. Dado que ingentes recursos de los contribuyentes han sido dirigidos a sostener este desarrollo, el Gobierno debe activar políticas de competencia que estimulen el traslado del salto de eficiencia experimentado por las empresas, a los precios que pagan todos los consumidores locales.

Las medidas tomadas por el Gobierno en estos últimos meses, como la implementación de las subastas mencionadas para el sector eléctrico y para las distribuidoras son medidas de primera magnitud para bajar los costos del sector.

Los mecanismos de subastas tienen la ventaja manifiesta que promueven la competencia y, bien auditadas, evitan comportamientos colusivos o cooperativos por parte de las empresas que podrían ser riesgosas en un mercado concentrado como el de los

30 El precio promedio mundial fue en 2017 de US\$ 3,89 MMBTU. En Argentina el precio promedio (ventas domésticas a US\$ 3,7 a Octubre y subsidio de Planes Gas a US\$ 7,5) recibido por los productores fue estimado en US\$ 4,91 MMBTU (Ministerio de Energía y Minería, octubre de 2017).

31 “La productividad (en Vaca Muerta) se encuentra a un nivel similar al de los mejores plays de shale de Estados Unidos (...). El break-even en los líquidos se alcanza entre los 40 y los 50 USD/bbl, y el del gas natural por debajo de los 3,5 USD/MMBTU, ambos muy por debajo de los precios actuales de mercado” (Iguacel, agosto de 2018).

hidrocarburos en Argentina. Centralizar la competencia por medio de subastas es un paso significativo para brindar mayor transparencia al proceso, posibilitar una eficiente asignación de recursos y terminar con la intervención del precio mayorista del gas.

Si bien el resultado de las subastas recientes arrojó un precio promedio de US\$ 4,62 MMBTU -que es muy similar al definido en forma administrada para el invierno pasado-, la aplicación sostenida de este mecanismo es apropiada para fomentar la competencia (incluida la potencial de la producción de Bolivia en la cuenca del noroeste) y reducir los precios a pagar por la demanda. Sin embargo, la presente inestabilidad cambiaria, el alto riesgo país y los consiguientes altos costos del capital son obstáculos macroeconómicos que atentan contra el potencial éxito de este mecanismo.

A su vez, el gas natural, que es el combustible fósil más limpio, tiene un papel importante que cumplir en la transición energética comprometida por Argentina en el Acuerdo de París. Las importantes reservas de gas de Vaca Muerta pueden cumplir un rol relevante en

la transición hacia un sistema de energía más limpio, ayudando a desplazar el consumo de combustibles más contaminantes y compitiendo con los recursos renovables.

Finalmente, la implementación de la Ley 27.424 de generación distribuida sancionada en diciembre de 2017, y reglamentada recientemente, también es un paso importante en esta transición, ya que mediante el manejo inteligente de la demanda puede evitar la generación costosa, y altamente contaminante, en horas picos, y a su vez fomentar la potencial comercialización minorista de energía.

Asociación argentina de presupuesto y administración financiera e Instituto General Mosconi (diciembre de 2015). Los subsidios energéticos en Argentina. Disponible en <http://web.iae.org.ar/wp-content/uploads/2015/12/LOS-SUBSIDIOS-ENERG--TICOS-EN-ARGENTINA-RESUMEN-EJECUTIVO.pdf>

Asociación argentina de presupuesto y administración financiera (2018). Ejecución presupuestaria APN (marzo 2018 – noviembre 2018). Disponible en: <https://www.asap.org.ar/analisis-fiscal/ejecucion-presupuestaria-apn/1310-ejecucion-apn-2018>

Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina, Informe mensual (Marzo 2019).

Barril, D. y Navajas, F. (2015). Natural Gas Supply Behavior under Interventionism: The Case of Argentina, *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics, 0(4). Disponible en: <https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=2642&id=2642>

Bondorevsky, D. (diciembre de 2017). Repensar la política regulatoria ante el retiro de los subsidios a la electricidad, Documento de Políticas Públicas/Análisis N°195. Buenos Aires: CIPPEC.

Bravo, M. (11 de marzo de 2019). La pelea por las tarifas. Clarín. Disponible en: https://www.clarin.com/politica/escalonaran-pagos-boletas-gas-disminuir-impacto-meses-invierno_o_1SiSx32Eu.html

CAMMESA (2017). Informe anual 2017. Disponible en: <http://www.melectrico.com.ar/web/pdfs/Informe%20Anual%202017.pdf>

CAMMESA (septiembre de 2017). CAMMESA. Precios Mensuales Grandes Usuarios. Disponible en: <http://www.actualizarmiweb.com/sites/agueera-com-ar/publico/files/facturacion.pdf>

CAMMESA (octubre de 2018) Programación Estacional provisoria, noviembre de 2018 - abril 2019. Disponible en: <portalweb.cammesa.com/memnet1/revistas/estacional/sintesis.pps>

CAMMESA (noviembre de 2018). Informe mensual. Principales variables del mes. Disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Informe%20Mensual/Informe%20Mensual.pdf>

Corte Suprema de Justicia (16 de agosto de 2016). Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo. Disponible en <http://www.consejosdederecho.com.ar/202.htm>

Department of Energy and Climate Change (noviembre de 2012). Electricity Market Reform: policy overview. Disponible en: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65634/7090-electricity-market-reform-policy-overview-.pdf

Ecojournal (27 de marzo de 2019) Exclusivo: El gobierno cambia y decide aplicar el aumento del gas en tres cuotas. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2019/03/exclusivo-el-gobierno-cambia-y-decide-aplicar-el-aumento-del-gas-en-tres-cuotas/>

Fiandesio, A. (26 de diciembre 2018). Radiografía de las exportaciones de gas natural a Chile. Ecojournal. Disponible en: <https://econojournal.com.ar/2018/12/analisis-tecnico-economico-de-las-exportaciones-de-gas-a-chile/>

Gilbert, J. y Gonzalez, P. R. (1 de octubre de 2018) Argentina's State-Run Energy Producer Is Shutting Gas Wells. Bloomberg. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-10-01/ypf-is-said-to-shut-natural-gas-wells-as-argentine-economy-flops>

Hansen, J. P., y Percebois, J. (2017). Transitions électriques: ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire. Odile Jacob.

Iguacel, J. (agosto de 2018). Pasado, presente y futuro de la energía en Argentina. Conferencia dictada por el Ministro de Energía en Neuquén. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2018-08-10_ppt_ji_neuquen_v4.5_f.pdf

Indec (diciembre de 2017). Balanza de pagos, posición de inversión internacional y deuda externa. Tercer trimestre de 2017. Cuentas Internacionales, vol. 1, n° 20. Buenos Aires: Indec.

International Gas Union (junio de 2018). Wholesale Gas Price Survey 2018. A Global Review of Price Formation Mechanisms, 2005-2017. Disponible en https://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/IGU_Wholesale%20Gas%20Price%20Survey%202018%20Final.pdf

Lempriere, M. (julio de 2018). What does the end of feed in tariffs in the UK mean for small-scale renewables? Power Technology. Disponible en: <https://www.power-technology.com/features/end-feed-tariffs-uk-mean-small-scale-renewables/>

Macroconsulting (febrero de 2017). Comparación Internacional de Tarifas de electricidad. Resumen ejecutivo. Disponible en http://www.actualizarmiweb.com/sites/agueera-com-ar/publico/files/resumen_ejecutivo_ee_-_20170210.pdf

Ministerio de Energía y Minería (septiembre de 2016). Gas Natural. Precio y tarifa de transporte y distribución. Disponible en: <https://www.enargas.gob.ar/secciones/audiencias-publicas/83/material-consul-ta/GasNaturalFinal.pdf>

Ministerio de Energía y Minería (octubre de 2016). Precio y tarifa de transporte y distribución de Gas Natural. Disponible en: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6756/AS_14758737791.pdf

Ministerio de Energía y Minería (octubre de 2017). Precio de Gas Natural en el PIST. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informe_tecnico_minem.pdf

Ministerio de Energía y Minería (noviembre de 2017). Bases y condiciones para el abastecimiento de gas natural a Distribuidoras de gas por redes. Disponible en <http://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2017/11/2017-11-24-Bases-y-Condiciones-DISTRIBUIDORAS-v7-28-11.docx>

Ministerio de Energía, ENARGAS, Diferentes Leyes y Normas, disponibles en <http://www.infoleg.gob.ar/>

Ministerio de Hacienda (julio de 2018). Informe de cadenas de valor: hidrocarburos. Año 3, número 6. Disponible en: https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/SSPE_Cadena_Valor_Hidrocarburos.pdf

O' Ryan, F. y Orellana, G. (31 de octubre de 2018). Con precios un 30% más bajos, Argentina ofrece gas en Chile y ya tiene más de 10 interesados. La Tercera. Disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/precios-30-mas-bajos-argentina-ofrece-gas-chile-ya-mas-10-interesados/382877/>

Secretaría de Energía (s/f). Precio mayorista de la energía eléctrica. Marco legal: criterios, procedimientos e implementación. Disponible en: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf

Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos (24 febrero de 2017). Informe de nuevos precios del gas natural con vigencia prevista a partir del 1 de Abril de 2017. Disponible en:

Viscidi, L. (mayo de 2018). Mexico's Renewable Energy Future. A Working Paper. **Disponible en: https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/mexico_renewable_energy_future.pdf**

Wood Mackenzie (febrero de 2019). Argentina's gas distribution auctions make progress in market pricing. Disponible en: <https://www.woodmac.com/reports/gas-markets-argentinass-gas-distribution-auctions-make-progress-in-market-pricing-63187916>

Acerca del autor

Diego Bondorevsky: investigador principal del área de Desarrollo Económico de CIPPEC. Licenciado en Economía, Universidad de Buenos Aires (UBA). Magíster (MSc) en Economía, London School of Economics (Reino Unido).

La opinión del autor no refleja necesariamente la posición de todos los miembros de CIPPEC en el tema analizado.

El autor agradece Gerardo Rabinovich y a Luciano Codeseira.

Las publicaciones de CIPPEC son gratuitas y se pueden descargar en www.cippec.org. CIPPEC alienta el uso y la divulgación de sus producciones sin fines comerciales.

Si desea citar este documento: Bondorevsky, D. (junio de 2019). El papel de la política de precios del gas natural. De la intervención a las subastas. **Documento de Políticas Públicas N°211**. Buenos Aires: CIPPEC.

Para uso online agradecemos usar el hipervínculo al documento original en la web de CIPPEC.

Con los **Documentos de Análisis de Políticas Públicas**, CIPPEC acerca a funcionarios, legisladores, periodistas, miembros de organizaciones de la sociedad civil y a la ciudadanía en general un análisis que sintetiza los principales diagnósticos y tomas de posición pública sobre un problema o una situación que afecta al país, y presenta recomendaciones propias.

Estos documentos buscan mejorar el proceso de toma de decisiones en aquellos temas que ya forman parte de la agenda pública o bien lograr que problemas hasta el momento dejados de lado sean visibilizados y considerados por los tomadores de decisiones.

Por medio de sus publicaciones, **CIPPEC** aspira a enriquecer el debate público en la Argentina con el objetivo de mejorar el diseño, la implementación y el impacto de las políticas públicas, promover el diálogo democrático y fortalecer las instituciones.

CIPPEC (Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento) es una organización independiente, apartidaria y sin fines de lucro que trabaja por un Estado justo, democrático y eficiente que mejore la vida de las personas. Para ello concentra sus esfuerzos en analizar y promover políticas públicas que fomenten la equidad y el crecimiento en la Argentina. Su desafío es traducir en acciones concretas las mejores ideas que surjan en las áreas de **Desarrollo Social, Desarrollo Económico, y Estado y Gobierno**, a través de los programas de Educación, Protección Social y Salud, Política Fiscal, Integración Global, Justicia y Transparencia, Instituciones Políticas, Gestión Pública, Incidencia, Monitoreo y Evaluación, y Ciudades.