



SOBERANÍA

ENERGÉTICA

AÑO 1, N° 1
AGOSTO DE 2016
PUBLICACIÓN DE CARÁCTER TRIMESTRAL
PROPIEDAD DE PATRICIA CHARVAY Y LARA BERSTEN

REVISTA SOBERANÍA ENERGÉTICA
FUNDACIÓN GENERACIÓN DEL SUR

SARMIENTO 983, 5º B
CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES

generaciondelsur.com.ar
fgeneraciondelsur@gmail.com

DIRECTOR RESPONSABLE: NICOLÁS ARCEO.

COMITÉ EDITORIAL: GUSTAVO ATENCIO, LARA BERSTEN, JUAN JOSÉ CARBAJALES, PATRICIA CHARVAY, DARIO DI PILLA, SANTIAGO DURÁN, PAULO FARINA, GASTÓN GHIONI, CECILIA GONZALEZ, ESTEBAN KIPER, SOLEDAD MARTÍNEZ, MARIANA MATRANGA, MARÍA MEJÍA, FEDERICO MIGUELUCI, MARÍA LUZ OPORTO, JUAN POLERO, ANA POLONSKY, ARTURO TRINELLI.

EDITORIAL

El 10 de diciembre concluyó un ciclo político de 12 años que recuperó para nuestro país la perspectiva de soberanía política, independencia económica y justicia social. El fin de este ciclo y la interrupción del proyecto político en el que se enmarcó abrieron paso a una nueva experiencia histórica en la Argentina. En este contexto, nace SOBERANÍA ENERGÉTICA con el objetivo de contribuir a la discusión de la política energética, teniendo como premisa fundamental fomentar el desarrollo económico y garantizar el acceso a la energía de la población, a partir de la reafirmación de la justicia social como faro de toda acción política. En este sentido, el desarrollo de la industria hidrocarburífera y energética, en general, son requisitos imprescindibles para que nuestro país pueda acceder a un sendero de crecimiento sustentable e incluso en el largo plazo.

La coyuntura actual nos obliga a realizar una caracterización adecuada de las medidas adoptadas por el nuevo gobierno, ya que sólo la capacidad de realizar una crítica atinada, precisa y superadora de la actual gestión energética nos conformará en una oposición consistente y eficaz. Esto implica no sólo tener una mirada crítica sobre las políticas actuales, sino también reflexionar acerca de los aciertos y errores cometidos durante nuestro gobierno.

El desarrollo de estas tareas será el objetivo primario de GENERACIÓN DEL SUR, un colectivo integrado por investigadores y profesionales, estudiosos y aprendices, todos con vocación militante e interesados por el desarrollo del sector energético. Por su parte, la Revista SOBERANÍA ENERGÉTICA pretende convertirse en una herramienta donde volcar las ideas que iremos desarrollando en torno a estos ejes, a fin de someterlas a discusión de todos los espacios que sientan la necesidad de seguir trabajando sin descanso en pos de construir una patria libre, justa y soberana.

ÍNDICE

- 4. PERSPECTIVAS A FUTURO DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ARGENTINA: UN ENFOQUE DESDE LAS ENERGÍAS RENOVABLES
 - 10. ACUERDO PETROLERO. ¿UNA POLÍTICA DE CONTINUIDAD O CAMBIO?
 - 16. DEL "SINCERAMIENTO" AL "TARIFAZO"
-

Perspectivas a futuro de la matriz de generación eléctrica argentina: un enfoque desde las Energías Renovables

María Mejía, Esteban Kiper, Paulo Farina

Resumen

Actualmente Argentina se encuentra en un proceso de redefinición de su matriz de generación eléctrica, luego de décadas de profundizar la incidencia de la generación térmica y de algunas iniciativas fallidas en pos de desarrollar las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

La sanción en 2015 de la Ley N° 27.191 de fomento de las fuentes renovables tiene el potencial de introducir al país en la revolución de las energías renovables, y por su magnitud y lo ambicioso de sus objetivos genera no sólo expectativas, sino también algunos reparos. La experiencia adquirida en el pasado enseña que la normativa por sí sola no alcanza, sino que el éxito depende en gran parte de la implementación y de las oportunidades de financiamiento internacional, principal desafío en la coyuntura actual.

En el presente artículo se realiza un análisis breve del sector en Argentina, con énfasis en los desafíos que implica la introducción a escala de nuevas tecnologías como las renovables.

Introducción

La tendencia mundial, afianzada durante los últimos 10 años es hacia una mayor participación de las ERNC en las matrices energéticas. Si bien aún su participación sobre la energía generada total es baja, resulta ser el mercado más dinámico en cuanto a nuevas inversiones.

Durante los últimos años también Argentina buscó promover el desarrollo de estas tecnologías con el objetivo de explotar los recursos renovables disponibles en el país. En este camino se sancionaron leyes y se aplicaron diversos programas para generar incentivos que motoricen las inversiones hacia este sector. A pesar de esto, la gran mayoría de los proyectos no logró concretarse, principalmente por las dificultades de acceso al financiamiento internacional, y la ausencia de financiamiento local en volumen, plazos y tasas acordes a la magnitud requerida por estos proyectos.

Actualmente Argentina se encuentra en un proceso de redefinición de su matriz de generación eléctrica. Décadas de profundización de la incidencia de la generación térmica alimentada por combustibles fósiles, en un contexto en el que la producción de petróleo y gas en Argentina presentó un marcado declino, encareció la generación de energía eléctrica, incrementó los riesgos de abastecimiento y tornó muy deficitario el balance comercial del sector energético en su conjunto generando una sangría de divisas muy nociva para la estabilidad macroeconómica. Se hace necesario introducir cambios estructurales de forma tal de garantizar el desarrollo de las ERNC en la matriz en pos de reducir costos de generación, mejorar la seguridad del abastecimiento, contribuir a la mitigación del cambio climático y reducir el déficit comercial del sector energético.

En el presente artículo se realizará un análisis breve del sector de generación eléctrica en Argentina, con énfasis en los desafíos que implica la introducción a escala de tecnologías renovables. Se estudiarán las últimas modificaciones regulatorias y el pliego de la primera licitación, a su vez se indagará sobre las dificultades existentes y los principales desafíos a futuro.

Contexto internacional y antecedentes locales

El desarrollo de las ERNC a nivel internacional se dinamizó durante los últimos años, ante la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo.

Si bien su participación en la generación eléctrica aún es menor, el incremento de las inversiones en ERNC (53% de los nuevos proyectos de generación) ha permitido que alcancen en 2015 a representar el 16,2% de la potencia instalada mundial y el 10,3% de la energía generada. A su vez, de la mano del crecimiento de la cantidad y la escala de los proyectos, la tecnología continúa su perfeccionamiento alcanzando cada vez mayor productividad por MW instalado.

Argentina enfrenta el desafío de incrementar la participación de las ERNC en un marco de redefinición de su matriz eléctrica.

En la Argentina, la década de los 90 fue de desarrollo de la generación térmica alimentada por gas natural (recurso abundante durante ese período). En los 2000 la matriz profundizó su sesgo térmico, y se desarrolló infraestructura para suplir la insuficiente oferta de gas. Gasoductos para importar más gas natural desde Bolivia, terminales regasificadoras para importar GNL, y se adaptó el parque térmico para posibilitar el consumo de gasoil. Esta penetración de la generación térmica en la matriz nacional da cuenta de la fallida aplicación de medidas orientadas a promover las ERNC, ya que las normativas destinadas a ese fin no obtuvieron los resultados esperados.

Por este motivo, es que la introducción de la nueva Ley N° 27.191, promulgada a fines del 2015, renueva las expectativas sobre la oportunidad de explotar el potencial de los recursos renovables argentinos. La misma incorpora las herramientas utilizadas en otras experiencias del mundo y modifica el anterior esquema de fomento de la Ley N° 26.190 del año 2006.

La Ley N° 26.190 tenía como objetivo alcanzar un 8% del consumo anual nacional en el año 2016 mediante la contribución de las ERNC en la matriz eléctrica. Objetivo que, tras diez años de sancionada la ley, estuvo lejos de alcanzarse: al año 2015 la potencia instalada eólica y solar fue inferior al 1% del total del parque generador. La antigua ley incluía beneficios fiscales y una prima tarifaria. Sin embargo, la demora en la reglamentación de los beneficios fiscales y la falta de actualización de la prima (fija en pesos) condujeron a que los beneficios no tuvieran impacto alguno, siendo nulas las inversiones bajo este esquema.

Manteniendo el objetivo de incentivar el desarrollo de las inversiones en este segmento se aplicaron dos políticas públicas que complementaban la Ley N° 26.190: el GenRen (Generación Renovable) en 2009 y la Resolución N° 108/2011 de la ex Secretaría de Energía. El primero permitió a Energía Argentina S.A. (ENARSA) licitar 1.000 MW de proyectos de generación, pudiendo celebrar contratos de abastecimiento de largo plazo nominados en dólares, si bien se adjudicaron 950 MW sólo llegaron a concretarse 222 MW. La falta de financiamiento local a largo plazo y el impacto de la crisis financiera internacional sobre el financiamiento externo fueron las principales causas del nuevo traspie.

En 2011, la entonces Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 108 a partir de la cual habilitaba a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) a otorgar contratos de abastecimiento a largo plazo (PPAs) a los proyectos que fueran aprobados por dicha Secretaría. La modalidad de los contratos era costo plus con un 10% de rentabilidad en dólares para el inversor sobre su aporte de capital, y el recupero de los costos de financiamiento del proyecto. En esta ocasión se presentaron proyectos por 4.600 MW, de los cuales se firmaron 575 MW y se concretaron 64 MW. Una vez más, la falta de financiamiento, tanto local como internacional, fue determinante en la imposibilidad de concreción de los proyectos de inversión.

PERMER

Aunque sin impacto sistémico, se puede mencionar la aplicación desde 2002 del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), cuyo objetivo principal es el abastecimiento de electricidad por medio de ERNC a hogares rurales y servicios públicos que se encontraran por fuera del alcance de los centros de distribución de energía. Si bien su incidencia en la matriz no es significativa, tuvo aportes positivos en cuanto al acceso al servicio eléctrico.

Perspectivas de las Energías Renovables No convencionales

La nueva Ley de Fomento a las ERNC

La Ley N° 27.191, sancionada en octubre 2015, recoge las principales experiencias internacionales y los obstáculos encontrados en la implementación de las experiencias previas de nuestro país.

LEY N° 27.191

Participación del 8% en la demanda de energía eléctrica a diciembre 2017

En primer lugar se establece como objetivo de corto plazo que las ERNC alcancen una participación del 8% de la demanda de energía eléctrica al 31 de diciembre de 2017, para lo cual modifica el régimen de la ley previa y amplía la cantidad de beneficios fiscales. Luego, fija como meta que el 20% de la demanda sea abastecida por ERNC en 2025 y determina una reducción progresiva de los beneficios fiscales.

Por otra parte, la ley busca solucionar la principal restricción que enfrentaron las iniciativas de fomento anteriores, el financiamiento. Para esto crea el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), el cual tiene por objeto lograr la ejecución y financiación de los proyectos elegibles.

Uno de los puntos distintivos es que todos los usuarios deberán contribuir al cumplimiento de las metas del 8% y 20% definidas por la ley. Incluso incorpora una penalidad a los grandes usuarios por no cumplir el mínimo de la contribución, el objetivo detrás de esta modificación es desarrollar el mercado privado.

Se pueden mencionar otras disposiciones introducidas por la Ley N° 27.191: precios máximos, grossing up de los impuestos en los contratos, exenciones de derechos de importación a los bienes de capital, prohibición de gravámenes provinciales como cánones o regalías por el recurso eólico (si adhieren a la ley), entre otras.

Algunas cuestiones para tener en cuenta

La meta más próxima supone un salto discreto en la incorporación de potencia renovable de aproximadamente 3.200 MW para 2017, asumiendo que sólo se incorpora potencia eólica, con un factor de capacidad del 40% (si se considera un mix que incluya solar u otras tecnologías el objetivo de potencia sería mayor). En caso de que se cumpla con esta pauta, los requerimientos de los años siguientes serían mayores a 1.000 MW por año entre 2018 y 2021, y 800 MW entre 2022 y 2025.

Obstáculos financieros, logísticos y de infraestructura dificultan el cumplimiento de la meta propuestas a diciembre de 2017

Sin embargo, la meta propuesta presenta obstáculos, tanto financieros como logísticos a superar en los próximos dos o tres años. Los aportes necesarios de capital y financiamiento son elevados y la posibilidad de conseguir el capital para financiar los proyectos representa un desafío. A su vez, existen dificultades logísticas y de infraestructura para poder instalar la potencia necesaria, el esquema de incorporación, con 3.000 MW iniciales que bajan en t+1 a 1.000 MW, no permite una óptima adaptación de la infraestructura y servicios asociados. Sería más consistente sumar 1.500 MW durante los primeros dos años, retrasando un año el cronograma.

Otro de los aspectos que requerirá atención es el desarrollo de la red de transporte en alta tensión. La elevada exigencia planteada en la ley en el corto plazo podría requerir la ampliación anticipada de la red en algunos nodos (en relación a la expansión prevista por el incremento de la demanda).

Usuarios responsables de hacer las inversiones

Según la Ley N° 27.191, los responsables de motorizar las inversiones son los usuarios, ya que están obligados a contratar la demanda objetivo. En particular los grandes usuarios mayores a 300 KW tendrían que celebrar contratos con los generadores para cumplir el 8% de su demanda de fuentes renovables, el objetivo detrás de este esquema es crear un mercado a término privado.

No obstante, en la reglamentación se suspendió esta exigencia a los grandes usuarios. CAMMESA se ocupará de contratar la energía renovable que exige la Ley, y trasladará los costos a toda la demanda. Sólo en caso de que los grandes usuarios opten expresamente por la opción de contratar se encontrarán en la obligación de hacerlo y enfrentarán el riesgo de ser penalizados si no cumplen. Salta a la vista que no existen mayores incentivos para que avancen en esa dirección por el riesgo de penalidad. Adicionalmente, la sistemática reducción en los costos de estas tecnologías a nivel global, y la esperable reducción de los costos locales en la medida en la que se consiga escala suficiente, acentúa los desincentivos al desarrollo del mercado privado en tanto no sea compulsivo. Para la energía que compran las distribuidoras siempre se previó que licite el Estado Nacional a través de CAMMESA.

Primer Licitación 'RenovAr': aciertos y debilidades

El 16 de mayo el Ministerio de Energía y Minería presentó el pre-Pliego de Bases y Condiciones y el modelo de Contrato de Abastecimiento (PPA) de la primera licitación de ERNC, los cuales estuvieron sujetos a un periodo de consulta entre los interesados. El 25 de junio se publicaron las versiones definitivas, que incorporaron modificaciones relevantes. La licitación se realiza por al menos 1.000 MW de potencia, distribuida por tecnología y por región. Para la distribución regional se tuvieron en cuenta los límites de inyección al Sistema Argentino De Interconexión (SADI).

A continuación se presenta la potencia licitada por tecnología:

Cuadro: potencia requerida por tecnología en el pliego de la licitación

Tecnología	Potencia Requerida (en MW)
EÓLICA	600
FOTOVOLTAICA	300
BIOMASA (COMBUSTIÓN Y GASIFICACIÓN)	65
PAH (PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS)	20
BIOGÁS	15
POTENCIA REQUERIDA TOTAL	1.000

Según la modalidad de convocatoria establecida en el pliego, el Ministerio de Energía y Minería establecerá su precio de reserva previo a la apertura de las ofertas económicas. De este modo el Ministerio podría adjudicar más de 1.000 MW, pero aquellos proyectos que excedan el umbral de tarifa preestablecido no tendrán acceso a beneficios adicionales.

En el diseño del pliego convive la virtud de convertir en “financiables” los proyectos, con los requisitos para la validez de la oferta que en su primera versión resultaban en extremo restrictivos, y en la versión definitiva terminaron dando lugar a una mayor competencia (sin resignar un nivel de exigencia que desaliente la presentación de proyectos de baja viabilidad real).

Entre los aspectos positivos, se destacan las mejoras en las condiciones de los contratos al priorizar las ERNC en el despacho y al comprometer a CAMMESA a comprar toda la energía generada durante 20 años al precio pactado en dólares, neto de los cargos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y de los impuestos. Se incorporó a su vez la posibilidad de que los generadores extiendan el período de validez de sus contratos en caso de que no puedan entregar energía al sistema por “fuerza mayor” (criterio difuso, pero que habilita los reclamos y otorga mayor certidumbre).

ASPECTOS POSITIVOS

- Mejoras en las condiciones de los contratos.
- Compromiso (a través de CAMMESA) a comprar la energía generada durante 20 años al precio pactado en dólares.
- Se facilita el financiamiento de los proyectos.

A su vez, se incorporaron elementos que contribuyen al financiamiento de los proyectos. En la última versión del pliego se habilita la resolución de conflictos entre el comprador y el vendedor en tribunales internacionales, con sede a definir en función de la nacionalidad de los árbitros. Esta incorporación era una de las cuestiones críticas señaladas por los desarrolladores para acceder a financiamiento. Riesgos de inconvertibilidad, transferencia, cambio de ley y expropiación están cubiertos en el pliego; e, incluso, para los primeros 1.000 MW de la convocatoria se puso a disposición una garantía flotante del Banco Mundial sobre el flujo de fondos derivado de estos contratos. Por otra parte, entre los requisitos estándar del PPA se previeron cláusulas de terminación de contrato y de cesión, que permitirían a los oferentes vender los proyectos a CAMMESA en caso de que ésta dejara de pagar los contratos por 6 meses.

El Decreto N° 886 de 2016 y la resolución donde se aprueba el pliego establecieron los cupos agregados y por MW de los beneficios fiscales a ser otorgados a los proyectos. El cupo total es 1.700 millones de dólares y los cupos individuales fueron fijados en 60% del valor de referencia para eólicos, 55% para solares y 50% para el resto. Esta curva descendente se hizo sin una razón aparente, beneficiando a la primera tecnología.

En USD/MW	Valor de Referencia para Inversiones	Cupo Máximo de Beneficios Fiscales
EÓLICA	1.600.000	960.000
FOTOVOLTAICA	1.300.000	720.000
BIOMASA	2.500.000	1.250.000
BIOGÁS	5.000.000	2.500.000
PAH	3.000.000	1.500.000

En general se han clarificado los mecanismos de solicitud de los beneficios fiscales, incluyendo los formularios en el proceso a tales efectos. Vale agregar que el cálculo que se obtiene, sobrestima los beneficios al no considerar cuándo serán otorgados, por lo que su valor presente es menor que el valor que se termine consignando en la oferta.

En cuanto a la modalidad de ajuste de precios, se introdujo una innovación interesante en relación a lo observado en otros países. Los proyectos que ingresen a la brevedad tendrán el beneficio de que la tarifa ofertada será incrementada por un coeficiente de ajuste durante los primeros años del proyecto, que luego decrece, hasta impactar negativamente sobre el último período de vigencia de los contratos. Esta curva de precios busca replicar la reducción del precio que se espera se produzca en el tiempo como resultado de la mejora tecnológica y su consecuente reducción en los costos esperados de generación; al tiempo que mejora el valor presente de los proyectos. Por otra parte, y a contramano de la curva que resulta de estos coeficientes, se plantea el ajuste de las tarifas por algún coeficiente que refleje la inflación. Este tipo de indexación de contratos no ha dado buenos resultados en otros países en términos de los precios relativos de la energía, ya que a largo plazo se profundiza la divergencia entre las tarifas de proyectos viejos más caros, y nuevos más baratos. En la versión definitiva del pliego los coeficientes de ajuste son elevados, en torno al 1,7% anual en dólares, y en conjunto con la curva de incentivo suponen que la tarifa real de los proyectos resulte un 20% superior a la nominal ofertada por los generadores. En última instancia, estos criterios de ajuste de la tarifa permitirán presentar un resultado de la licitación más exitoso, un 20% por debajo de lo que será la tarifa percibida por los generadores realmente.

Los aspectos más negativos del pre-pliego fueron corregidos en el pliego definitivo. La excesiva exigencia en los requisitos técnicos previos, que menoscababa la competencia entre proyectos fue flexibilizada, habilitando una real competencia entre los oferentes. Los requisitos económicos se redujeron en el margen, y continúan siendo exigentes. Las garantías de oferta están por sobre los parámetros internacionales, y resultan particularmente duras las penalidades por atrasos o incumplimientos parciales. **Los cambios introducidos en el pliego definitivo permiten ahora sí anticipar un elevado volumen de ofertas. Al posibilitar a los generadores, una vez adjudicados los primeros 1.000 MW licitados, reofertar al menor precio, torna a la licitación una competencia por los puntos de inyección al sistema, más que por los MW a adjudicar. Probablemente la adjudicación luego de esta segunda ronda de mejora de ofertas se acerque más a los 2.000 MW que a los 1.000 MW licitados.**

Perspectiva sistémica

Más allá de la cantidad de MW que se logren instalar en los próximos años, el éxito de la Ley y de la política de inserción de ERNC en la matriz energética nacional dependerá de las tarifas que se logren alcanzar, y del grado de integración nacional que presenten los proyectos.

Tarifas renovables y costo sistémico

Desde el punto de vista del costo de la energía en nuestro país, que impacta sobre el bienestar de las familias y la competitividad de la industria, si las ERNC alcanzan tarifas similares a las observadas en otros países de la región en los últimos años, sin dudas podrán realizar un aporte importante en la reducción de los costos de generación del sistema. Sin embargo no está claro que vaya a ser así.

El precio de corte de la primera licitación es la variable que todos los actores del sector están esperando con atención. Las perspectivas más pesimistas al respecto, que podían apuntar a que los resultados se ubicaran cerca de los valores máximos previstos por la ley (113 USD/MWh) quedaron descartadas con la mayor precisión que surgió respecto del cupo de beneficios fiscales a partir de las últimas resoluciones; y fundamentalmente a partir de los coeficientes de indexación de las tarifas y el factor de incentivo. El intervalo esperado para la adjudicación de proyectos eólicos se ubica entre 65 y 75 USD/MW, con alguna posibilidad menor de que estrategias agresivas o colusivas bajen o eleven los precios sobre esa banda; y entre 80 y 100 USD/MW para fotovoltaicos con el mismo reparo.

Deberá tenerse en cuenta a la hora de evaluar el impacto real sobre los costos del sistema que el precio que pagará CAMMESA por estos contratos, será un 20% superior al ofertado por la aplicación de los coeficientes de ajuste. Por afuera de los coeficientes de ajuste, los factores que podrían llevar el precio hacia la banda superior del intervalo planteado son: el aún elevado costo financiero que afronta nuestro país en relación a otros países de la región, y la escasez de servicios asociados e infraestructura específica.

Los factores que podrían impulsar hacia la banda inferior son los elevados factores de capacidad que alcanzan los proyectos en nuestro país, sobre todo los eólicos, muy por encima de los observados en otros países de la región y el mundo.

Incentivos a la industria nacional

El cumplimiento de la ley requiere un volumen de inversiones superior a los 20.000 millones de dólares en los próximos 10 años y plantea un doble desafío. Por un lado, la industria nacional cuenta con capacidades y conocimientos que bajo un esquema de

incentivos adecuados, y con tiempo, podría llegar a alcanzar estándares tecnológicos internacionales y tener una participación significativa en la instalación de nueva capacidad de generación eólica. De esta forma, podría desarrollarse un cluster productivo de alto valor agregado, intensivo en mano de obra calificada, que aporte al desarrollo nacional en el largo plazo.

En segundo término, si no se logra integrar en torno a un 50% de componente nacional en los proyectos renovables, el saldo en materia de divisas para las ERNC será negativo en el mediano y largo plazo.

Un primer aspecto que dificulta el desarrollo de la industria nacional es el cronograma previsto por la ley para la incorporación de energías renovables. El requerimiento del 8% para 2017/18, que supone la incorporación de más de 3.000, y luego cae a unos 1.000 MW/año, no traza un sendero que permita adaptar progresivamente la capacidad productiva de la industria a la demanda del sector energético, maximizando en el mediano y largo plazo la integración nacional.

No obstante, la ley establece incentivos para el desarrollo de la industria nacional. Uno es la creación de un certificado fiscal por el 20% del valor del componente nacional, siempre que éste sea superior al 60% del monto total de la inversión electromecánica. El segundo es la priorización y posibilidad de bonificar tasas en la asignación de recursos del FODER a aquellos proyectos con mayor integración de componente nacional.

El pliego licitatorio y las resoluciones complementarias han dejado sin efecto los incentivos asociados al acceso al financiamiento del FODER. Los proyectos serán seleccionados por la conveniencia de su propuesta económica, y sólo una vez seleccionados a partir de ese criterio, podrán acceder al financiamiento del FODER.

La versión definitiva de los pliegos introdujo una ventaja del 3% en la oferta para los proyectos que acrediten mayor componente nacional, con un piso del 30%. Este sesgo es menor al previsto en la Ley de Compre Nacional, que habilita en las licitaciones públicas adjudicar a empresas nacionales con hasta un 5% de mayor costo en el caso de grandes empresas, y 7% en el caso de PyMEs.

El conjunto de elementos a favor y en contra del desarrollo de la industria nacional dan cuenta de un marco normativo orientado a incrementar en el margen, y con baja probabilidad de éxito, la integración de componentes nacionales actualmente disponibles. Los incentivos resultan a priori insuficientes para promover un esfuerzo en la integración de componentes locales, considerando que los tecnólogos por lo general cuentan con sus propios proveedores homologados, y que los costos locales hoy se encuentran por sobre los internacionales. Más lejana aparece aún bajo este marco la perspectiva de desarrollo y profundización del cluster local, y de consolidación de la tecnología nacional.

Conclusiones

La Ley N° 27.191 plantea la posibilidad de que finalmente nuestro país avance en la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica incorporando las ERNC como uno de sus pilares. Que este proceso sea exitoso en términos del desarrollo nacional dependerá no sólo de que las metas se cumplan, sino de los costos de generación que supongan para el sistema, y del grado de integración nacional que alcancen los proyectos.

Acuerdo Petrolero. ¿Una política de continuidad o cambio?

Patricia Charvay, Cecilia Gonzalez, Juan Polero

Resumen

En el año 2015, ante un escenario internacional caracterizado por una fuerte caída de los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados, el gobierno nacional, las provincias, empresas hidrocarburíferas y sindicatos acordaron el establecimiento de un precio sostén para el “barril criollo” de petróleo y una serie de incentivos orientados a mantener el nivel de actividad, la producción y las inversiones. En 2016, ante la continuidad de la baja en los precios, el actual gobierno decidió sostener algunos lineamientos del acuerdo celebrado por el gobierno anterior. Por tanto, en el presente artículo se examinan las características del “Acuerdo Petrolero 2015” y las rupturas y continuidades con el “Acuerdo 2016”. Finalmente se analizan las implicancias de estas medidas en la configuración de la matriz energética argentina, altamente concentrada en los hidrocarburos.

Introducción

La recuperación de YPF y la Ley de Soberanía Hidrocarburífera sancionada a comienzos del año 2012 se constituyeron en herramientas fundamentales del gobierno anterior para alcanzar el autoabastecimiento energético.

2002 - 2012

Período caracterizado por:

- Caída de la producción del -2,7 anual.

- Precio de mercado local, menor que el internacional

Sin embargo, el camino trazado al autoabastecimiento sufrió un fuerte golpe desde mediados de 2014, con la abrupta caída de las cotizaciones del petróleo crudo y sus derivados en el mercado internacional. En este marco, el gobierno anterior delineó junto con los diferentes actores del sector una activa política de regulación con el objetivo de prevenir la masiva baja de equipos de perforación, para evitar que las fluctuaciones del mercado mundial interrumpieran el desarrollo del sector hidrocarburífero local.

En 2012 se produjo la recuperación de YPF y se sancionó la Ley N° 26.741 por medio de la cual se declara de interés público el logro del autoabastecimiento energético.

Entre 2012 y 2014 se implementaron programas de estímulo a la producción, se incrementaron las inversiones, el nivel de actividad y se impulsó el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

A principios de 2016, el actual gobierno selló un nuevo acuerdo. El mismo, mantiene precios internos por encima de las principales cotizaciones internacionales pero al mismo tiempo introduce modificaciones que impactan en la *performance* del sector hidrocarburífero argentino.

Aquí se examinan los objetivos y resultados de los “Acuerdos Petroleros”, los cuales han sido fuertemente debatidos en la opinión pública. Asimismo se analiza si el “Acuerdo 2016” mantiene como horizonte una política activa de Estado hacia el autoabastecimiento energético o si, por el contrario, es una transición hacia el libre mercado.

¿Qué es el acuerdo petrolero y por qué se llevó a cabo?

Argentina es un país productor de hidrocarburos que cuenta con la posibilidad de procurar que el nivel de actividad local le permita obtener la energía necesaria para abastecer a la industria y los consumidores locales. Es por esto que en un clima internacional adverso para la industria petrolera, que ponía en riesgo el desarrollo del sector a nivel local, el gobierno anterior puso en marcha un conjunto de incentivos para **atenuar el impacto del derrumbe de los precios en el nivel de actividad local, en vistas a procurar que las empresas mantuvieran las pautas de inversión previstas para incrementar la producción y reponer reservas.**

En este marco, se celebró el “Acuerdo Petrolero 2015” que estableció un precio sostén para el petróleo crudo en el mercado interno por encima del internacional. Mientras que en el mercado mundial el valor promedio en 2015 fue de 52 USD por barril, el “barril criollo” alcanzó un promedio de 69 USD por barril (cabe señalar que el precio del petróleo local se determina en moneda estadounidense). El diferencial de precios se explica por las características de los campos petroleros locales. En efecto, debido a que la mayor parte de la actividad en Argentina se realiza en campos maduros –de más de 30 años-, a la vez que las perspectivas a futuro se encuentran puestas en el desarrollo de yacimientos no convencionales, los costos de extracción resultan elevados en términos internacionales. En consecuencia, las inversiones necesarias para producir localmente resultarían inviables a los niveles de precios alcanzados luego del derrumbe de 2014.

En 2015 como consecuencia de la caída del precio internacional de los hidrocarburos, se llevó adelante el "Acuerdo petrolero" por medio del precio sostén para el "barril criollo". El aspecto positivo fue que se detuvo el declino de la producción, pero como contracara negativa, subieron los precios de los combustibles en surtidor.

El precio sostén plasmado en el “Acuerdo 2015” fue acompañado de una serie de herramientas tendientes a mantener e incrementar el nivel de actividad de la industria petrolera. En esta línea, se creó un programa de estímulo a la producción de petróleo (con fecha de vencimiento en diciembre 2015), por medio del cual el Estado Nacional le otorgaba 3 USD por barril a las empresas que mantuvieran o aumentaran su producción. A su vez, otorgaba un monto adicional de entre 2 y 3 USD por barril para las empresas que tuvieran que destinar parte de su producción al mercado externo¹ (expuestas a la cotización internacional). Este programa implicó una transferencia de **450 millones de USD desde el Estado Nacional a las empresas productoras en 2015**.

Ahora bien, una pregunta que cabe hacerse y que afecta directamente a los consumidores es, ¿Cómo impactó el “Acuerdo Petrolero” en el precio de naftas y gas oil? El precio del crudo local por encima de la internacional se tradujo en precios más altos de los combustibles en surtidor. Así, uno de los aspectos más debatidos y criticados del acuerdo fue que el “barril criollo” redundó en un mayor precio de los combustibles en surtidor, mientras que en los países donde el petróleo sigue la cotización internacional los usuarios se beneficiaron con combustibles más baratos.

El precio interno superior al internacional, si bien redundó en un esfuerzo fiscal para el Estado y para los consumidores, puso el énfasis en el sostenimiento de los niveles de producción en vistas a recuperar el autoabastecimiento energético, el cual se consideró que en el mediano plazo redundó en mayores beneficios para todos los argentinos.

Acuerdo 2016. ¿Continuidad o cambio?

Al poco tiempo de asumir y ante el “vencimiento” del “Acuerdo 2015”, el actual gobierno se enfrentó con el dilema de la determinación de los precios locales del crudo y sus derivados ¿Debía la nueva administración mantener las políticas de los años previos, o sería el libre mercado la respuesta al sector petrolero? En un escenario de continua caída de los precios internacionales, el gobierno mantuvo este instrumento de intervención, “actualizando” los niveles de precios para el mercado interno.

El “Acuerdo 2016” mantuvo el desacople de precios, pero se redujo el valor del barril de petróleo en el mercado local respecto al de diciembre de 2015 (pasó de 67 a 60 USD). La principal limitación del nuevo acuerdo es que, aun habiendo disminuido el precio local, el diferencial con relación a los valores internacionales sigue siendo significativo e implica combustibles más caros en el mercado local. Pero, a la vez, el precio del crudo local es insuficiente para el mantenimiento del nivel de actividad en la industria petrolera.

El "Acuerdo petrolero 2016" redujo el precio sostén para el "barril criollo" lo que se tradujo en una caída de la producción, al mismo tiempo que mantiene precios elevados en combustibles.

El “Programa de Estímulo” a la producción implementado en 2015 también sufrió modificaciones. El fomento a la producción fue eliminado y se incrementó el valor del incentivo a las exportaciones, el cual pasó a ser de 7,5 USD por barril exportado. Sin embargo, dicha compensación sólo estaría vigente mientras que la cotización del petróleo en el mercado mundial estuviera por debajo de los 47,5 USD por barril, lo cual sólo se cumplió hasta mediados de mayo².

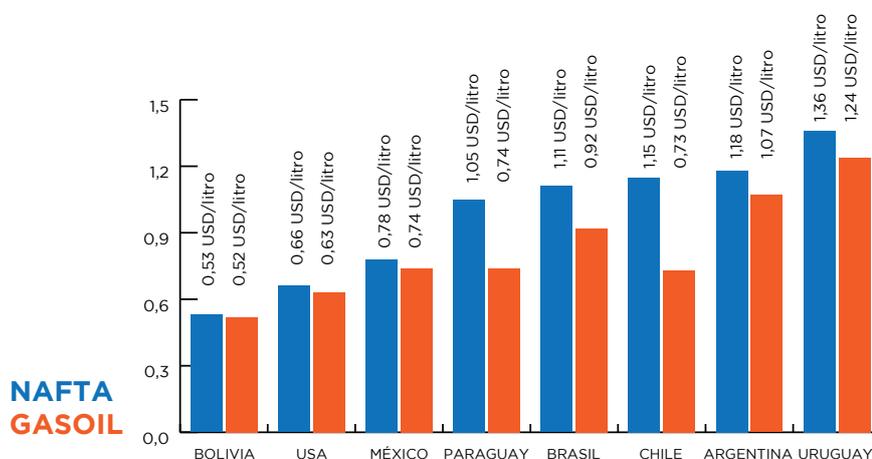
¹ Sólo se exporta el excedente de petróleo crudo denominado “Escalante” que, dadas sus características técnicas, su procesamiento es altamente ineficiente en las refinerías locales.

² Desde fines de mayo, algunos días, el precio de referencia internacional ha superado este valor, por lo que por las exportaciones realizadas en ese momento las empresas dejaron de percibir el estímulo.

Otra de las medidas que había sido implementada en 2015 fue la fijación de un precio sostén para el fuel oil producido localmente que es destinado a la generación de energía eléctrica. Este mecanismo buscaba compensar a las refinadoras locales, las cuales se veían forzadas a comprar un petróleo más caro a nivel local. En 2016, sin embargo, la reducción del precio interno del petróleo crudo no se tradujo en un menor precio para el fuel oil destinado a la generación de energía eléctrica. De esta manera, el precio sostén para el fuel oil consumido por las usinas térmicas significa un mayor costo para el sistema eléctrico, quedando este beneficio en manos de las refinadoras.

Asimismo, hasta diciembre del año pasado la empresa estatal Energía Argentina S.A (ENARSA) centralizaba las operaciones de importación de petróleo crudo, necesarias para el abastecimiento del mercado local, quedando el diferencial entre el precio de importación y el de venta en el mercado interno bajo la órbita del Estado Nacional³. En 2016, sin embargo, la importación de petróleo crudo se trasladó al sector privado. La importación a cotización internacional y su venta en el mercado local al precio del “barril criollo” significa actualmente un beneficio de al menos 17,5 USD por barril importado para las empresas locales. Por lo tanto, las refinadoras adquirieron un beneficio adicional al permitirles importar petróleo crudo en forma directa, para luego vender los combustibles obtenidos al precio local, más alto que el internacional.

Gráfico N° 1. Precios de las naftas y el gasoil en países seleccionados



Nota: precios correspondientes a julio 2016.

Fuente: elaboración propia en base a GlobalPetrolPrice.com

Para realizar un análisis completo de la situación actual del sector petrolero, resta mencionar cual es el impacto de las medidas del gobierno en el valor de los combustibles. Como se mencionó, el precio interno del petróleo se determina en moneda estadounidense, por lo que la devaluación de la moneda cercana al 50%, impactó de manera directa en el precio en pesos de los combustibles locales. El incremento del tipo de cambio aún no fue trasladado por completo desde las refinadoras a los consumidores, por lo tanto el aumento de precios en surtidor, aunque altos para la percepción de la población, no alcanzaron a cubrir este efecto.

Más allá de la vigencia del acuerdo petrolero en la actualidad, la recuperación de las cotizaciones internacionales a partir de mayo provocó un acercamiento del precio local al mundial. En este sentido, vale la pena destacar que el gobierno nacional no ha demostrado renovadas intenciones de intervenir en este mercado, así como no se han tomado nuevas medidas a lo largo de los últimos meses, por lo que se abre el interrogante de cuál será su intención a futuro ¿Se buscará mantener la intervención en el precio local o se promoverá su liberación, exponiendo el mercado local a los vaivenes internacionales? ¿Se volverá a pasar de un paradigma de la energía como recurso estratégico a la energía como un *commodity*?

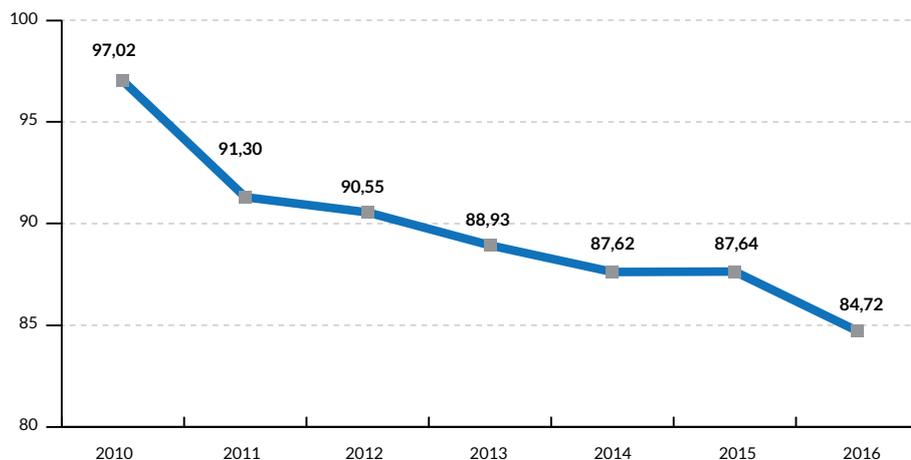
Resultados de la nueva política: ¿El abandono de las políticas orientadas al autoabastecimiento?

Un análisis de la evolución de las variables de producción de crudo y de los equipos de perforación operativos en el país permite examinar el impacto de estos acuerdos. En cuanto a la producción, vale la pena considerar, la evolución de los años previos al acuerdo. **En 2011 se produjo un declino del 6% y en 2013 y 2014 fue del 2%. Sin embargo las políticas orientadas a apuntalar el desempeño del sector permitieron detener la caída y en 2015 logró mantenerse la producción respecto del año previo.**

El análisis del segundo acuerdo resulta más acotado, en tanto sólo se dispone de datos completos hasta junio de 2016. Teniendo esto en consideración, la variación anual registra una reducción del 3,3%, como puede observarse en el Gráfico N°1. La tendencia indica que la caída de la producción para 2016 respecto a 2015 se encuentre en torno a ese valor o sea incluso mayor. Esto pone en evidencia que a pesar de que en el mercado local se sigue sosteniendo un precio superior al internacional no se están cumpliendo las metas de producción.

³ Para mantener el nivel de actividad de las refinadoras se importa petróleo crudo “liviano”, que por sus características tiene mejor rendimiento en las instalaciones locales.

Gráfico N° 2. Producción de petróleo en Argentina, 2010 - 2016
(en miles de m³/día)



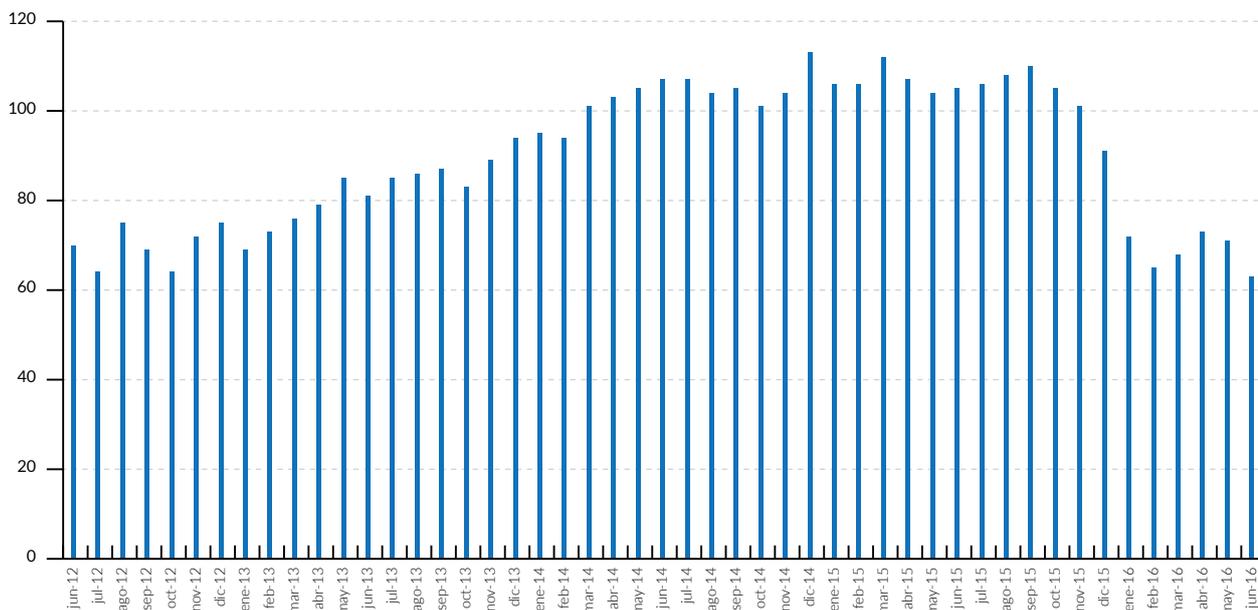
Nota: los datos 2016 corresponden al período enero-junio.
Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería.

En el análisis de la actividad petrolera no sólo es importante evaluar el desempeño productivo presente, sino también cuáles son las perspectivas a futuro. Un buen indicador en este sentido es el nivel de actividad, cuantificado a través de la cantidad de plataformas de perforación activas.

La información disponible muestra que el número de plataformas registró un crecimiento importante en 2014, cuando el precio internacional del crudo verificaba una tendencia creciente y las empresas locales bajo el liderazgo de YPF, incrementaron su nivel de actividad ante la mejora en el nivel de precios internos. El acuerdo alcanzado en 2015 logró mantener e incluso seguir aumentando el número de plataformas (el promedio mensual pasó de 89 a más de 94 de un año a otro), aun cuando entre mediados de 2014 y fines de 2015 el precio internacional del crudo cayó un 65%.

A finales de 2015, especialmente durante el último trimestre, cuando la continuidad de la política de apoyo a la producción local se ponía en duda a partir de los resultados de los procesos eleccionarios que definirían el nuevo gobierno, la cantidad de plataformas en actividad mostró un franco descenso, pasando de un máximo de 99 en septiembre a 63 en enero de 2016 y 56 en febrero, como puede observarse en el Gráfico N°2. La demora en la definición de los términos del nuevo acuerdo puede explicar en parte la falta de recuperación de este indicador, habida cuenta que luego verifica un nuevo -aunque leve- incremento en los siguientes dos meses. Sin embargo, las nuevas caídas en mayo y junio relativizan dicha recuperación.

Gráfico N° 3. Plataformas activas en Argentina, junio 2012 - junio 2016



Fuente: elaboración propia en base a datos de Baker Hughes.

Debe tenerse en consideración que el efecto en términos productivos de la contracción en el nivel de actividad se hará ver con mayor fuerza en los próximos años. En este sentido, la entrada en producción de los equipos requiere de cierta anticipación, a la vez que depende de las expectativas de evolución de otras variables relevantes en las decisiones de inversión de las empresas. Por otro lado, es importante señalar que la respuesta de la producción al nivel de actividad no es inmediata. En efecto, cuando se contrasta la incorporación de nuevos equipos con la producción alcanzada en los últimos años se comprueba que a pesar de haberse incrementado en más de un 70% la cantidad de plataformas, los niveles de producción continuaron cayendo, aunque a un ritmo menor. Ello significa que el resultado de la caída de los equipos actual se verá con mayor fuerza en los próximos meses -y años-.

¿Cuál sería el impacto de retomar la senda decreciente de la producción petrolera? Estimando una producción de petróleo que siga la misma curva de retracción observada durante los primeros meses de 2016, en los próximos 4 años (2017 – 2020) sería necesario importar más de 110 millones de barriles, solamente si se mantiene la demanda. El impacto sobre la balanza comercial energética dependerá del precio del petróleo en el mercado mundial, pero asumiendo que se recuperan los valores previos a la caída, **sólo en el año 2018 implicaría 2.500 millones de dólares de importación de petróleo**. Por lo tanto, de no aplicarse medidas que permitan impulsar el nivel de actividad local y, consecuentemente, los niveles de producción, cuando se reviertan las condiciones actuales del mercado mundial nos estaremos enfrentando nuevamente a la falta de planificación estratégica para el sector y a una nueva agudización de la restricción externa.

Consideraciones finales

El mantenimiento del nivel de actividad y de las inversiones en la industria petrolera en Argentina resulta fundamental en vistas a lograr el autoabastecimiento energético. En efecto, más allá de su impacto sobre nivel de empleo y en las economías regionales, la insuficiencia de la producción local para abastecer la demanda interna significa una creciente necesidad de importaciones que afecta la balanza de divisas.

En términos de política económica, la definición del nivel de precios internos del petróleo crudo y sus derivados resulta central. Por un lado, dado que las empresas de la actividad operan a escala internacional, el nivel de precios local debe permitirles obtener cierto margen de rentabilidad que promueva la inversión en Argentina. Es decir, que en el esquema de toma de decisiones de las empresas, el desarrollo de la actividad en Argentina debe aparecer como una opción viable, teniendo en cuenta que por los altos costos de extracción locales nuestro país no es un destino atractivo. Por otra parte, los precios locales deben resultar accesibles para la población, en tanto el acceso a la energía significa una mejora en la calidad de vida de los ciudadanos y, al mismo tiempo, debe permitir que la industria local pueda desarrollarse a un nivel competitivo en términos internacionales.

Ante el cambio en el contexto internacional de precios del petróleo, la definición de política local fue mantener el nivel de actividad, evitando que las fluctuaciones de precios internacionales impactaran sobre la producción y la incorporación de reservas. En este sentido, es importante tener en cuenta que las inversiones realizadas tanto en explotación y, principalmente, en exploración de hidrocarburos no suelen mostrar resultados inmediatos, a la vez que requieren de cierta continuidad. Por lo tanto, el sostenimiento del nivel de producción del año 2015, a pesar del contexto adverso en términos internacionales, resultó fundamental para sostener el camino hacia el autoabastecimiento energético.

En lo que va de 2016, sin embargo, los resultados del acuerdo parecen no ser los mismos. Resulta preocupante **la evolución de la cantidad de plataformas de perforación**, que desde diciembre del año pasado registra una **caída de más del 30%**. La caída de la actividad, en términos de baja de equipos, no provocará una reducción inmediata de la producción; sin embargo, su recuperación, incluso ante un cambio en el contexto de precios internacionales, tampoco lo será. Aun cuando puede que en el corto plazo, ante bajos precios internacionales, la caída de la producción no tenga un significativo impacto en términos de requerimiento de divisas, debe considerarse cuál sería su efecto en el mediano y largo plazo. Si la producción recupera su tendencia decreciente, durante los próximos años será necesario importar cantidades crecientes de petróleo crudo y derivados, con un importante impacto en términos de salida de divisas, sobre todo si se verifica una nueva tendencia creciente en las cotizaciones internacionales de los hidrocarburos.

Importaciones de petróleo de sostenerse la caída en la producción de petróleo (-3,3% anual) y mantenerse la demanda de 2015.

2015	2018	2020
5,7 MILLONES DE BARRILES	24,9 MILLONES DE BARRILES	36,7 MILLONES DE BARRILES
60 USD/BBL	100 USD/BBL	100 USD/BBL
340 MILLONES DE USD	2.493 MILLONES DE USD	3.674 MILLONES DE USD

Importaciones de petróleo en caso de registrarse una caída de la producción del 5% anual y mantenerse la demanda de 2015.

2015	2018	2020
5,7 MILLONES DE BARRILES	34,4 MILLONES DE BARRILES	51,2 MILLONES DE BARRILES
60 USD/BBL	100 USD/BBL	100 USD/BBL
340 MILLONES DE USD	3.436 MILLONES DE USD	5.118 MILLONES DE USD

En el mes de julio, el precio internacional del petróleo crudo volvió a repuntar, alcanzando valores cercanos a los 50 USD por barril. De mantenerse esa tendencia, el diferencial entre el precio local y el internacional prácticamente desaparecería. En este sentido, vale la pena preguntarse qué sucederá en caso de que la tendencia mundial signifique que se alinee el precio local con el internacional. ¿Significará la eliminación de la desvinculación de los precios locales con relación los mundiales? ¿Cuál será dicha definición en caso de observarse una nueva tendencia decreciente? ¿Se buscará mantener políticas que permitan frenar la caída de la producción local?

Las respuestas a todos estos interrogantes darán cuenta no sólo de cuál será el destino del sector petrolero durante los próximos años, sino también de cuál es el rol que tendrá el Estado Nacional en su desempeño a futuro. Mientras que en el marco de un proyecto de desarrollo económico con inclusión social se entiende que el Estado debe cumplir un papel activo con el objetivo de sostener el nivel de actividad en la industria hidrocarburífera, el actual proyecto parece encaminarnos nuevamente hacia un modelo económico con escasa presencia estatal, en el cual el mercado habrá de direccionar los recursos según su propia lógica, quedando la producción y la balanza comercial energética subordinados a su libre accionar.

DEL “SINCERAMIENTO” AL “TARIFAZO”

Bersten Lara, Mejía María

Resumen

En el presente artículo se analizan los aumentos en los cuadros tarifarios de electricidad y gas y el impacto de los mismos en el sector residencial, comercial e industrial. A su vez, se evalúa si las medidas implementadas por el gobierno están orientadas a generar una transferencia de ingresos hacia el conjunto del sector energético o sí, por el contrario, apuntan a un objetivo fiscal, vía reducción de subsidios estatales.

Finalmente se introduce la discusión acerca de si éste era el único camino posible para incrementar las tarifas o si hubiese sido posible plantear alternativas graduales, que acompañadas de políticas públicas, permitiesen amortiguar el impacto de las medidas. Todo ello, en el marco de la resolución de la Corte Suprema que frenó los aumentos para el segmento residencial en gas y le advirtió al gobierno que, en adelante, todo reajuste tarifario debería ser gradual y razonable para dar previsibilidad a los usuarios, especialmente los más vulnerables.

Introducción

Si bien la discusión sobre las tarifas tuvo marchas y contramarchas en el marco de la campaña electoral, era claro que independientemente del resultado de las elecciones, todos los candidatos coincidían en la necesidad de incrementar las tarifas que los usuarios finales abonaban por los servicios públicos. Bajo el discurso que asevera la necesidad de “sincerar” ciertas variables económicas el gobierno llevó adelante, entre otras medidas, el incremento de las tarifas en los servicios públicos de energía, transporte y agua.

No obstante, el modo, la magnitud y el contexto económico de los incrementos tarifarios, sorprendieron y afectaron a toda la población generando una fuerte reacción política y social. Así, el gobierno no pudo evitar que el “sinceramiento” se transforme en “tarifazo” para la opinión pública.

Durante los primeros meses de gestión el gobierno aumentó todos los servicios públicos: el costo mayorista de la energía eléctrica y el precio del gas natural a nivel nacional, aplicó incrementos adicionales en el margen de distribución a la electricidad en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) al mismo tiempo que acrecentó las tarifas de agua y del transporte público. Dichos aumentos se instrumentaron casi simultáneamente y a pocos meses de una fuerte devaluación de la moneda, cuyo traslado a precios generó una aguda contracción en el salario real de los trabajadores. Asimismo, es importante tener presente que las modificaciones tarifarias se realizaron en su conjunto y poco antes de comenzar el invierno, momento en el cual se produce el pico de consumo energético de los hogares (sobre todo del gas natural), y sin contemplar la complejidad y diversidad del territorio nacional.

En este contexto, es imprescindible interrogarse si era necesario un aumento de tarifas energéticas. Y la respuesta que se sostiene aquí, es que efectivamente había que avanzar en este sentido. En primer término, los subsidios a la energía eléctrica y el gas natural de red llegaron a representar más de 2 puntos del producto bruto interno, cuya asignación no pudo optimizarse en términos distributivos. En segundo lugar, la progresiva reducción de las tarifas energéticas en términos reales promovió el uso irracional de recursos críticos y no renovables en todos los sectores sociales y segmentos productivos.

Por otra parte, ¿La necesidad de un programa de corrección de la política tarifaria supone que las medidas implementadas por el gobierno fueron acertadas? La respuesta es negativa. Tras muchos años de progresivo retraso tarifario los hogares adaptaron su estructura de gastos y consumos a esa realidad; así como las empresas que percibían mayor proporción de subsidios orientaron sus estructuras de costos a un país que le brindaba energía barata. Pretender revertir el atraso tarifario en 6 meses, cuando aún se siente el impacto del shock devaluatorio e inflacionario, sin dar tiempo, financiamiento ni asistencia a hogares y empresas para adaptarse a esta nueva realidad, resulta un desatino que se ha puesto de manifiesto en la fuerte reacción social frente a la política tarifaria del gobierno.

Resulta pertinente por tanto, analizar las medidas y sus impactos, para observar, quiénes son los ganadores y perdedores de este paquete de ajuste.

Energía eléctrica

El aumento del precio de la energía eléctrica fue el primero de una serie de incrementos en las tarifas de los servicios públicos, y si bien el impacto de la medida fue para todo el país, su incidencia fue mayor en el AMBA, concesión de EDENOR y EDESUR. El precio previo de la energía eléctrica en la zona más rica del país, el cual era bajo en términos relativos con otros bienes y también comparativamente con otras provincias, le dio un marco de “razonabilidad” a la medida. Además, todo indicaba que era una política orientada a disminuir las inequidades federales, dado que desde hace tiempo el AMBA tenía tarifas finales más reducidas que el resto del país.

El cambio en las tarifas de energía eléctrica fue establecido por dos resoluciones del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, la Resolución N° 6/2016, con impacto para todo el país, y la Resolución N° 7/2016 con incidencia únicamente para la región Metropolitana de Buenos Aires.

Para comprender los aumentos, es importante conocer cómo se compone la tarifa de electricidad: el precio de la energía, el costo del transporte y el de distribución. En este sentido, las citadas resoluciones modificaron los siguientes componentes de la tarifa final:

- Resolución N° 6: el precio estacional de la energía aumentó un 256% promedio, impactando en todo el país. Dicho incremento en el precio mayorista de la energía es pagado por las distribuidoras a la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), y se traslada posteriormente a la tarifa final de los usuarios. El modo en que se realiza este traslado es definido por el ente regulador de cada provincia, ya que la regulación de la distribución eléctrica es federal, por lo cual el impacto final de este aumento no es homogéneo. Según la incidencia que tenga el precio de la energía en la tarifa final, variará el impacto en términos porcentuales en cada provincia. Como consecuencia de este incremento los aumentos de las facturas finales de los usuarios oscilaron desde el 50% al 250% dependiendo de la empresa distribuidora.

El incremento al precio mayorista aplicado en la Resolución N° 6 está orientado a una reducción parcial de los subsidios. Mientras en diciembre 2015 el Estado subsidiaba el 86% del costo total de generar una unidad de energía, en marzo 2016 paso a subsidiar el 61%, es decir que esa diferencia de 25 puntos porcentuales ahora es pagada por la demanda. La persistencia de un subsidio que supera el 60% del costo pleno de generar la energía permite inferir que esta es sólo la primera etapa de un plan de “sinceramiento” de los costos energéticos, por lo cual se pueden esperar nuevos aumentos en el corto plazo.

- Resolución N° 7: dispuso la eliminación de los subsidios que percibían los usuarios de EDENOR y EDUSUR en concepto de valor agregado de distribución (VAD). Es decir, en el caso del AMBA, el Estado Nacional erogaba un subsidio adicional para que ambas empresas no trasladasen el incremento del costo de distribución a sus usuarios.

La regulación federal de la distribución eléctrica generó fuertes heterogeneidades en los VAD provinciales, lo cual derivó en importantes asimetrías en las facturas a nivel nacional (siendo Córdoba y Santa Fe las provincias con las tarifas eléctricas más caras del país). Estas diferencias abonaron al argumento de que la energía estaba subsidiada en el AMBA y no en el resto del país.

El subsidio del Estado Nacional se define por el precio mayorista de la energía y aplica de igual forma para todo el país, la diferencia radica en el tercer componente: el VAD, el cual estuvo subsidiado para el AMBA durante los últimos años. En el caso del AMBA, la combinación del aumento del precio estacional de la energía y la eliminación de los subsidios al VAD, condujo a que los aumentos alcanzaran un máximo de **550% para usuarios residenciales, cercano al 400% para comercios e industrias chicas y del 500% para industrias grandes.**

Otro elemento a tener en cuenta, es que los cambios en los cuadros tarifarios del AMBA modificaron el \$/kWh de cada segmento de usuario en forma regresiva. Mientras a los usuarios que consumen menos de 1.000 kWh/bim, 85% del total, se les aumentó en promedio 530%, aquellos usuarios de los escalones más altos tuvieron aumentos de 315%.

La Resolución N° 6/2016 del Ministerio de Energía también incorpora incentivos para que los usuarios residenciales ahorren energía. Aquellos que ahorren más del 10% respecto del mismo bimestre del año anterior obtendrán descuentos en su factura que van desde el 10%, y alcanzan hasta el 22% para aquellos que ahorran más del 20% interanual.

Finalmente, es relevante subrayar que la quita del subsidio al VAD para los usuarios de EDENOR y EDESUR aplicada por la Resolución N° 7 representa una readecuación tarifaria que otorga los ingresos necesarios para cubrir los costos de operación del sistema y realizar mantenimientos e inversiones. Asimismo en el marco de estas resoluciones se instruyó al ENRE a realizar una RTI (Revisión Tarifaria Integral) que establecerá cuál será la retribución al capital que se les dará a dichas empresas, sería deseable que al mismo tiempo que no sobrevalore el capital de las concesiones, contemple el estado real de la red de distribución, apuntando a incentivos tendientes a mejorar el nivel de calidad y seguridad de la misma.

Tarifa social. Los aumentos en electricidad fueron acompañados con la implementación de una tarifa social que consiste en la bonificación de los primeros 150 kWh consumidos por mes. Todo el consumo por sobre el umbral de 150 kWh paga precios diferenciales según si el usuario mantuvo su consumo o lo incrementó respecto del mismo período del año anterior,

en este último caso prácticamente abona la misma tarifa por kWh que un usuario sin tarifa social. Por ejemplo, un usuario R2 de EDESUR, beneficiario de la tarifa social, que en junio 2015 consumió 299 kWh/mes y pagó \$33; en junio 2016 consumiendo 300 kWh/mes pagaría \$140, esto representa un aumento del 322% para el usuario del ejemplo.

En otro sentido, es importante tener noción de cuánto representan esos 150 kWh: ¿Son suficientes? ¿En qué consumo efectivo se traducen? Los mismos representan el consumo estimado de una heladera y de cuatro horas de luz o de una estufa de cuarzo encendida durante 4 horas por día. Por lo tanto, se puede concluir que se trata de una tarifa social escasa, sobre todo para aquellos sectores que viven en zonas sin gas de red y, por ende, no tienen la posibilidad de tener un servicio energético alternativo.



En una segunda instancia de aplicación y luego de la movilización y el reclamo de numerosos sectores, se incrementó este umbral a 300 kWh para las provincias del NEA y NOA que prácticamente no tienen acceso a la red de gas natural. Si bien es positivo el aumento del bloque de consumo gratuito a 300 kWh/mes, sería deseable, que este beneficio se amplíe a todos los beneficiarios de tarifa social del país. Ya que es importante tener presente que existe una gran cantidad de usuarios que residen en zonas con red de gas y no poseen los recursos para realizar la conexión domiciliaria, costo que debe ser afrontado en su totalidad por el usuario.

Otro aspecto a tener en cuenta son los requisitos para inscribirse en la misma, ya que para ser beneficiario se establecen condiciones que en muchos casos resultan restrictivas. Ejemplos de esto son la definición del nivel de ingresos sin contemplar diferencias regionales, o la imposibilidad de tener un vehículo propio de menos de diez años de antigüedad. Esto evidencia la ausencia de un criterio federal que contemple las heterogeneidades del amplio territorio nacional: existencia de distintos niveles de ingreso y costos de vida, y la falta de medios de transporte en muchas localidades que obligan a la mayoría de sus habitantes a contar con un vehículo propio.

TARIFAZO ELÉCTRICO EN STAND BY EN LA JUSTICIA

Los incrementos de energía eléctrica, tanto el precio de la energía mayorista que afecta a todo el país (Resolución N° 6), como el incremento en distribución en el AMBA (Resolución N°7), fueron suspendidos por la jueza federal de primera instancia de San Martín, Dra. Martina Forn. El argumento sostenido es la inobservancia de la audiencia pública y la grave afectación a los usuarios en el marco de una acción colectiva (derechos homogéneos afectados por una sola causa). Actualmente la apelación llegó a la Corte, quien decidirá en los próximos días si valida los aumentos o si aplica el mismo criterio que usó para el caso del gas residencial.

Gas Natural

En el año 2014, el valor del gas natural por redes se incrementó en dos tramos, en un 180% para usuarios residenciales y un 40% en los comerciales¹, exceptuando a la región patagónica por razones climáticas. Por tanto, el precio del gas natural estaba a niveles más cercanos de la estructura de costos de la industria que en el caso de la electricidad².

El cambio en las tarifas de gas natural por redes fue establecido en el mes de abril por medio de la Resolución N° 28/2016 y complementarias, fijando nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), es decir, el precio que se paga a los productores, lo que termina impactando en los cuadros tarifarios que deben abonar los usuarios.

De manera similar al esquema de electricidad, la tarifa de gas natural por redes se compone por: el precio del gas en el PIST, el costo del transporte y el de distribución. Por tanto, a través de la Resolución N° 31/2016 el Ministerio de Energía instruyó al Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) a realizar una adecuación de las tarifas vigentes. En consecuencia, fueron publicados

¹ Estos incrementos porcentuales promedios del total país ponderan que tanto en la Patagonia como en la Puna se mantuvo la tarifa, por lo cual el incremento en el resto del país fue mayor, cercano al 220% en residencial y de 50% en comercial.

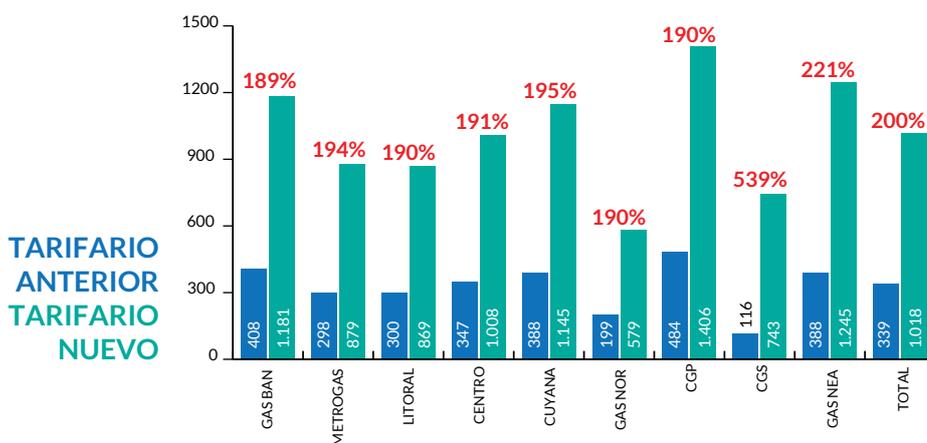
² A diferencia de la energía eléctrica, la privatización del gas natural producida en la década del 90, no descentralizó la gestión del segmento de transporte y distribución, siendo definido por el gobierno nacional y regulado por un único ente, el ENARGAS.

nuevos cuadros tarifarios para las transportistas y distribuidoras del gas natural en todo el país. Si bien el porcentaje del aumento es menor respecto del de la energía eléctrica, el impacto en términos absolutos para el ingreso familiar es mucho más elevado.

En el marco de estas resoluciones se instruyó al ENARGAS a realizar una RTI en el período de un año, a partir de la cual se definirán los cuadros tarifarios en el próximo quinquenio. El aumento tarifario propuesto por el gobierno fue "a cuenta" de la RTI, elemento cuestionado por el reciente fallo de la Corte Suprema.

Un dato a destacar, es que las tarifas propuestas por el gobierno no tuvieron un impacto homogéneo sobre las facturas de los usuarios a lo largo de las distintas regiones del país. En efecto, mientras el incremento promedio para los usuarios residenciales fue de 200% a nivel nacional, en la Patagonia fue de 539%.

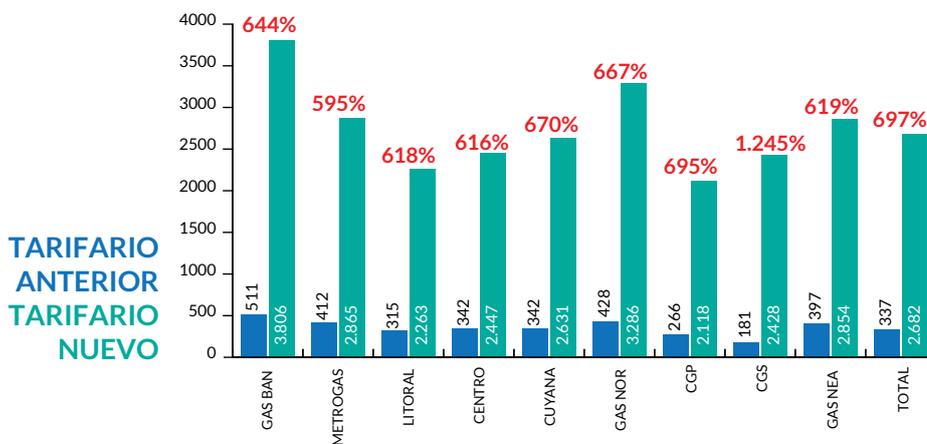
Gráfico N° 1. Factura media del segmento residencial por distribuidora



Nota: (1) CGP: Camuzzi Gas Pampeana, CGS: Camuzzi Gas del Sur
 Fuente: elaboración propia en base a Infoleg, ENARGAS y Ministerio de Energía y Minería.

En el caso de los comercios y PyMEs (así como las universidades, empresas recuperadas y clubes de barrio) los aumentos aprobados inicialmente por el gobierno alcanzaron un promedio de 795% a nivel país, registrándose más de 1.200% en la región patagónica. Esto representa un sensible incremento en los costos de producción y, por ende, en la rentabilidad de las empresas, dada la profundización de la recesión económica.

Gráfico N° 2. Factura media del segmento no residencial por distribuidora



Nota: (1) corresponde a la categoría SGP.
 Fuente: elaboración propia en base a Infoleg, ENARGAS y Ministerio de Energía y Minería.

Si se tiene en cuenta, el impacto del aumento por segmento de consumo, en el caso de los usuarios residenciales, los mayores incrementos porcentuales en la facturación media por bimestre –considerando el promedio nacional- **se registran en las categorías de menor consumo (R1, R21 y R22), alcanzando el aumento para el segmento R22 el 346%.** Estas categorías

representan el 42% de los usuarios totales y el 15% del volumen mensual consumido. Por su parte, para las categorías no residenciales el mayor aumento aparece en la categoría SGP2 (858%). Sin embargo, esta categoría representa solamente el 0,7% de los usuarios totales.

Los cuadros tarifarios propuestos incluyen precios especiales para aquellos usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual período del año anterior. Asimismo, se propusieron cuadros tarifarios diferenciales para los usuarios de menores ingresos. La Resolución N° 28/2016 establece que se bonificará el 100% del precio del gas en el PIST, de este modo los usuarios solo abonarán el costo de transporte y distribución según la subzona en la que vivan. Los requisitos para percibir la tarifa social, son los mismos que en energía eléctrica, por lo que cabe la misma distinción respecto a lo restrictivo del acceso a la misma en un país en el cual el nivel de ingresos y las características del consumo son heterogéneos.

Un elemento central para comprender las medidas tomadas con relación al gas natural, es que el precio de comercialización promedio del gas en boca de pozo pasó de 2,72 dólares por millón de BTU a 4,64. Esto implica un ingreso adicional para la industria petrolera de más de 2.300 millones de dólares (a los que se les debe restar el pago de regalías a las provincias productoras por un total de 278 millones de dólares). No obstante, esto no implica un ingreso adicional extraordinario para la industria, dado que se equipara con el ingreso que dejan de percibir a través del Plan Gas I y II.

Por lo tanto, el incremento del precio de gas en boca de pozo, conduce en la práctica a la eliminación del Plan Gas, permitiendo al Estado un ahorro fiscal de más de 2.300 millones de dólares. Así, las resoluciones del Ministerio de Energía, no apuntan al incremento de las ganancias de los productores, sino a una reducción de subsidios por parte del Estado.

El aumento del gas en boca de pozo posibilita que se mantengan los niveles de precios del sector a través del pago directo de los consumidores. Por tanto, para los productores no hay ganancia económica, pero sí financiera, dado que lo que antes se cobraba a 90 a 180 días a través del Plan Gas, pasaría a cobrarse en el acto, directamente del mercado.

Para el caso de transportistas y distribuidoras de gas natural el incremento en el margen bruto es similar a la eliminación del subsidio más el nuevo plan de inversiones exigido.

El aumento de gas, acompañado de uno de los inviernos más fríos de las últimas décadas, generó una fuerte reacción en todo el país, haciendo proliferar los amparos a lo largo y a lo ancho de todo el territorio nacional. En el marco de este conflicto bajo la Resolución N° 129/2016 el Ministerio de Energía y Minería³, buscó mitigar los impactos de la medida poniendo un límite al incremento sobre las facturas gasíferas de un 400% para los segmentos residenciales y 500% para los comerciales y PyMEs⁴, medida que resulta incoherente y contraria al uso eficiente de la energía que promociona el presidente.

La incoherencia de la resolución radica en que, si bien se anunció como una medida nacional, sólo apuntó a los incrementos en la región patagónica. Ello se debe a que, los incrementos porcentuales a nivel país promedian el 200% (considerando un mismo nivel de consumo respecto al mismo bimestre del año anterior). Por lo tanto, en la práctica se trata de una medida que sólo servía para corregir la irracionalidad del aumento en la Patagonia y paliar los incrementos en las facturas producto de los aumentos en el consumo por un invierno atípicamente frío.

En el caso de los usuarios comerciales, el límite del 500% implica cierta amortiguación del tarifazo, ya que los aumentos promedio superan el 600% en todas las regiones del país. Sin embargo, el aumento sigue siendo significativo, impactando fuertemente en la estructura de costos de empresas y comercios.

Por otra parte, la forma en que se aplicaría el tope del 400% para los usuarios residenciales, disociando el importe de la factura final de la cantidad de gas consumido, genera incentivos contrarios a la línea argumental del gobierno sobre la necesidad de ahorrar gas natural. Es decir, los usuarios perderían noción de la tarifa real por m³ consumido, yendo en contra de las políticas de uso responsable de la energía⁵.

El freno de la Corte Suprema a los aumentos.

En el marco de la acción colectiva presentada por el Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad Social (CEPIS), la Corte se pronunció sobre el segmento residencial (por representar un colectivo homogéneo), declarando la nulidad de las Resoluciones N° 28 y 31/2016 del Ministerio de Energía y Minería y ordenando a retrotraer la situación tarifaria al 31 marzo.

³ La Resolución N° 99 era de 400% sin impuestos, por lo que luego debieron rectificarse por medio de la Resolución N° 129 en la que se incluyen los impuestos.

⁴ Ya en el mes de junio, mediante la Resolución N° 99/2016, el Ministerio de Energía y Minería había determinado que las facturas residenciales no podrían superar en más de un 400% (y 500% para los comerciales) el monto final que hubiera correspondido facturar para el mismo consumo y tipo de usuario con los cuadros tarifarios previos. Es decir, que mientras que la Resolución 99 fijaba un tope en las tarifas, la Resolución 129 fija un tope en el monto de la factura que percibe el usuario.

⁵ ¿Cómo se llega a hablar del 400% si el aumento promedio es de 190%? Porque el aumento promedio se estima para igual nivel de consumo, se debe tener en cuenta que el consumo residencial de gas se incrementó en todo el país debido a un invierno significativamente más frío que el anterior. En muchos casos este incremento del consumo modifica el escalón en que se ubica el usuario, generando que pasen a estar en una categoría superior que abona un \$/m³ más caro. En ese caso, los usuarios sufrirían un doble aumento, por el salto de categoría y por el aumento de tarifas.

En el fallo se destacan algunos elementos a tener en cuenta, en primer lugar, consideró que la audiencia pública previa a los aumentos de servicios públicos es un requisito insoslayable, previsto en el artículo N° 42 de la Constitución Nacional.

En segundo lugar, y en respuesta al gobierno que había argumentado que el precio del PIST no debía someterse a audiencia pública debido a que estaba librado al juego de oferta-demanda en el mercado (amparado en las leyes N° 17.319 y 24.076), la Corte indicó que a partir del Decreto 181/2004, el PIST pasó a ser un segmento regulado y, por ende, también debe ser sometido a audiencia pública.

Tarifas sí, tarifazo no

La disociación entre la estructura de costos y el precio de las tarifas, demandaba una revisión de los cuadros tarifarios. De hecho, el gobierno anterior, había dado muestras de que iba por ese camino a partir de los incrementos aprobados hasta el 2014. Las tarifas al usuario final muy por debajo de los costos de producción, distribución y transporte de energía tuvo como contracara hasta 2012 precios de gas y petróleo al productor reducidos en términos internacionales, lo que se tradujo en un declino de la producción, cuya expresión más clara fue el progresivo incremento de las importaciones orientadas a suplir la merma en la oferta local. A partir de 2012, este proceso se fue corrigiendo a través de la mejora en los precios a la producción de petróleo y gas, política que se tradujo en la reversión del declino en la producción gasífera y en la estabilización de la producción de crudo. En el sector eléctrico la política de tarifas condujo a la necesidad de un creciente volumen de subsidios tendientes al sostenimiento de las redes de distribución y generación de energía eléctrica.

Si bien estos problemas demandaban continuar y acelerar el camino de correcciones iniciado en 2012 no existen argumentos que den cuenta de la necesidad técnica ni económica de que la readecuación tarifaria se implemente de una sola vez y en un contexto devaluatorio y recesivo. Asimismo, estos aumentos no se acompañaron de programas orientados a favorecer el uso responsable de la energía, de forma tal de ayudar al usuario no sólo a cambiar pautas de consumo, sino a sustituir tecnología ineficiente que posee alto costo de recambio. No sólo no se llevó a cabo una medida coordinada en esta dirección, sino que además en el ámbito residencial, no fueron jerarquizadas las políticas que ya estaban en funcionamiento orientadas a mejorar los estándares de eficiencia energética. El tarifazo, se aplicó de manera tal que no otorgó tiempo a los usuarios para modificar sus pautas de consumo, ni a los comercios e industrias a actualizar su maquinaria productiva para alcanzar el ahorro energético, los resultados de esto, se observan en las protestas callejeras, en la judicialización de las medidas y en la sentencia de la Corte.

La aplicación de medidas estructurales, como es la readecuación tarifaria luego de muchos años de atraso relativo de las mismas, requiere como paso previo una exhaustiva evaluación del impacto sobre sectores sociales, productivos y regionales. Prevenir efectos indeseados e impactos bruscos en la implementación debe ser un eje de la política tarifaria, ya que el funcionamiento adecuado del sector no puede redundar en un deterioro abrupto del bienestar la población, en particular de los sectores más vulnerables.

En este sentido, la Corte marcó un sendero hacia las audiencias públicas: señaló que resulta ilegítima la pretensión de que un régimen tarifario se mantenga inalterado, al mismo tiempo que enfatizó sobre la razonabilidad de la política tarifaria. ¿Qué quiere decir con esto? Por un lado, que los incrementos no deben ser confiscatorios, que el Estado debe velar por la continuidad, universalidad y accesibilidad de los servicios públicos, al mismo tiempo que debe permitir la previsibilidad en la programación económica o familiar.

Otro punto crítico en la implementación del aumento de tarifas fue la falta de programas orientados a favorecer el uso responsable de la energía, de forma tal de ayudar al usuario no sólo a cambiar pautas de consumo, sino a sustituir tecnología ineficiente que posee alto costo de recambio. No sólo no se llevó a cabo una medida coordinada en esta dirección, sino que además en el ámbito residencial, no fueron jerarquizadas las políticas que ya estaban en funcionamiento orientadas a mejorar los estándares de eficiencia energética.

Por último, del análisis realizado se desprende que la readecuación de los cuadros tarifarios no fue una política orientada a usar de manera responsable los recursos, ni tendiente a incrementar las ganancias del sector. El aumento en electricidad y gas natural tuvo solo un objetivo fiscal: reducir los subsidios energéticos.

La quita de subsidios y el establecimiento de “precios competitivos” se implementaron con el objetivo de que los números cierren, sin mayores consideraciones ni sensibilidades sociales. Así el “sinceramiento” en el precio de los servicios públicos, habiendo podido realizarse en forma paulatina y con medidas coordinadas de contención, rápidamente se convirtió en “tarifazo”, básicamente porque aplicado de este modo representa una medida que golpea fuertemente el salario de los trabajadores, la calidad de vida de las familias y la estructura de costos de la industria.



generaciondelsur.com.ar