

# TARIFAZO, DOLARIZACIÓN Y DESPUÉS

## Hacia una revisión integral de la cadena gasífera

La política gasífera en general y tarifaria en particular que enfrenta el gobierno del Frente de Todos a principios de 2020 conjuga dilemas y contradicciones de fuerte impacto, tanto en el sistema económico como en la estructura social.

De un lado, el congelamiento tarifario heredado de la gestión anterior, y prorrogado a finales de 2019 por el nuevo gobierno, se enfrenta con las demandas empresariales de mantener dolarizado el precio del gas natural y trasladar la devaluación de los últimos meses. Al mismo tiempo, las empresas distribuidoras de gas natural reclaman salir del congelamiento e incrementar las tarifas, al menos en un orden de magnitud similar a la variación de precios desde junio de 2019 en adelante.

Del otro lado, la persistente presión inflacionaria se vuelve una restricción de política económica, enmarcada por la fuerte caída del poder adquisitivo de los salarios durante la gestión de Cambiemos y una economía que no sólo no crece, sino que destruye empleos en el mercado doméstico y pierde competitividad en el internacional.

Evidentemente, son dos vectores que ejercen presión en sentidos opuestos. Mientras se precisa salir del congelamiento tarifario vigente y aparece en el horizonte la necesidad de instrumentar una revisión tari-

---

**Esteban Serrani**

Investigador CONICET - IDAES/UNSAM

---

faria integral (RTI), el objetivo del artículo es analizar la evolución de la política gasífera de los últimos cuatro años para poder identificar cuáles son las principales restricciones del actual modelo regulatorio y elaborar propuestas para contribuir a resolver algunos de los problemas estructurales del sector.

### El “sinceramiento” de Cambiemos

En el marco del llamado “sinceramiento” generalizado de los precios de la economía, el gobierno que asumió el 10 de diciembre de 2015 buscó reducir los subsidios energéticos y mejorar los ingresos de las empresas transportistas y distribuidoras, trasladando el costo de los incrementos tarifarios a los consumidores. De este modo, dictó el Decreto N° 367/2016 con el objeto de *“completar el proceso de renegociación en aquellos contratos respecto de los cuales no se hayan alcanzado acuerdos integrales de renegociación contractual”*. Así, disolvió la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos (UNIREN), instruyó al naciente Ministerio de Energía y Minería (MINEM) para que asumiera el proceso de renegociación contractual y ordenó efectuar una nueva adecuación de las tarifas de transición vigentes en el marco de las Actas Acuerdo y de los Acuerdos Transitorios suscriptos entre 2005 y 2014.

Entre febrero y marzo de 2016, y en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley N° 25.561, las distribuidoras suscribieron nuevos Acuerdos Transitorios con el MINEM, concertando un nuevo régimen tarifario de transición (Resolución N° 28/2016)<sup>1</sup>.

Sin embargo, ante la improvisación inicial en la sanción de los nuevos cuadros tarifarios y los incrementos

nominales que implicaban, al igual que lo sucedido en 2014 durante el gobierno de Cristina Fernández y la conducción económica de Axel Kicillof, una gran cantidad de amparos judiciales llevaron a que un fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación frenara su implementación, dictaminando que, previo al incremento del valor de los componentes del cargo variable de la tarifa de gas natural, se debía convocar a audiencia pública, para que se trate la propuesta de revisión presentada por el Gobierno nacional. En junio de 2016, a través de la Resolución N° 3.843/2016, el ENARGAS estableció un límite –que estaría vigente hasta el 31 de diciembre de 2016– en el incremento del importe final a facturar a los usuarios residenciales del 400% respecto del valor que habría correspondido facturar aplicando, al consumo de ese período, el cuadro tarifario vigente al 31 de marzo de 2016. Sin embargo, el apuro en la sanción de la Resolución N° 3.843/16 llevó a que los topes porcentuales de incremento para los residenciales fueran mayores a los de los cuadros tarifarios. Ante el desconcierto público sobre la resolución, un mes más tarde el MINEM modificó su anterior Resolución N° 99/2016 e instruyó al ENARGAS a fin de que dispusiera las medidas necesarias para que, durante 2016, el monto total de las facturas que usuarios residenciales debían incluidos no fuera superior a 400% respecto al monto total de la factura emitida al mismo usuario para el mismo período de facturación correspondiente al año anterior (Serrani, 2019).

De esta forma, cumpliendo con el mandato de la Corte Suprema de Justicia, el ENARGAS convocó a audiencia pública en septiembre de 2016 a fin de tratar el traslado a tarifas de los nuevos precios de gas natural en el punto de Ingreso al sistema de Transporte (PIST)<sup>2</sup> y los componentes de transporte y distribución. Luego de varias audiencias públicas en cada una de las regiones concesionadas, y de una gran participación de grupos de interés afectados por los incrementos tarifarios, el MINEM mantuvo inalterable su propuesta inicial de incrementos para los segmentos de transporte y distribución, aunque sí redujo el incremento original previsto para el gas natural en el PIST. Se fijó un sendero de precios para el incremento del gas natural en PIST que llevaría el mismo de 1,29 dólares por millón de BTU<sup>3</sup> de diciembre de 2015 a los 6,80 dólares por millón de BTU en 2019 (427% de incremento), precio estimado como la paridad de importación en 2016 que se deriva del precio de importación del gas natural licuado (GNL).<sup>4</sup> En este contexto, el 28 de diciembre de 2016 el MINEM aprobó la Resolución N° 312/2016, que buscó morigerar los efectos negativos que las medidas judiciales<sup>5</sup> habían

tenido sobre los ingresos de las empresas. Sin embargo, contrariamente al lineamiento central de su política energética, centrado en la reducción de los subsidios, dispuso una nueva asistencia económica transitoria a distribuidoras por 3.450 millones de pesos (similar a la de 2015), buscando solventar las inversiones comprometidas y el pago de la deuda con los productores de gas natural (Serrani, 2020).

Como resultado, la combinación entre la política de quita de subsidios y el sendero ascendente en dólares del precio en boca de pozo implicó que todo ese incremento fuera trasladado a la tarifa final. En los primeros dos años de gestión, el precio en boca de pozo promedio país se incrementó un 78,3%, cuando los valores de las tarifas finales para usuarios residenciales lo hicieron el 136,3% en promedio. Sin embargo, este guarismo merece una aclaración. Si el modelo anterior privilegiaba tarifariamente a los usuarios que menos consumieran, el nuevo modelo invirtió la lógica e impacta más fuertemente, de forma porcentual, sobre esos usuarios de consumo bajo (Serrani, 2019). Así, para los usuarios de alto consumo del promedio país el valor de la tarifa final se incrementó un 50,7% mientras que para los usuarios que menos consumen fue del 196,7% (Gráfico de la página 22), volviendo cada vez más regresiva la política tarifaria.

---

***La nueva gestión se enfrenta con las demandas empresariales de mantener dolarizado el precio del gas natural y trasladar la devaluación de los últimos meses. Al mismo tiempo, las empresas distribuidoras de gas natural reclaman salir del congelamiento e incrementar las tarifas.***

---

La estructura regresiva en términos distributivos de la política tarifaria implementada por la gestión Cambiemos se refuerza con la evolución del salario mínimo vital y móvil, que en 2017 retrocedió un 6,8% en dólares respecto a 2015. Es que, si para afrontar el pago mensual de 200 metros cúbicos un usuario promedio de Argentina en 2015 destinaba 12,2 dólares, en 2017 pasó a necesitar 31,8 dólares (incremento del 161%); o, lo que es lo mismo, mientras en 2015 esa factura de gas natural representaba el 2,2% de un salario mínimo vital y móvil, en 2017 significaba el 6,2% (Serrani, 2019).

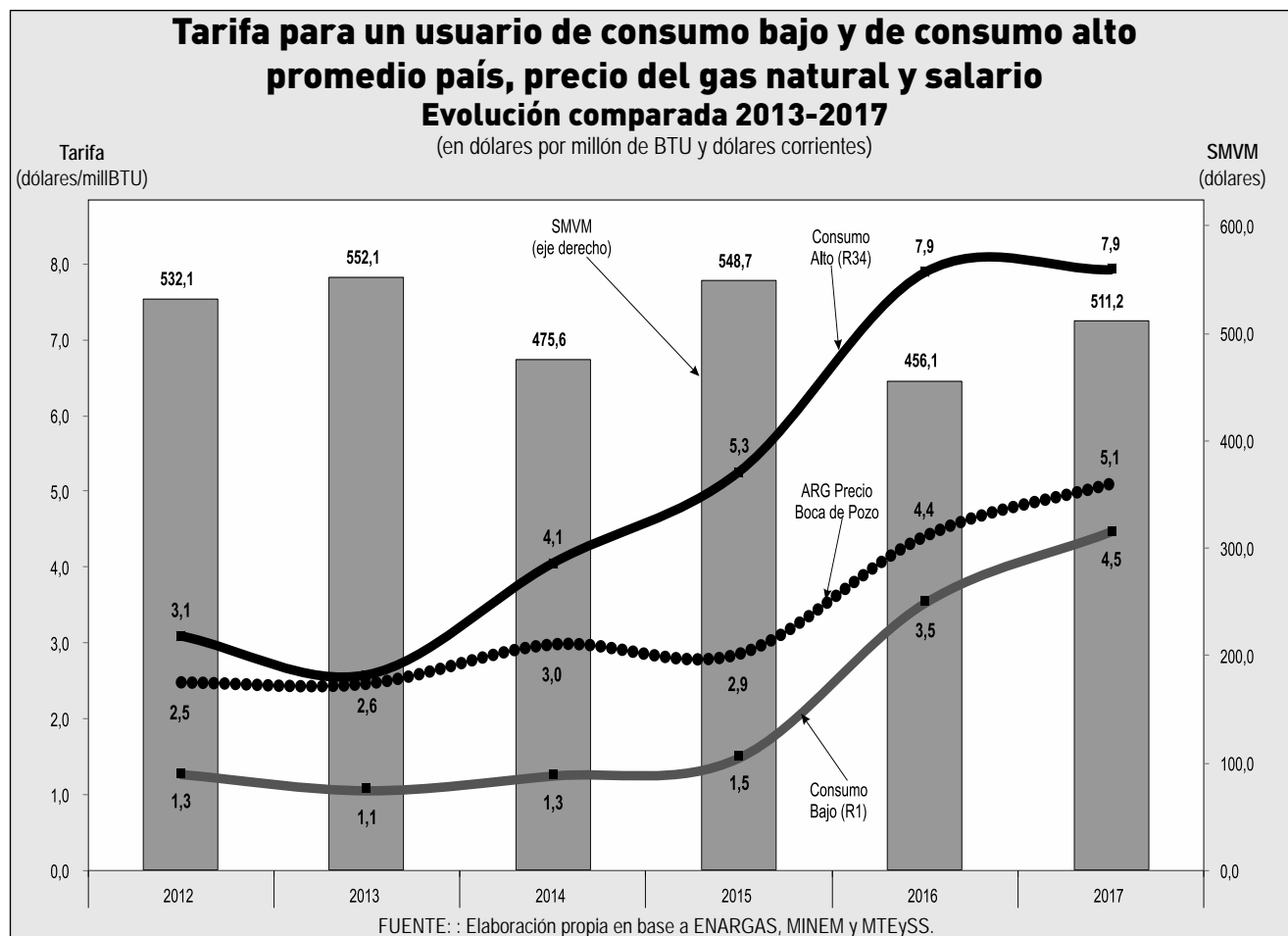
Sin embargo, luego de haber sostenido públicamente la necesidad de “sincerar” las tarifas, mantenerlas dolarizadas y continuar con el sendero alcista de precios, en junio de 2018 renunció el ministro de Energía y Minería, ex CEO de Shell, en medio de la corrida cambiaria más profunda, regresiva y sostenida de las últimas décadas. Es que su esquema, que conjugaba dolarización e incrementos hasta igualar la paridad de importación, se volvió inviable con la devaluación del 49,9% del tipo de cambio entre diciembre de 2017 y junio de 2018 (y que llegaría al 114% en diciembre de 2018 respecto al mismo mes del año anterior).

**El gobierno de Cambiemos buscó reducir los subsidios energéticos y mejorar los ingresos de las empresas transportistas y distribuidoras, trasladando el costo de los incrementos tarifarios a los consumidores.**

Asumió entonces un ex ejecutivo de la petrolera Pluspetrol y que también había sido director de Vialidad Nacional en los primeros años de la gestión Cambiemos.

Al mismo tiempo, el ministerio fue transformado en secretaria. Una de las primeras medidas tomadas fue interrumpir el sendero de precios de gas natural diseñado por su antecesor, buscando mecanismos para intentar que el precio del gas natural no siguiera incrementándose. Para ello implementó subastas de gas natural a través del Mercado Electrónico del Gas (MEGSA) para el período estival y destinado mayoritariamente a la compra por parte de CAMMESA para las empresas generadores de electricidad a partir de gas natural (que llegan a representar casi la mitad de energía eléctrica consumida en el país).

Así, la primera subasta de gas natural se concretó el 6 de septiembre de 2018. Participaron todas las grandes productoras de gas natural; la modalidad se concretó en contratos interrumpibles para el período septiembre-diciembre 2018 por un total de 35 millones de metros cúbicos por día (casi un tercio del promedio de producción local) y con un precio un tanto inferior al precio promedio de aquel momento: 3,69 dólares/MMBTU (aunque una de las ofertas propuso inyectar hasta 5 millones de metros cúbicos por día a un precio de 3,34 dólares/MMBTU).



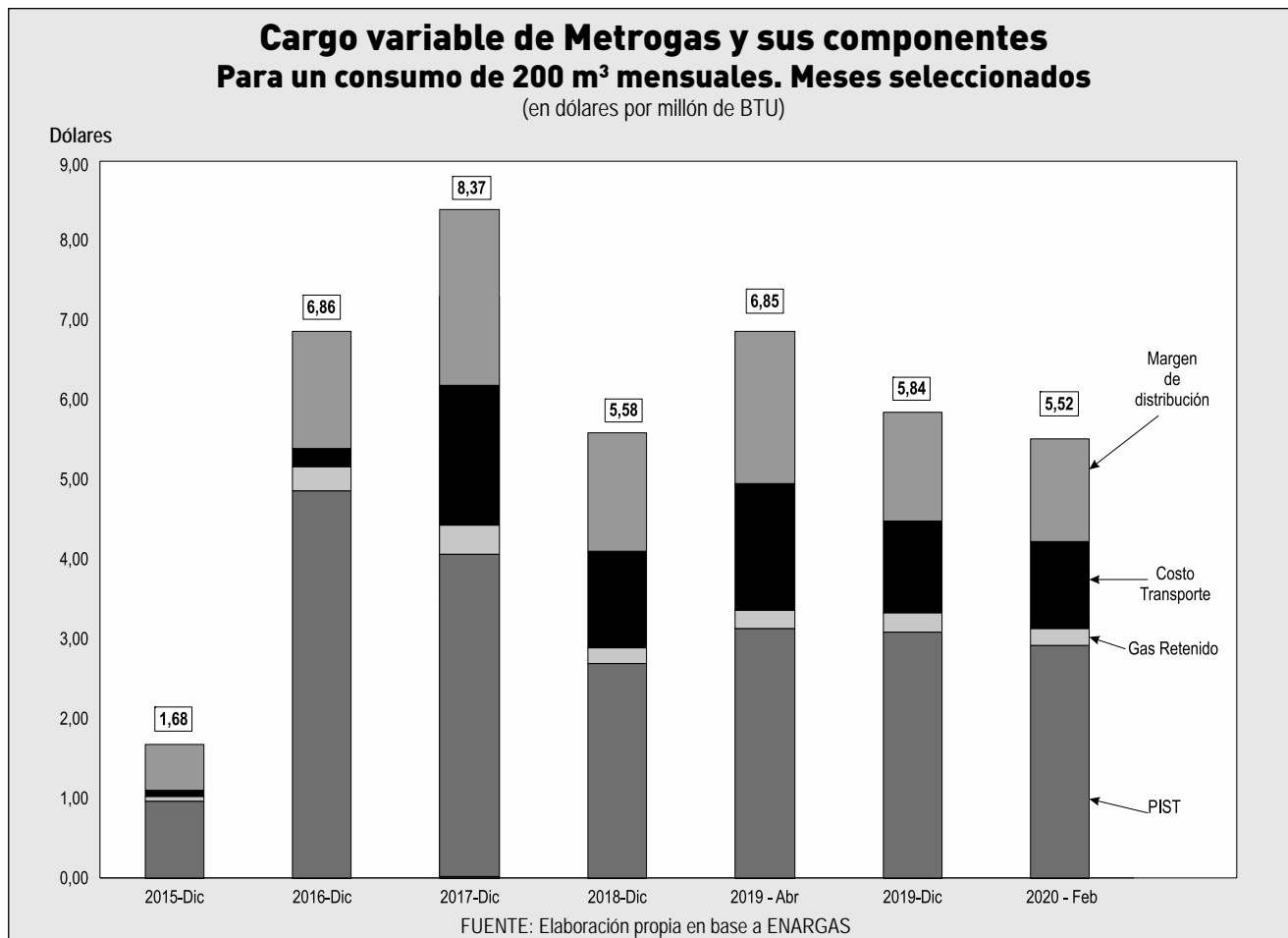
Sin embargo, en el segundo semestre de 2018 el tipo de cambio siguió su ritmo devaluatorio, aportando un 42,8% adicional entre junio y diciembre (de 26,53 pesos hasta 37,89 pesos por dólar). La presión de las gasíferas por mantener los precios internos de las tarifas en pesos, pero ajustados por la variación del tipo de cambio (lo que es una forma de mantenerlos dolarizados) llevó a que el secretario de Energía propusiera que los usuarios finales pagaran la variación del tipo de cambio entre la fijación de las tarifas de abril y octubre de 2018 (los 2 períodos de revisión semestral de tarifas) en 24 cuotas adicionales al incremento en pesos por la variación del índice de precios interno, monto que ascendía, según estimaciones periodísticas de aquellos días, a un total de 16.000 millones de pesos. Ante la presión social de esta medida, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°20/2018, donde se dispuso que el Estado nacional emitiría deuda para asumir el costo de pagar las diferencias surgidas entre el precio del gas previsto en los contratos entre productoras y distribuidoras (fijados en dólares) y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución (fijados en pesos), valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1º de abril y hasta el 30 de setiembre

de 2018, en 24 cuotas a partir del 1º de enero de 2019.

***La política de quita de subsidios y el sendero ascendente en dólares del precio en boca de pozo implicó que todo ese incremento fuera trasladado a la tarifa final.***

Luego de que la cartera fuera degradada institucionalmente de ministerio a secretaría, que recortara el alcance de la tarifa social de gas natural para usuarios de bajos ingresos (que el mismo gobierno de Cambiemos había instrumentado en 2016), que se eliminaran los beneficios que se otorgaban a los usuarios por ahorro en el consumo (Resolución N°14/2018) y en un contexto de devaluación conjugado con un fuerte lobby empresario por mantener los precios del gas natural dolarizado, el 28 de diciembre de 2018 el secretario renunció a su cargo, tan sólo seis meses después de llegar al mismo y a un día de haber anunciado que la tarifa de luz subiría un 55% y la de gas natural otro 35% proyectados para el año 2020.

El nuevo secretario de Energía y Minería se había



desempeñado desde diciembre de 2015 como secretario de Coordinación de Políticas Públicas de la Jefatura de Gabinete, pero acreditaba nulos conocimientos sobre el sector. Luego de unos meses donde trató de instrumentar nuevas subastas de gas natural para amortiguar el incremento en tarifas, éstas quedaron virtualmente congeladas desde el 1 de junio de 2019, fecha de la última actualización por parte del ENARGAS. Con estas medidas el gobierno sólo tuvo por finalidad pasar las elecciones primarias y generales sin aumentos en las tarifas de los servicios públicos, y dilatar su resolución al año siguiente, una vez elegidas las nuevas autoridades.

***Si el modelo anterior privilegiaba tarifariamente a los usuarios que menos consumieran, el modelo de Cambiemos invirtió la lógica e impacta más fuertemente sobre los usuarios que menos consumen: para los usuarios de alto consumo la tarifa final se incrementó 50,7% mientras que para los de menor consumo fue de 196,7% .***

Al analizar la evolución del cargo variable y sus componentes para el caso de Metrogas, se observa que entre diciembre de 2018 y diciembre de 2019 la caída en dólares fue del 33%, pasando de 8,37 a 5,58 dólares/MMBTU, como producto de la devaluación del tipo de cambio (y aún a pesar del incremento de la tarifa en pesos). Durante el primer semestre de 2019, en base al anuncio de incrementos del anterior secretario el día previo a su renuncia, el cargo variable se incrementó un 23%, pero aún queda casi 1,52 dólares por debajo del precio de diciembre de 2017. El congelamiento tarifario implementado por Cambiemos desde los meses anteriores a las elecciones (y que fuera continuado con la Ley de Solidaridad y Emergencia Productiva del Frente de

Todos en diciembre de 2019) llevó a una caída en dólares del cargo variable del 20%: de 6,85 a 5,52 dólares/MMBTU, volviendo a ubicarse en los valores de fines de 2018.

En definitiva, a las demandas de las gasíferas se adiciona la presión de las distribuidoras de gas natural, que están reclamando un incremento cercano al 24% en dólares, buscando recuperar los valores del cargo variable de las tarifas de abril de 2019.

Pero para terminar de entender lo inviable del actual modelo regulatorio, basta con medir la evolución de la factura final. Cuando la analizamos desde la perspectiva de los usuarios finales, se observa que el incremento en la factura final sin impuestos y en pesos fue del 119,4% entre diciembre de 2017 y febrero de 2020<sup>6</sup>. Sin embargo, al mirar el mismo resultado desde el punto de vista de las demandas empresariales se observa que, entre diciembre de 2017 (momento anterior al comienzo de la corrida cambiaria) y febrero de 2020, esa factura cayó el 34,8% medida en dólares: si las empresas recaudaban 71,4 dólares en 2017 con una factura de 200 metros cúbicos de gas, en 2020 obtenían 46,5 dólares.

Al analizar el impacto de la política de quita de subsidios y sinceramiento tarifario de Cambiemos, se observa que esa factura de 200 metros cúbicos mensuales pasó de representar el 3,8% de un Salario mínimo vital y móvil (SMVM) en diciembre de 2015 al 15,2% dos años más tarde, triplicando la porción del salario destinada al pago del servicio. Desde entonces siguió creciendo, aunque a menor ritmo, hasta llegar a necesitar destinar el 17,5% de un SMVM en febrero 2020<sup>7</sup>.

En resumen, mientras los asalariados necesitan destinar cada vez más pesos para afrontar la factura de gas natural, las empresas obtienen menos dólares. Esta situación muestra la regresividad del modelo regulatorio presentando por Cambiemos, al mismo tiempo que

### **Cuadro tarifario de Metrogas para Capital Federal Factura final sin impuestos por un consumo de 200 m3 mensual y relación contra el salario mínimo vital y móvil (SMVM). Meses seleccionados**

(en pesos, dólares y en porcentaje)

	Dic'2015	Dic'2016	Dic'2017	Dic'2018	Abr'2019	Dic'2019	Feb'2020	Variación Dic-2017 / Feb-2020
Factura en pesos	213,1	861,6	1346,1	1806,7	2557	2953	2953	119,40%
Factura en dólares	13,5	54,4	71,4	47,7	59,1	49,3	46,5	-34,80%
Factura / SMVM	3,80%	11,40%	15,20%	16,00%	18,10%	17,50%	17,50%	

FUENTE: Elaboración propia en base ENARGAS y MTEySS

la insostenibilidad de largo plazo del esquema implementado hasta diciembre de 2019.

## **Desafíos para el Frente de Todos: 2020 y 2021**

No caben dudas respecto a la urgencia de un conjunto de temas de coyuntura que el Frente de Todos debe resolver, como así también la necesidad de una revisión integral y definición de cuáles son los vectores estratégicos en el sector para la próxima década. A continuación se detallan ejes y temas que, sin ánimo de ser taxativo ni exhaustivo, entiendo resultan prioritarios a ser abordados en los próximos meses para redefinir el perfil del sector y su vinculación con el resto de los sectores y actores económicos.

Un primer punto a resolver es cuál es el precio del gas en boca de pozo, ya que es insostenible la dispersión actual que emerge como uno de los resultados más inentendibles de la política de “sinceramiento” de Cambiemos.

Por un lado, según el “Plan Gas” vigente (Resolución Nº46/2017 del MINEM), las empresas gasíferas con proyecto aprobado de extracción de gas natural con técnicas no convencionales en la formación Vaca Muerta y en la Provincia de Santa Cruz, reciben el precio final de 6,50 dólares/MMBTU, sumando el precio de venta a los distintos usuarios finales (residenciales, industriales, etc.) con el subsidio en forma de compensación que el Estado paga para llegar a ese precio.

Por otro lado, el precio de venta de gas natural de las distribuidoras es sustancialmente menor. Tomando como ejemplo Metrogas y su abastecimiento en la Capital Federal, los usuarios residenciales pagan 2,92 dólares/MMBTU. Es decir que los hogares solo pagan el 45% del precio que reciben las gasíferas bajo el Plan Gas. El precio de gas para el resto del país es similar al de Metrogas exceptuando a la Patagonia, donde el precio es considerablemente menor debido a las tarifas diferenciales contempladas en el subsidio patagónico (Serrani, 2018).

Al mismo tiempo, el precio de exportación estival de gas natural es sustantivamente inferior al precio estímulo de extracción, y en algunos casos incluso menor al abonado por la demanda residencial en la Ciudad de Buenos Aires. Tomando como ejemplo las últimas cuatro operaciones vigentes de exportaciones disponibles en la página web de la Secretaría de Energía y Minería<sup>8</sup> publicadas en

diciembre de 2019, se presenta que el precio de venta entre Vista (la empresa que extrae en Argentina) y Latin Energy (la empresa que compra en Chile) fue de 2,35 dólares/MMBTU; entre Tecpetrol y Enel fue de 2,90 dólares/MMBTU; entre CGC y Gas Andes Chile, 3,49 dólares/MMBTU; y entre YPF y Shell Chile, 2,61 dólares/MMBTU.

Sin embargo, en enero de 2020 a través del MEGSA se hizo una subasta para que las empresas puedan colocar el gas natural excedente que no será tomado en firme por las distribuidoras (por razones climáticas la demanda es estacional y los usuarios residenciales consumen menos en verano que en invierno). Se ofertó un volumen de 3 millones de metros cúbicos desde la cuenca neuquina a un valor de 1,23 dólares/MMBTU para ser consumido en la Capital Federal<sup>9</sup>. Es decir, tan sólo un 19% del precio que reciben las productoras de gas natural en Vaca Muerta bajo el Plan Gas.

En este punto es válido preguntarse: ¿cuánto es el valor del gas natural en Argentina? ¿Es 1 dólar, 3 dólares ó 6,50 dólares por millón de BTU?

---

***Hoy en día las empresas gasíferas están reclamando por un incremento cercano al 24% en dólares de las tarifas porque, según ellos, entre diciembre de 2017 y febrero de 2020 las empresas pasaron de recaudar 71,4 dólares en 2017 a 46,5 dólares 2020.***

---

No caben dudas de que el costo varía dadas las distintas características geológicas de los pozos, yacimientos o formaciones, de las distintas técnicas de extracción (convencional o no convencional), de las distintas regulaciones normativas federales en relación a los impuestos, regalías, cánones y otras políticas fiscales. Pero tampoco caben dudas de que solo en un mercado con serios problemas de regulación puede existir una dispersión de entre 1 dólar a 6,50 dólares por el mismo bien.

Mientras los organismos estatales no publiquen cuál es la estructura de costos de las empresas gasíferas (que a fin de cuentas sería lo deseable y lo único que resolvería fehacientemente el interrogante aquí planteado), parte de la pregunta por la dispersión se puede empezar a resolver a partir de conocer cuál va a ser la política de

subsidios a la extracción de gas natural en el largo plazo. Es decir, no es razonable sostener que las empresas reciban una compensación de más de 3 dólares por millón de BTU para alcanzar los 6,50 dólares cuando lo venden a un precio significativamente menor en una subasta o en un despacho de exportación a Chile.

---

***El nuevo gobierno deberá dar una revisión integral al sistema y dar una definición de cuáles son los vectores estratégicos del sector para la próxima década. Un primer punto a resolver es cuál es el precio del gas en boca de pozo, ya que es insostenible la dispersión actual que emerge como uno de los resultados más inentendibles de la política de “sinceramiento” de Cambiemos.***

---

En este sentido, para recomponer y darle sostenibilidad a este mercado hay que rediseñar un sendero de precios de largo plazo, que escinda el precio que pagan los distintos usuarios finales (demanda) y el precio que reciben las empresas (oferta). Alejándonos de la irracionalidad de los precios fijados en dólares en ambos márgenes (subastas y Plan Gas), sería prudente establecer un precio similar, aunque un tanto inferior al precio que actualmente paga la demanda, y un precio de oferta no mayor a los 4 dólares que en un comienzo permita financiar las inversiones para desarrollar el potencial de Vaca Muerta y sea decreciente en el largo plazo. Si bien no son comparables –por múltiples razones que exceden este texto–, pero solo para tener una comparación internacional con el precio interno de Estados Unidos, en la última década el precio promedio del Henry Hub<sup>10</sup> fue de 3,36 dólares/MMBTU (2010-2019). Ahora bien, si tomáramos el último lustro, que incluye la caída del precio internacional del barril de crudo de 2015 en adelante, el promedio del Henry Hub fue de 2,77 dólares (entre 2015 y 2019)<sup>11</sup>. Al mismo tiempo, se debe contemplar una tarifa social extensa que permita resguardar a las familias vulnerables y a los distintos actores y asociaciones civiles que cumplen un rol de integración social en el territorio. Los subsidios deben estar orientados a proteger a los más humildes y a encarrilar un precio de largo plazo del gas natural que se acerque al precio que paga la demanda.

Sin embargo, un problema colateral a este punto es que los subsidios y los programas de estímulo a la extracción de gas natural, sea de Vaca Muerta o del resto de las

cuenas, deben contemplar necesariamente estrictos compromisos de incrementos de producción y reservas de largo plazo por parte de las empresas. Y si –herencia neoliberal mediante bajo el Decreto Nº1212/89 que reconvirtió los contratos que YPF tenía con las petroleras al sistema de concesión por 30 o más años y que les otorgó potestad a los privados para administrar el ritmo de extracción en los yacimientos– la conducción de este sector estratégico para la economía debe ser ejercida por el Estado nacional. En este sentido, los subsidios son un instrumento indispensable para orientar las prioridades nacionales y adecuar las estrategias económicas de las empresas con los objetivos de desarrollo de largo plazo de la sociedad argentina.

En segundo lugar, sólo una vez regularizado el precio del gas natural es que se puede discutir las tarifas de este servicio público. Esto reviste un problema con tres componentes interrelacionados, que se plantean en forma de interrogantes:

- I. ¿Es posible sostener que la fijación del precio del gas natural en boca de pozo esté dolarizada en una estructura macroeconómica que conjuga cíclicamente alta volatilidad e inestabilidad cambiaria, financiera e inflacionaria?
- II. El valor del gas natural en el PIST es el componente más significativo de la factura final que abonamos y, dependiendo del consumo mensual y la región, éste puede representar entre el 45% y el 65% de la factura final antes de impuestos. Entonces, ¿es deseable que ese componente esté fijado en dólares y que lo que se abona dependa tanto del tipo de consumo como de la variación del tipo de cambio?
- III. Por último, ¿qué es y cómo se determina una “tarifa justa y razonable”, tal cual se expresa en la Ley Nº24.076 de 1992 y que fuera largamente discutida a partir de la Ley Nº25.561 de Emergencia Pública de 2002?

En efecto, resulta necesario afrontar la problemática de tener precios de bienes de uso difundido fijados en dólares con un sistema económico endeble que necesita renegociar la herencia del creciente peso de la deuda en el Presupuesto nacional para tener alguna chance de volver a un sendero de crecimiento (aunque lo primero no sea suficiente para lo segundo).

Pero, por otro lado, dentro de una estrategia nacional de desarrollo es importante volver a vincular la relación siempre compleja del valor de los servicios públicos en la difusa intersección entre que sean pagables por los hogares y que le permitan obtener una ganancia razonable a las

empresas prestadoras del servicio, es decir, una relación sensata entre el peso sobre los salarios y la rentabilidad empresarial. Es que, en el actual sistema energético, el valor y la evolución tarifaria de los servicios públicos han llevado a la situación insostenible en que, en un contexto de marcado deterioro del poder adquisitivo de los salarios, los trabajadores cada vez gastan una porción mayor de sus ingresos en los servicios y las empresas reclaman seguir incrementando las tarifas debido a la volatilidad del tipo de cambio, ya que valorizado en dólares cada vez cobran menos. En efecto, el diseño de la cadena gasífera necesita una revisión integral para darle estabilidad a las inversiones de largo plazo sin que sea a costa del salario de los usuarios, a la vez que las tarifas no sean lo suficientemente bajas como para deteriorar la calidad del servicio público y que comience una carrera de desinversión, caída de reservas, necesidad de volver a impulsar las importaciones energéticas, quedar sujeto a los vaivenes del precio internacional y (volver a) agitar la crónica restricción externa.

## Salir del congelamiento

La actual coyuntura para discutir cómo salir del virtual congelamiento de las tarifas de los servicios públicos se enmarca en una situación apremiante del conjunto de signos vitales de la economía (sobreendeudamiento, caída del PIB per cápita, de la tasa de actividad —especialmente en el sector manufacturero— y el persistente crecimiento inercial de la inflación —que en 2019 marcó la variación más alta desde la hiperinflación de 1990— y un costo de capital de los más altos del mundo, que se ha constituido en un obstáculo estructural a cualquier atisbo de reactivación económica).

A esta situación se le suma un proceso de desafiliación social y del conjunto de la población asalariada, que se puede ver en la caída sistemática del poder adquisitivo del salario, en el incremento del desempleo (especialmente alarmante en jóvenes y mujeres), el crecimiento de la pobreza y los problemas de alimentación en una extensa parte de la población más vulnerable.

Por ello, la salida del congelamiento tarifario heredado de la gestión Cambiemos y prolongado por el gobierno del Frente de Todos debe ser administrada a dos velocidades.

La primera está pensada para 2020, en donde se debe atender principalmente la forma de mitigar el impacto de trasladar toda la devaluación de los últimos ocho meses a

las tarifas, demanda que están efectuando las empresas gasíferas. Es que, si bien la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva de diciembre de 2019 declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética, la misma no alteró las bases regulatorias, administrativas y contractuales de la RTI llevada a cabo por Cambiemos en 2017. En los hechos, aún está vigente la contradicción objetiva entre el precio congelado de la tarifa a usuarios finales y la demanda de precios dolarizados por parte de las empresas gasíferas. Y en este sentido, si bien el congelamiento tarifario propuesto por hasta 180 días busca “una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020” (Art. 5), y está siendo usado como ancla anti-inflacionaria en los primeros meses de gobierno, no es menos cierto que las empresas de la cadena gasífera siguen “actualizando su excel” contabilizando los efectos de la variación del tipo de cambio y de los precios al consumidor para ser trasladados en las próximas tarifas del servicio. En efecto, el gran desafío para el 2020 es cómo contener el impacto en los salarios y un posible rebote inflacionario que puede producir la salida del congelamiento tarifario, sin que eso signifique un deterioro de la calidad de los servicios públicos.

---

***¿Cuánto es el valor del gas natural en Argentina? ¿Es 1, 3 ó 6,50 dólares por millón de BTU? No caben dudas de que el costo precio varía dadas las distintas características geológicas de los pozos, yacimientos o formaciones, pero tampoco caben dudas de que sólo en un mercado con serios problemas de regulación puede existir una dispersión de entre 1 dólar a 6,50 dólares por el mismo bien.***

---

La segunda es para 2021, año en que se debe realizar la RTI al cumplirse el plazo de cinco años desde la última. Que el Estado nacional se prepare para realizar una nueva RTI implica no sólo discutir la ecuación económica financiera de las empresas del sector que se objetiva en los cuadros tarifarios, sino que existe la oportunidad de revisar el estado actual del sector y analizar sus variables como lo que finalmente es: un sistema complejo de variables dependientes entre sí y conectadas con el resto de la economía y la sociedad.

Entre las muchas dimensiones, la primera y más sustantiva que aparece en el escenario es la de revisar



la Ley Nº 24.076 y sus decretos reglamentarios, que regulan la prestación del servicio público de gas natural por redes desde 1992. En línea con lo aquí expresado, resulta vital revisar la sostenibilidad, tanto económica como política y social, de mantener dolarizado el precio del gas natural. Es decir: la dolarización fue pensada para una coyuntura muy particular de la historia económica argentina como fue la convertibilidad cambiaria, período en el cual el tipo de cambio se mantuvo fijo por ley entre 1991-2001.

A dos décadas de su quiebre, esta experiencia económica resultó un fracaso en cumplir sus objetivos económicos (monetarios, fiscales, financieros y productivos), además del colapso político-institucional y de desafiliación social que incluyó. A casi tres décadas de su formulación, la persistencia del marco regulatorio de 1992 merece ser analizada y definir si sigue siendo pertinente para la sociedad argentina actual. Y esto también implica revisar los efectos en términos de inversión, calidad del servicio y ampliación de la cobertura de los dos grandes modelos que surgieron a posteriori de la convertibilidad: el de la pesificación y virtual congelamiento del precio de los primeros dos mandatos del Frente para la Victoria (modelo que lo disoció del comportamiento del resto de las variables económicas locales –como crecimiento del PIB, tipo de cambio y variación de precios– y externas –como evaluación del precio de los commodities y crisis financiera internacional de 2008, tan sólo como simples ejemplos–) y el de la dolarización y fijación de los precios internos al valor de la paridad de importación de la gestión de Cambiemos (que duró poco más de dos años, hasta la renuncia del ministro).

---

***La salida del congelamiento tarifario heredado de la gestión anterior y prolongado por el gobierno del Frente de Todos debe ser administrada a dos velocidades, mitigar el impacto de trasladar toda la devaluación de los últimos ocho meses y, al discutir la revisión tarifaria pactada, revisar el estado actual del sector y su rentabilidad, no solo las tarifas.***

---

La segunda cuestión que resulta necesario revisar es el sistema de *price-cap* que organiza los componentes de transporte y distribución del servicio público de gas natural, modelo importado durante la década de 1990 del utilizado para la privatización de empresas de servicios públicos en Inglaterra durante los '80 (Littlechild, 1983). Este sistema buscó que las empresas optimicen sus

costos para que el precio final sea más bajo que el precio máximo fijado por el regulador, y así competir con otros oferentes del servicio para obtener una mayor cuota de mercado. De esta manera, el concesionario ganaría por la ampliación de la cobertura de su servicio y los usuarios finales, por una tarifa más baja.

Sin embargo, cuando a un monopolio natural se le aplica la lógica del *price-cap* son pocos los incentivos que se generan para reducir los costos del servicio, bajar la tarifa final e incrementar por eficiencia la tasa de rentabilidad, ya que las concesionarias no podían competir por la obtención de nuevos usuarios fuera de su área de concesión, lo que implicó, de hecho, que la reducción de costos y/o el aumento de productividad redundara en un incremento de la rentabilidad para las empresas privatizadas de servicios públicos (Serrani, 2019 y 2020).

---

***Es menester atender en el nuevo plan nacional de desarrollo la consideración de que el acceso a los servicios públicos energéticos es un factor de suma importancia en la mejora del bienestar de la población, al tiempo de redefinir cual va a ser el rol del Estado y de las empresas energéticas con participación estatal en la dirección estratégica del sector.***

---

En tercer lugar, es preciso revisar cuáles son las necesidades, urgencias y prioridades a cubrir en el próximo lustro. En este sentido, es menester trabajar sobre cuál va a ser la estrategia de ampliación de la cobertura para usuarios residenciales. Si bien los datos censales van a mostrar una mejora respecto al dato de cobertura de 2010, aún hay cuatro provincias que no tienen acceso al servicio (Misiones, Corrientes, Chaco y Formosa), y la penetración en zonas rurales y en las periferias mayoritariamente pobres de las grandes zonas urbanas aún es significativamente baja. En el Área Metropolitana de Buenos Aires hay casi un millón de hogares, en su gran mayoría con necesidades básicas insatisfechas, que no solo no tienen tendido de gas natural, sino que en muchos casos ni siquiera pueden asumir el costo del sustituto que es la garrafa, porque tiene costos significativamente más altos por unidad térmica equivalente o porque las garrafas del Plan Hogar<sup>12</sup> no están disponibles en sus barrios en el invierno<sup>13</sup>. Por eso es necesario incorporar en la renegociación contractual cuál es el plan de extensión de la cobertura

del tendido de gas natural residencial en los próximos años. Asociado a este punto, resulta vital incorporar a la discusión cuál va a ser el uso estratégico que se le va a dar al Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) para cubrir esa brecha de cobertura.

Finalmente, hay que volver a ordenar las prioridades del sector en línea con una política energética que busque cumplir el propósito del Objetivo 7 de la Agenda 2030 del Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas,

que pretende garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

En efecto, es menester atender en el nuevo plan nacional de desarrollo la consideración de que el acceso a los servicios públicos energéticos es un factor de suma importancia en la mejora del bienestar de la población, al tiempo de redefinir cuál va a ser el rol del Estado y de las empresas energéticas con participación estatal en la dirección estratégica del sector.

---

## Bibliografía

- Littlechild, S. C. (1983). *Regulation of British telecommunications' profitability report to the Secretary of State*. Londres: Department of Industry.
- Serrani, E. (2020). Modelos de regulación de servicios públicos de gas natural en Argentina, 1967-2017. *América Latina en la Historia Económica*, 27(2).
- Serrani, E. (2019). Regulación tarifaria del gas natural en la posconvertibilidad. Análisis de sus efectos sobre los ingresos y el desempeño de las empresas. *Cuadernos de Economía Crítica*. Año 5, Nº 10 (2019) pp. 123- 148
- Serrani, E. (2018). Transformaciones tarifarias y efectos en la región patagónica. Camuzzi Gas del Sur y la distribución de gas natural, 1999-2017. *Revista Identidades*, 14(8), 45-70.

## Notas al pie

- 1- En la resolución se deroga el cargo por gas importado del Decreto Nº 2.067 de 2008 y el FOCEGAS pasó a formar parte de la tarifa de las empresas.
- 2- El precio del gas natural en el PIST es el precio que las distribuidoras de gas natural le pagan a las gasíferas que lo extraen. Este precio varía según las categorías de usuarios, como por ejemplo residenciales, comerciales, industriales, centrales térmicas o para la venta vehicular en forma de gas natural comprimido (GNC).
- 3- BTU es la abreviatura de British Thermal Unit, unidad de medida del calor en el sistema británico. En el mercado internacional se suele tomar como medida de comparación para el precio del gas natural al valor en dólares por millón de BTU.
- 4- Para aquellas zonas con tarifas diferenciales, la eliminación de subsidios y la aplicación del nuevo "costo de oportunidad" también será escalonado y finalizará en octubre de 2022 (Serrani, 2018).
- 5- Sobre todo, hace mención al fallo de la Corte Suprema de Justicia del 18 de agosto de 2016, en la causa "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/Ministerio de Energía y Minería s/Amparo Colectivo".
- 6- Evolución que estuvo en sintonía con la variación del índice de precios al consumidor entre diciembre de 2017 y enero de 2020: 129% según INDEC para Gran Buenos Aires.
- 7- Estos valores y porcentajes son distintos a los expresados en el gráfico de la página 22 porque se está trabajando sobre la tarifa de Metrogas para la Capital Federal. En el gráfico anterior se estimó un promedio país contemplando también las tarifas diferenciales de la Patagonia, que son sustantivamente más bajas que en el resto del país, por eso mientras que en el promedio país en 2015 para afrontar una factura de 200 metros cúbicos se necesitaba destinar 2,2% de un salario mínimo vital y móvil, en la capital el costo de esa factura representaba 3,8%. Para un análisis de las tarifas diferenciales patagónicas, consultar Serrani, (2018)
- 8- Disponible en: <https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural>. Último acceso: 11 de febrero de 2020.
- 9- Esa misma oferta significó un valor en el PIST de 0,92 USD/MMBTU.
- 10- El precio Henry Hub para la comercialización de gas natural por gasoductos en Estados Unidos resulta del intercambio entre oferentes (productores) y demandantes (empresas distribuidoras) en el hub de distribución del Estado de Louisiana, Estados Unidos (y es un precio que está muy influenciado por la variación del precio de comercialización del barril de crudo).
- 11- Según información de la Administración de Información Energética de Estados Unidos. [www.eia.gov](http://www.eia.gov)
- 12- El Programa Hogar fue un programa instrumentado en 2015, que consiste en un subsidio que entrega el Estado a través de la ANSES para la compra de garrafas a familias que declaren una situación de vulnerabilidad y cuyas viviendas no estén conectadas a la red de gas natural.
- 13- Incluso en muchos casos esta situación lleva a utilizar otro sustituto como la leña, en el mejor de los casos, ya que en otras directamente se queman desperdicios, que es altamente contaminante y generar un deterioro no sólo de la calidad de vida, sino que pone en riesgo la salud de esos hogares