



TARIFAS Y SUBSIDIOS ENERGÉTICOS

Otra vez sopa... ¿y los costos?
¿y la mirada integral?

Mayo 2022

Autores

Gustavo Lahoud
Claudio Lozano



Introducción: el enfoque de los subsidios en la coyuntura.

Desde comienzos de 2022, hemos tenido novedades en lo que respecta a las tarifas de los servicios públicos de gas natural y energía eléctrica.

En efecto, en una primera etapa, se convocaron audiencias entre enero y febrero de 2022, con el objetivo de discutir nuevas tarifas en los segmentos de transporte y distribución de gas y distribución de energía eléctrica en el área metropolitana, donde prestan servicio Edenor y Edesur.

A instancias de estas convocatorias, se definieron ajustes tarifarios en esos segmentos que comenzaron a regir desde marzo de 2022 y que, en promedio, implicaron subas del 35% al 40% en los segmentos de distribución de energía eléctrica y gas natural, que en la tarifa final a pagar por los usuarios significó ajustes del orden del 17% al 20%.

Debe recordarse que, en el contexto de la realización de estas audiencias, nuestro gobierno concluyó las negociaciones abiertas desde 2021 con el Fondo Monetario Internacional para la refinanciación del crédito stand by otorgado a la administración de Macri en junio de 2018. Como parte de ese proceso, se hizo público un Memorando de entendimiento que establecía líneas directrices de políticas económicas a encarar por nuestro gobierno a los efectos de poner en marcha la implementación del acuerdo.

Ciertamente, huelga decir que la República Argentina, desde marzo de 2022 ha entrado en un período especial de revisiones continuas del FMI, una vez que el refinanciamiento de los USD 40.000 millones fue aprobado en trámite legislativo y en la posterior reunión de la Junta de Dirección del FMI.

Dentro del conjunto de objetivos de política económica en los planos cambiario, externo, monetario, financiero y fiscal, resaltó con claridad un compromiso adquirido por la administración de Alberto Fernández para ajustar los denominados subsidios económicos a la energía en 0,6 puntos del PBI, de modo tal de reducir el déficit de 3,1 a 2,5 del producto.

Esa masa de recursos implicaría un monto cercano a los \$400.000 millones y supone, fundamentalmente, actuar sobre los niveles tarifarios existentes combinando un aumento de tarifas con quita de subsidios a ciertos sectores de usuarios residenciales, junto con el aumento significativo del precio de la energía para las grandes unidades económicas en los sectores industrial, comercial y financiero que constituyen el núcleo de los usuarios con potencia eléctrica contratada mayor a 300 KW y aquellos que son demandantes intensivos de gas natural en sus procesos productivos.

En el mencionado Memorandum de entendimiento, nuestro gobierno esboza un planteo que parecía salir de la simplificada mirada fiscalista en materia de subsidios al exponer, por ejemplo, que uno de los objetivos de la política energética es el trabajo constante y permanente sobre los costos de generación, a resultas de lo cual se indica que el precio ponderado promedio con el que se remunera a las empresas productoras de gas natural bajo el nuevo Plan Gas Argentino de incentivos a la producción incremental- vigente desde fines de 2020- es de USD 3,5 por MMBTU, considerando la oferta promedio disponible en los distintos períodos estacionales del año.

Adicionalmente, plantea diversos tipos de compromisos ligados a la revisión de las tarifas vigentes, anunciando la realización de nuevas audiencias públicas en las que se considerarían ajustes adicionales. Veamos brevemente esta propuesta.

Por un lado, se orientó la posibilidad de establecer cualquier tipo de ajuste posterior en los servicios en estrecha vinculación con el Coeficiente de Variación Salarial (CVS) correspondiente al año 2021, a resultas del cual el 60% del universo de usuarios residenciales de ambos servicios

tendrían ajustes tarifarios del 80% promedio de ese índice, de manera tal que la dinámica de ajustes estuviera por debajo de la evolución salarial, en función de lo prometido por el propio Presidente y el Ministro de Economía. Asimismo, se establecía que ese porcentaje del 80% del CVS, implicaría un 42,7% de ajuste total para ese universo del 60% de usuarios, aunque se dejaba expresa constancia que se iban a computar los ajustes otorgados luego de las audiencias de comienzos de año, que orillaron en valores que oscilan entre 22% y 25%. En tal sentido, los ajustes esperables para esa franja poblacional estarían en torno al 16,5%, según lo anunciado en las audiencias de mayo.¹

Por el otro, se estableció una franja de 30% de usuarios, que son los beneficiarios de la tarifa social en ambos servicios. En este caso, el compromiso indicaba que el ajuste sería de no más del 40% de CVS del año 2021. Esa cuenta implica que, con los aumentos promedio entre el 17% y el 20% en las tarifas de ambos servicios ya vigentes luego de las audiencias de comienzos de año, los usuarios de tarifa social prácticamente no sufrirían ajustes. Aunque, en lo que respecta al servicio eléctrico, se informó que la propuesta oficial gira en torno a un aumento adicional del 6% final.²

A su vez, se estableció un tercer escalón en la discusión, ligado al 10% restante de usuarios, que constituyen aquella población con mayor poder adquisitivo y que residen en ciertas regiones más prósperas en Ciudad Autónoma de Buenos Aires (barrios de Recoleta, Palermo, Núñez, Belgrano, parte de Villa del Parque, Devoto, Urquiza, Caballito), en el corredor norte de la provincia de Buenos Aires y en countries y barrios cerrados. Según números de la Secretaría de Energía³, esos usuarios son algo más de 960.000 en el caso de energía eléctrica y más de 750.000 en el caso de gas natural.

Sin embargo, no se establecieron en el Memorandum parámetros claros sobre cómo establecer una adecuada discriminación en ese universo y sólo un tiempo después, hacia fines de abril, se publicaron criterios indicativos que se han utilizado en las audiencias realizadas entre el 10 y el 12 de mayo de 2022. Entre esos criterios, se establecen pisos de ingresos que están por encima de las tres canastas totales y media- las familias que tengan ingresos por más de \$314.000-, la tenencia de tres o más propiedades, embarcaciones de lujo, más de tres vehículos de menos de cinco años de antigüedad, entre las fundamentales.

También trascendió la información que sólo se disponía de buena cantidad y calidad de información relativa al 70% del total de usuarios del servicio de gas natural y del 60% de los usuarios de energía eléctrica, siempre dentro del "selecto" rango del 10% de usuarios informado.⁴ Esto es lo que se ha dado en llamar el inicio de un proceso de segmentación tarifaria, sobre cuya viabilidad y eficacia se han cruzado diversas opiniones en el seno mismo del gobierno, y que ha generado una mayor incertidumbre sobre la implementación de la medida.

Por otro lado, de cara a la audiencia convocada para el pasado martes 10 de mayo, en la que se discutió un nuevo precio mayorista del gas natural, la Subsecretaria de Hidrocarburos difundió lo que consideraron el costo total de funcionamiento del subsistema gasífero con sus eslabones de producción, transporte y distribución para 2022. Sobre esa cifra, se difundió un dato sin mayores aperturas y análisis, según el cual- a la fecha- el 75% del "costo total" de funcionamiento del subsistema, estaba sostenido por las arcas fiscales del Estado, mientras que el 25% restante era absorbido por los usuarios. Junto con ello, se propone que el 10% de los usuarios con mayor consumo y poder adquisitivo, abone el denominado precio pleno del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), que fue establecido en una referencia de USD 5,76 por

¹ En función de lo informado en las audiencias de mayo por las autoridades energéticas.

² En función de lo informado en las audiencias de mayo por las autoridades energéticas.

³ Información hecha pública por la Secretaría de Energía en el contexto previo a las audiencias de mayo.

⁴ Información hecha pública por la Secretaría de Energía en el contexto previo a las audiencias de mayo.

MMBTU⁵. Ese valor surge de considerar el promedio de lo que se paga a los productores locales de gas y el que resulta de las estimaciones de importación desde Bolivia y aquellas que llegan vía plataformas de regasificación ubicadas en Bahía Blanca y Escobar, donde se regasifica el gas natural licuado importado.

Nuevamente, no hay información disponible sobre los costos de producción de más del 70% de la oferta de gas natural durante el año, que es la que se extrae en nuestro país y que está incentivada por pagos dolarizados.

Un detalle más tiene que ver con la información según la cual la llamada demanda prioritaria de gas natural- esto es, la que se concentra en los usuarios residenciales-, paga hasta el presente un promedio de USD 1,80 por MMBTU⁶ por el segmento de generación, eslabón que explica algo más del 40% de la tarifa final. A partir de ello, se propone que ese "subsidio" otorgado a los usuarios a través del pago del gas natural a ese precio, sea quitado completamente al 10% de los usuarios. A resultados de ello, esa población podría afrontar ajustes que superan el 200% y que podrían llegar al 400%.⁷ Por cierto, más allá que dentro de ese 10% hay, seguramente, realidades muy diversas, sobre las que no sabemos si han sido o van a ser debidamente contempladas, lo más relevante de este contexto es que se vuelven a presentar números cerrados que nos hablan, equívocamente, del costo total de funcionamiento del subsistema gasífero, pero que no abundan en detalles prioritarios sobre cómo se forman los costos en el segmento de producción gasífera en nuestro país.

En tal sentido, no hay nada nuevo en el panorama, si lo contrastamos con lo que ocurrió a comienzos de 2022, cuando se presentaba la misma difusa y problemática discusión, ligada centralmente al objetivo de propender a la baja del costo fiscal de sostenimiento de los subsidios.

Es más, el Subsecretario de Planeamiento Energético, Santiago López Osornio, quien llevó adelante la tercera de las audiencias referidas a la implementación de la segmentación dirigida al 10% de los usuarios con mayor poder adquisitivo, no dio detalles adicionales sobre costos de operación de los segmentos productivos del sistema energético, sino que enfatizó en el conocido criterio según el cual los sectores de mayor poder adquisitivo- los ubicados en el decil más rico de la sociedad- pueden afrontar pagos que representan los "costos plenos" de ambos servicios, mientras que, en sus propios presupuestos "... se destina un 0,9% al servicio eléctrico y un 2,2% al de gas natural", por lo que sólo el 3% de sus ingresos va dirigido al pago de los servicios. Por lo cual, afirmó que "este es el sector al que se propone retirar gradualmente los subsidios porque esto no afecta su nivel de vida o bienestar".⁸

Asimismo, López Osornio habló sobre la posible existencia de errores de exclusión o de inclusión en la segmentación. Estos pueden englobar a usuarios cuya situación socioeconómica se haya visto modificada y por lo tanto no coincida con la información tomada para aplicar la segmentación, sumado a que la titularidad del servicio puede no coincidir con quien lo utiliza. Por esto mismo se indicó que habrá un mecanismo de pedido de reconsideración, aunque, teniendo en cuenta lo antes informado, sobre los importantes baches de información confiable que abarcan a miles de usuarios y la siempre dificultosa tarea de encarar procesos de segmentación tarifaria enmarcadas en miradas parciales y no integrales del funcionamiento del sistema

⁵ <https://econojournal.com.ar/2022/04/el-gobierno-definio-que-precio-del-gas-deberan-pagar-los-usuarios-a-quienes-se-les-retiren-los-subsidios/>

⁶ <https://econojournal.com.ar/2022/04/el-gobierno-definio-que-precio-del-gas-deberan-pagar-los-usuarios-a-quienes-se-les-retiren-los-subsidios/>

⁷ <https://econojournal.com.ar/2022/05/lopez-osornio-brindo-detalles-sobre-la-segmentacion-de-tarifaras-y-explico-con-numeros-por-que-el-esquema-actual-de-subsidios-es>

⁸ <https://econojournal.com.ar/2022/05/lopez-osornio-brindo-detalles-sobre-la-segmentacion-de-tarifaras-y-explico-con-numeros-por-que-el-esquema-actual-de-subsidios-es>

energético, existen grandes posibilidades que se cometan grandes errores aún dentro del decil “más rico” de la sociedad.

Nuevamente, no se trata de discutir segmentación en el vacío, y con desconocimiento de costos integrales del sistema, sino de encarar una discusión racional de toda la problemática y, a su vez, poner las decisiones en la perspectiva de lo que la crítica coyuntura local e internacional reclama, lo cual está en línea con la imperiosa necesidad de asegurar precios más competitivos de la energía, de modo tal que tanto las unidades productivas como las familias puedan ver asegurado el acceso a un bien público fundamental en contextos de emergencia internacional y regional, con precios en alza y con procesos inflacionarios persistentes.

Precisamente, en España se está discutiendo la necesidad de asegurar costos de aprovisionamiento energético más bajos para la sociedad, al tiempo que resulta fundamental trabajar sobre los sectores empresariales de la energía, con una política combinada de reducción de costos permanentes y de búsqueda de alternativas más confiables en términos de abastecimiento, junto con persistentes medidas de eficiencia energética.

Por cierto, urgimos de abordajes integrales y, en esa perspectiva, avanzamos con estas líneas analíticas.

Esbozo de una propuesta nacional en el complejo panorama internacional

A continuación, y en la perspectiva analítica presentada, se abordan tres aspectos concretos de la problemática energética. Por un lado, se trabaja un enfoque desagregado de los costos de producción de la cadena energética que inciden particularmente en el servicio público de energía eléctrica y gas natural y que, generalmente, no son integralmente abordados. Se apuntan aperturas al debate, dudas y planteos que, a la luz de la situación actual, llaman a la recuperación de una mirada sistémica.

Por el otro, se enfocan brevemente los desafíos mundiales en la actual coyuntura energética y, ante ello, se abre una tercera arista en la que se intenta plantear caminos a recorrer para recuperar un activo debate público sobre la energía, concebida como derecho humano inalienable.

El abordaje desagregado de los costos

El abordaje de la formación de costos en toda la cadena del sistema energético, tanto en el subsector eléctrico como en el hidrocarburífero, constituye una de las cuentas pendientes luego de más de tres décadas de vigencia, aún con parches, del experimento desregulador propiciado en los '90.

Uno de los aspectos menos analizado en el estudio sistemático de los costos de operación del sistema es la vigencia del proceso de dolarización de los precios mayoristas del gas natural y de la energía eléctrica. En efecto, desde la década de los '90 y aún con las intervenciones estatales en la política energética durante el período kirchnerista, las presiones corporativas en pos de la consolidación de un modelo dolarizado de gestión de la energía se han renovado sin solución de continuidad.

Asimismo, el proceso de dolarización de los precios mayoristas de los principales bienes críticos para la planificación de la política energética, ha estado ineludiblemente ligado a las expectativas de rentabilidad empresarial de los distintos segmentos en los que se fragmentó la estructura productiva del gas, el petróleo y la energía eléctrica.

Dentro de esa nueva dinámica, el adecuado conocimiento y gestión sistemática de los costos de producción de los hidrocarburos ha sido uno de los capítulos menos transparentes de las políticas

energéticas desplegadas en los últimos años. Dentro del sector hidrocarburífero, el gas natural ocupa un espacio crítico, ya que en los últimos años ha crecido paulatinamente en su peso específico en la composición de la matriz de generación primaria de energía. En efecto, hacia comienzos de 2022, el gas natural como fuente primaria- es decir, no sometido a transformación productiva alguna-, representa el 55% del total de la mencionada matriz.

Asimismo, el gas natural es un bien crítico para la producción de todo tipo de insumos petroquímicos y de otras industrias, y simultáneamente es el insumo fundamental en el proceso de generación de energía eléctrica. Precisamente, el gas es la mejor alternativa comparada con el carbón y aún con los combustibles líquidos derivados del petróleo, para una generación termoeléctrica más eficiente y menos contaminante. En la confección de la cadena de costos de producción del megavatio hora de energía eléctrica, los combustibles representan un tercio del costo total y la posibilidad de usar gas natural es siempre privilegiada sobre otras alternativas, ya que genera menores impactos ambientales y es más eficiente en la operación de los procesos térmicos.

Pero, en la difícil coyuntura del 2021, se debieron usar más combustibles líquidos a causa del descenso en la generación hidroeléctrica motivada por la crisis hídrica histórica que afectó especialmente la cuenca del Paraná. En concreto, durante 2021 el aporte de la hidroelectricidad bajó 17,1%, mientras que el uso de gasoil creció 137%. Esta información fue oficialmente divulgada por el Director de Regulación del Mercado Eléctrico Mayorista en la audiencia pública sobre las tarifas eléctricas realizada el 17 de febrero pasado. Este dato no es menor, ya que da cuenta de una situación excepcional que ha incidido coyunturalmente en el aumento de los costos por el mayor uso de combustibles más caros, combinado con el efecto de la devaluación monetaria que, en el contexto del esquema de la dolarización, agrava las necesidades de financiamiento en materia de subsidios. Precisamente, en la referida audiencia, el citado funcionario afirmó que esos dos factores combinados impactaron en subsidios adicionales por \$394.326 millones durante 2021.

Sin embargo, con la relevancia estratégica que este proceso tiene, en nuestro país resulta muy difícil acceder a información pública confiable sobre los costos de extracción y operación de los proyectos gasíferos y petroleros en las cuencas productivas de la Argentina. Téngase en cuenta que, en la actualidad, el gobierno nacional instrumentó un nuevo plan de incentivos en dólares a la producción excedente de gas natural, destinado básicamente a los proyectos en desarrollo y ya activos en Vaca Muerta, dentro de la cuenca neuquina. Los precios que el programa ha convalidado a las empresas productoras- YPF, Total, Tectpetrol, Pampa Energía, Pan American, Wintershall, Pluspetrol, entre las principales- oscilan en rangos que van de los 3,43 a los 4,73 dólares por millón de btu, según la información brindada por la Secretaría de Energía en su informe preparado para la audiencia pública del 31 de enero pasado. Esos valores corresponden a las Rondas II y III realizadas hacia mediados y fines de 2021, en las que las empresas ofrecieron volúmenes adicionales de gas natural destinados a cubrir las necesidades del 2022. Esos volúmenes se suman a la oferta base y adicional de la Ronda I realizada a fines de 2020, en la que los precios oscilaron entre 3,73 y 4,69 dólares por millón de btu. Estas bandas de precios incluyen el incentivo reconocido a las empresas, pero el dato cerrado no brinda información alguna sobre los costos reales de extracción en los yacimientos. Es decir, son dos cuestiones bien diferentes. Ahora, si a estos precios, se le suman los valores promedio correspondientes al gas importado desde Bolivia y al gas natural licuado por vía marítima, se registran aumentos en el precio promedio ponderado. Así, la referencia del gas boliviano está en 7,46 dólares por millón de btu, mientras que el cálculo inicial del gas natural licuado orilla los 23,72 dólares por millón de btu. El promedio general de estos precios- sobre los que nuestro país no tiene control alguno y que encarecen la operatoria final- con los precios pagados a los productores locales, es de 4,84 dólares por millón de btu. La fuente de esta información es el referido informe de la autoridad energética nacional. Nuevamente, ese precio cerrado como promedio entre la oferta interna y la importada- que representa en el año entre el 15% y el 25% de la oferta necesaria para abastecer la demanda

total-, no nos dice nada respecto de los costos reales de extracción. Simplemente, nos habla de los precios finales que son solventados por subsidios a la oferta, cuyo sostenimiento está a cargo del Estado y de todos los usuarios.

Por su parte, según información fragmentaria publicada en 2018 por la entonces Secretaría de Estado de Energía, referida a la cadena de valor de los hidrocarburos, se hacía referencia a la operatoria de la empresa YPF con valores de costos de extracción cercanos a los 2 dólares por millón de btu. Por cierto, la información del resto de las empresas del sector es aún mucho más opaca y resulta difícil reconstruir la trama de costos a partir de esta falta de acceso a información pública relevante.

Si se toma a YPF como un referente del mercado- ostenta más del 40% de la extracción de ambos hidrocarburos-, y aun suponiendo diferencias de costos entre proyectos, resulta importante preguntarnos si estos niveles de incentivos en dólares guardan relación con los costos reales de extracción. Solo durante 2021, el Estado nacional transfirió a las empresas del sector casi 3.000 millones de dólares en concepto de subsidios a la oferta en el marco del plan de incentivos a la producción excedente de gas natural. Esa cifra es una parte significativa del conjunto de subsidios económicos destinados a la energía, aunque no se pone la lupa sobre esos incentivos a la oferta, más aún cuando se los contrasta con los subsidios a la demanda que, en buena medida, están destinados a cubrir la diferencia entre los «costos de generación» que no se discuten en ámbito alguno, y lo que las distintas categorías de usuarios pagan efectivamente en sus facturas. En lo concreto, la falta de debate serio y minucioso sobre los costos de extracción del gas natural, que impacta de manera significativa en el costo total de generación eléctrica, es la contracara perfecta del debate siempre sesgado e incompleto que se enfoca en lo «poco» que paga el universo de usuarios por el servicio eléctrico y por el gas natural.

Por otro lado, un componente adicional en el estudio de la estructura de costos, está relacionado con el seguimiento sistemático de los costos variables de operación de las centrales termoeléctricas. En este capítulo, es importante tener en cuenta que se necesita encarar un relevamiento exhaustivo sobre las inversiones realizadas en estos años en la optimización productiva del parque térmico. Por cierto, no es lo mismo el nivel de eficiencia de una central con cierre de ciclo combinado que otras centrales turbo gas o turbo vapor que, aunque funcionen con gas o combustibles líquidos suelen ser parte de un parque térmico más vetusto que comenzó a ser lentamente reemplazado en los últimos años. En este punto, es importante recordar que las remuneraciones en dólares convalidadas a la nueva capacidad térmica disponible incorporada durante el macrismo, han estado bajo observación desde el primer momento de la asunción del gobierno de Alberto Fernández. Téngase en cuenta que las centrales termoeléctricas explican el 65% de la generación de energía eléctrica y, por tal motivo, es la fuente de generación sobre cuyos costos variables es imprescindible trabajar en forma permanente. Por cierto, es importante decir que la compra de gas natural como insumo principal y más eficiente para las centrales termoeléctricas, se remunera a precios que están en torno a los 2,89 dólares por millón de btu para todas las cuencas de origen, que rigen para el caso de los contratos del Plan Gas Argentino, que es el mencionado programa de incentivos. Pero, los precios para la compra de gas natural por fuera del Plan Gas, están en rangos de 2.04 a 2.3 dólares por millón de btu según la cuenca de origen del gas. Por ende, se registran diferencias en las operatorias que muy probablemente estén ligadas a la existencia del programa de incentivos. Esta información se desprende de la Programación Estacional Definitiva que rige para el trimestre febrero-abril de 2022, que es calculada e informada por CAMMESA, la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico que es la firma que se encarga de los procesos de compra venta de combustibles y de monitoreo del funcionamiento integral del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En concreto, es fundamental que los precios del gas natural que pagan las empresas generadoras esté en línea con un adecuado sostenimiento integral del sistema, de modo tal que su incidencia en el costo final sea menor, al tiempo que resulta fundamental que el gas sustituya de manera

definitiva al resto de los combustibles líquidos en la operación del parque térmico. Por supuesto, aquí hay un punto nodal de toda la problemática, ya que nuestro país necesita cubrir más oferta interna de gas natural en invierno para sustituir fuel oil o gas oil, aunque sería deseable conocer si los precios que CAMMESA paga están en línea con expectativas de rentabilidad normales de todas las empresas del sistema. Este punto es fundamental, más aún cuando se ha señalado que los precios que las empresas reciben por el gas adicional extraído bajo el nuevo Plan Gas Argentino de incentivos en dólares, se ubica en rangos de 3,43 a 4,73 dólares por millón de btu. Nuevamente, nos preguntamos si esos incentivos configuran una expectativa de rentabilidad normal o son más bien un ingreso de carácter rentístico extraordinario que las empresas obtienen y que es solventado por los subsidios a la oferta a cargo del Estado nacional.

Por otro lado, el opaco capítulo de la venta a precio vil de activos termoeléctricos construidos por el Estado nacional durante el segundo gobierno de Cristina Fernández, es otra de las aristas complejas y no abordadas en estos tiempos. Se trata de dos centrales de ciclo combinado, Ensenada de Barragán y Brigadier López, que habían sido licitadas en condiciones poco transparentes y con beneficiarios muy predecibles, Mindlin- Ceo de Pampa Energía- y Caputo- principal accionista de empresas de generación de energía eléctrica y de distribución de gas natural. Se hace hincapié en este proceso, ya que su instrumentación estaba en línea con las expectativas empresariales de maximización de la rentabilidad bajo el paraguas del opaco proceso de dolarización mayorista de los precios de la energía.

A su vez, hay un aspecto adicional no enfocado en el estudio de la dinámica de costos. Nos referimos a los procesos de generación de valor en las empresas que forman parte de grupos económicos locales o extranjeros en distintos segmentos de la actividad energética. El caso de Pampa Energía, el grupo Pagani- que controla la distribución eléctrica de la provincia de Buenos Aires-, Caputo, el grupo Enel o firmas integradas en el sector de los hidrocarburos como Pan American Energy, entre los fundamentales, constituyen casos paradigmáticos que deben ser estudiados minuciosamente a los efectos de profundizar en el conocimiento de estructuras de costos corporativos y niveles de rentabilidad de los negocios.

Por otro lado, en todo este cuadro, la incorporación paulatina de oferta de generación renovable- eólica y solar-, agregó otras condicionalidades al funcionamiento del segmento de generación de energía eléctrica. Si bien los costos iniciales por megavatio de estos proyectos han bajado paulatinamente entre 2016 y 2019, los mismos fueron concebidos como contratos dolarizados con expectativas de rentabilidad importantes y con prioridad de despacho de esa oferta energética a la red; el resto de la película es bien conocida: desde 2019, el debilitamiento del frente financiero, agravado a partir del acuerdo con el FMI, junto con la falta de capacidad de transmisión existente en el sistema, inhibieron la implementación de muchos de los proyectos que habían sido licitados entre 2016 y 2019.

Un aspecto adicional y que no ha tenido correlato en políticas consistentes en los últimos años, es el impacto de las nuevas tecnologías en los procesos de producción, transformación, distribución y consumo de energía eléctrica. Si bien se ha avanzado en términos normativos y concretos en esquemas descentralizados de generación distribuida y consumo de energía, este proceso debe incorporarse en una dinámica público-privada que permita la optimización y modernización continua de los procesos de producción, distribución y consumo. En esta línea, es mucho lo que se puede avanzar con una adecuada planificación de los distintos niveles de gobierno, al tiempo que es imprescindible comenzar a discutir abiertamente nuevos modelos de organización pública comunitaria de los servicios energéticos fundamentales.

Finalmente, la consolidación de una trama de formación de precios dolarizada en todos los segmentos del sistema energético, constituye una presión permanente que genera expectativas de mayor rentabilidad por parte de todos los actores de las cadenas- desde generación, hasta transporte y distribución-, situación que se convierte en crítica en contextos de insolvencia

macroeconómica y de presiones corporativas en pos de ajuste fiscal y medidas devaluatorias que, por otra parte, aceleran el proceso inflacionario. De este modo, aún suponiendo que fueran socialmente viables significativos niveles de aumentos tarifarios- lo cual es dudoso-, estos terminarían impactando aún más en la frágil situación macroeconómica, alimentando la inestabilidad, la inflación y las presiones para que todos los segmentos de la cadena energética vean «convalidadas» mejores expectativas de rentabilidad. Realmente, la trama se torna insostenible e inviable, social, económica y políticamente.

Por ende, para estudiar adecuadamente los costos de todo el segmento de generación es importante dar cuenta de todas estas aristas de manera simultánea y comprender que la ausencia de una planificación integral de la política energética que permita visualizar la dinámica productiva de todos los segmentos, es la consecuencia de la desarticulación del sistema energético operada en la década de los '90, cuya estructura fundamental sigue vigente.

Aspectos centrales de la coyuntura internacional en materia energética y las propuestas.

La dinámica de la política energética en el campo internacional está atravesada por algunas tendencias que es importante identificar.

Por un lado, la pandemia de la Covid-19 ha generado desajustes significativos en los mercados de oferta y demanda energética que impactaron fuertemente en la abrupta desinversión en el sector hidrocarburífero y en el freno de los proyectos de inversión en diversos planos que van desde la infraestructura hasta las energías renovables. Esta situación comenzó a ser parcialmente superada desde fines de 2020 y comienzos de 2021, con una débil y luego más fuerte recuperación de la demanda energética a partir del paulatino aumento de la actividad económica luego del peor momento de la pandemia.

Sin embargo, esta recuperación es aún volátil y, de hecho, la oferta productiva de energéticos comenzó a consolidarse en el segundo semestre de 2021, aunque persisten problemas de abastecimiento en cadenas de suministro regionales, atravesadas, además, por la emergencia de dificultades de orden logístico y cuellos de botella en materia de transporte marítimo. Junto con ello, la lenta recuperación de la oferta energética ha generado incrementos de los precios que han impactado en la Unión Europea, en China, en Estados Unidos y en otras regiones aunque con características disímiles.

Por otro lado, desde la dimensión geopolítica de la energía, se han acelerado tensiones en diversos puntos del planeta. La puja por el control de y el acceso a fuentes energéticas confiables ha pegado de lleno en el corazón del territorio europeo, lo cual se expresó en el conflicto ucraniano que tiene, como telón de fondo, la presión de los Estados Unidos y Gran Bretaña a los efectos que Alemania y otros países de Europa no sean beneficiados con la puesta en marcha del gasoducto Nord Stream 2, que se extiende por el mar Báltico y no pasa por territorio ucraniano, que ha sido históricamente vía de paso del gas ruso que abastece a parte de Europa. En esta disputa, Estados Unidos pretende convertirse en proveedor de gas natural licuado junto a otros actores de la región asiática, como alternativa a la propuesta más eficiente y menos costosa que proviene de la estrategia rusa.

A su vez, probablemente estemos a las puertas de un replanteo de la dinámica de crecimiento en las inversiones en energías renovables que, de la mano de Europa y China y más recientemente de la Administración Biden, se constituyeron en el puntal del avance hacia la llamada transición energética en el contexto de la mayor relevancia de la agenda del cambio climático. De hecho, Francia ha reivindicado su política nuclear como confiable, eficiente y «verde» con menos emisiones de gases de efecto invernadero, al tiempo que Alemania podría revisar su política energética incorporando, a la promoción de las energías renovables en las últimas décadas, una revisión hacia la alternativa del gas natural como hidrocarburo más eficiente con el objetivo de asegurar disponibilidad. De ahí la apuesta al acuerdo con Rusia. Asimismo, desde España hasta

otros países de Europa están orientando sus decisiones en materia de planificación energética a asegurar la protección integral de los usuarios residenciales, industriales y comerciales, a los efectos de no resentir aún más la ya deteriorada competitividad de sus economías, erosionada por la consolidación de las perspectivas de extensión del conflicto armado y la crisis económica en Europa. Por cierto, en esta perspectiva, se trata de asegurar tarifas más accesibles a los usuarios demandantes del servicio público de energía, al tiempo que se pone sobre la mesa la prioridad de establecer líneas de subsidios en la emergencia y permanentes políticas de reducción de costos. Este panorama parece ausente en la Argentina en términos de discusión pública.

A su vez, China reafirma el camino hacia la diversificación de la matriz energética y el logro de estándares productivos con menos emisiones netas de gases contaminantes, aunque con una serie de acuerdos estratégicos con actores diversos como Rusia, y la consolidación del espacio regional de libre comercio del llamado RCEP en Asia oriental, con la mira puesta en asegurar cadenas de suministros regionales. En esta línea, la extensión de la propuesta de la Franja y la Ruta a varios países- entre ellos la Argentina- supone una apuesta renovada por el aumento de las transacciones comerciales y las inversiones en energía, infraestructura logística y de transporte, recursos mineros, hídricos y alimenticios.

En este sistema internacional volátil, inestable y probablemente en transición hacia un nuevo orden tripolar que hoy no termina de nacer, nuestro país debe dar cuenta de algunas decisiones estratégicas en materia de política energética.

En primer lugar, desde las dimensiones económica y geopolítica, es importante asegurar la mayor disponibilidad propia de energéticos por el mayor tiempo posible. Ello como consecuencia de la dinámica internacional descrita, que puede acelerar presiones corporativas y de Estados por el acceso adecuado y seguro a los bienes energéticos, críticos para el proceso productivo y para la calidad de vida de nuestra comunidad.

En segundo término, este escenario impone la prioridad de discutir más integralmente la problemática de los costos de producción, de los subsidios y de toda la operatoria del sector que reproduce una puja creciente por la rentabilidad, en un esquema de negocios que está sustentado en un proceso de dolarización mayorista de los precios de la energía, que se transforma permanentemente en un mecanismo de presión corporativa que debilita y reduce el margen de maniobra del accionar político-estratégico del Estado nacional y los estados provinciales.

En tercer lugar, la consolidación de YPF como auténtica empresa testigo en el sistema energético requiere una reformulación integral de su estrategia productiva, a los efectos de ponerla al servicio de garantizar los fines de disponibilidad, perdurabilidad, accesibilidad universal y sostenibilidad socioambiental, de manera tal de consolidar un control soberano sobre una herramienta indispensable para el crecimiento productivo del país.

En cuarto término, el Estado debe garantizar la viabilidad de aquellas inversiones necesarias para la optimización del funcionamiento del subsector eléctrico y para el aumento de la capacidad de transporte de nuestros sistemas de gasoductos. Por cierto, esto último acaba de ser oficializado con la creación del Programa TransportAr Producción Argentina. Este programa supone la construcción de un nuevo gasoducto troncal para evacuar el gas adicional desde Vaca Muerta en dos tramos, nuevas conexiones locales desde otros gasoductos y la posibilidad de reparar la vieja deuda histórica de la región del Noreste argentino, que mayormente no cuenta con acceso a gas natural por redes. Sin embargo, uno de los objetivos que claramente han sido puestos sobre la mesa, es la posibilidad que volúmenes cada vez más importantes de producción incremental se destinen a los mercados de exportación. Por cierto, sobre todo este panorama habrá mucha tela para discutir en el futuro.

En quinto lugar, es fundamental encarar una planificación consciente de una nueva estrategia de complementación e integración regional energética sudamericana, con eje en Argentina, Brasil, Chile, Bolivia, Uruguay y Paraguay. El objetivo central es la consolidación de esquemas productivos basados en los principios de complementariedad y reciprocidad entre los países para asegurar disponibilidad y acceso ampliado a los bienes energéticos estratégicos. Ello supone una nueva planificación estratégica situacional de mediano y largo plazo, liderada por los Estados y por las organizaciones de trabajadores de la energía y comunidad usuaria. Simplemente, un planteo a discutir y un camino a recorrer.

Sexto, es importante poner en escena el debate público permanente sobre el sistema energético, haciendo foco en su creciente disfuncionalidad y deterioro que son hijos de la ausencia de planificación estratégica y de la acentuación de un esquema basado en la dolarización y la fragmentación sectorial. El nuevo diseño hacia el que podríamos confluir no está claro, por supuesto. Pero, desde nuestra óptica, deberíamos trabajar en un rediseño que incorpore un debate sobre nuevos tipos de empresas públicas, con participación de usuarios y trabajadores, y con criterios de planificación basados en la complementariedad de fuentes, en la incorporación paulatina de tecnología en el subsector eléctrico con especial hincapié en la consolidación de los procesos de generación distribuida de energía y el control por parte del Estado de los proyectos de inversión necesarios en todo el sistema energético. También debe tenerse en consideración que hay concesiones hidroeléctricas que caducan desde 2023 hacia 2030, de manera tal que sería deseable profundizar un debate abierto sobre el camino a seguir. Idéntica situación puede plantearse para las concesiones en materia eléctrica y gasífera, aunque hay que advertir que la salida desordenada de estos procesos contractuales, implican que nuestro Estado sea sometido a querrelas jurídicas en tribunales como el CIADI de Nueva York, cuya jurisdicción fue maliciosamente incorporada en nuestro ordenamiento jurídico desde los '90. En este punto deben revisarse los tratados bilaterales de inversión y la prórroga de jurisdicción soberana, de manera tal de avanzar en una estrategia consistente.

En séptimo lugar, es importante dar cuenta que la confiabilidad y la estabilidad en la operación técnica del subsector eléctrico, supone reconocer algunos aspectos relevantes. Por un lado, las fuentes hidroeléctrica y nuclear tienen asegurada una alta disponibilidad en materia de potencia y energía y han sido operadas de manera confiable en más de 70 años de historia recorrida. En este aspecto, constituyen energías de base que han asegurado estabilidad en el suministro y, como en el caso del sector nuclear, han permitido generar una serie de encadenamientos productivos tecnológicos y beneficios económico-sociales teniendo en cuenta su mayor eficiencia relativa en relación a las alternativas térmicas. Por el otro, en lo que respecta al parque térmico, es prioritario asegurar paulatina incorporación de máquinas de ciclo combinado que utilizan mayormente gas natural para lograr mayor eficiencia y menos emisiones. Asimismo, es importante trabajar en la reducción sistemática de la pérdida de energía en los procesos de transmisión, al tiempo que es prioritario ampliar la capacidad de transporte de todo el sistema. En lo que respecta a las fuentes renovables, debe tenerse en cuenta que el fenómeno de la intermitencia y la imposibilidad de acumulación masiva en el actual estadio de los procesos de generación, transporte y distribución, advierten sobre la necesidad de incorporar paulatinamente nueva oferta eólica, solar fotovoltaica y otras, planificando con anticipación la adecuada gestión integral de la red.

Finalmente, no existe posibilidad de discutir seriamente el panorama, si no se establece un vínculo entre cambio del modelo productivo y pautas de producción y consumo de energía, que deben converger hacia escenarios que aseguren la reproducción económica y social de los tejidos territoriales y la internalización de dimensiones socioambientales en la generación de proyectos.