



Fundación de
Investigaciones
Económicas
Latinoamericanas

Documento de Trabajo N° 131

**Lineamientos para una reforma
regulatoria en energía a partir
de diciembre 2023: gas natural y
electricidad¹**

F. Navajas, S. Urbiztondo y J.P. Brichetti



Fundación de
Investigaciones
Económicas
Latinoamericanas

Buenos Aires, 08 de Diciembre 2023

¹ Este documento fue elaborado por un equipo formado por Fernando Navajas (Economista Jefe), Santiago Urbiztondo (Economista Jefe) y Juan Pablo Brichetti (Economista Asociado), y contó con la colaboración de Julián Puig (Departamento de Economía, UNLP). Los autores son los únicos responsables por los contenidos de este trabajo que forma parte del programa de estudios e investigaciones de FIEL.



¿QUÉ ES FIEL?

La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, es un organismo de investigación privado, independiente, apolítico y sin fines de lucro, dedicado al análisis de los problemas económicos de la Argentina y América Latina.

Fue fundada en 1964 por las organizaciones empresarias más importantes y representativas de la Argentina, a saber: la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la Cámara Argentina de Comercio, la Sociedad Rural Argentina y la Unión Industrial Argentina.

FIEL concentra sus estudios en la realización de investigaciones en economía aplicada, basadas en muchos casos en el procesamiento de la estadística económica que elabora directamente la institución.

Estas investigaciones abarcan áreas diversas, tales como economía internacional, mercado de trabajo, crecimiento económico, organización industrial, mercados agropecuarios, economía del sector público, mercados financieros. En los últimos años la Fundación ha concentrado sus esfuerzos en diversas líneas de investigación relacionadas con el sector público y su intervención en la economía, trabajos que han hecho de FIEL la institución local con mayor experiencia en esta área. Dentro de esta temática, ocupa un lugar destacado el estudio y la propuesta de soluciones económicas para los problemas sociales (educación, salud, pobreza, justicia, previsión social).

El espíritu crítico, la independencia y el trabajo reflexivo son los atributos principales de las actividades de investigación de FIEL.

Por la tarea desarrollada en sus años de existencia, FIEL ha recibido la "Mención de Honor" otorgada a las mejores figuras en la historia de las Instituciones-Comunidad-Empresas Argentinas, y el premio "Konex de Platino" como máximo exponente en la historia de las "Fundaciones Educativas y de Investigación" otorgado por la Fundación Konex.

La dirección de FIEL es ejercida por un Consejo Directivo compuesto por los presidentes de las entidades fundadoras y otros dirigentes empresarios. Dicho órgano es asistido en la definición de los programas anuales de trabajo por un Consejo Consultivo integrado por miembros representativos de los diferentes sectores de la actividad económica del país, que aportan a FIEL los principales requerimientos de investigación desde el punto de vista de la actividad empresarial. Un Consejo Académico asesora en materia de programas de investigación de mediano y largo plazo. Los estudios y las investigaciones son llevados a cabo por el Cuerpo Técnico, cuya dirección está a cargo de cuatro economistas jefes, secundados por un equipo de investigadores permanentes y especialistas contratados para estudios específicos.

FIEL está asociada al IFO Institut Für Wirtschaftsforschung München e integra la red de institutos corresponsales del CINDE, Centro Internacional para el Desarrollo Económico. Constituye además la secretaría permanente de la Asociación Argentina de Economía Política.



CONSEJO DIRECTIVO

Presidente: Dr. Daniel Herrero .

Vicepresidente 1º: Lic. Teófilo Lacroze .

Vicepresidente 2º: Dr. Carlos Ormachea .

Vicepresidente 3º: Lic. María Carmen Tettamanti .

Secretario: Ing. Franco Livini .

Prosecretario: Lic. Alberto L. Grimoldi .

Tesorero: Cont. Gustavo Canzani .

Protesorero: Dra. Patricia Galli .

Vocales: Pablo Ardanaz, Javier Bolzico, Mariano Bó, Rodrigo Catalá, Julio C. Crivelli, José M. Dagnino Pastore, Ricardo Dessy, Adelmo J.J. Gabbi (Presidente de la Bolsa de Comercio, Fernando García Cozzi, Natalio Mario Grinman (Presidente de CAC), Fernando Lopez Iervasi, Matías O'Farrel, Marcos J. Pareda, Rodrigo Perez Graziano, Nicolás Pino (Presidente de la Soc.Rural Arg), Luis Ribaya , Martín Roggio, Raúl Seoane, Alejandro Urricelqui, Martín Zarich, Federico Zorraquín.

CONSEJO CONSULTIVO

Ricardo Argarate, Miguel Arrigoni, Juan Curutchet, Federico Elewaut, Sergio Grinenco, Leonardo López, José Martins, Pablo Miedziak, Carlos Alberto Musante, Gustavo Nieponice, Javier Ortíz Batalla, Guillermo Pando, Cristiano Rattazzi, Mariana Schoua, David Sekiguchi, Alejandro Stengel, Hernán Sánchez, Juan Manuel Trejo, Amadeo R. Vazquez, Gustavo Weiss, Carlos Alberto de la Vega.

CONSEJO ACADEMICO

Miguel Kiguel, Ricardo López Murphy, Manuel Solanet, Mario Teijeiro.

CONSEJO HONORARIO

Dr. Juan Pedro Munro, Manuel Ricardo Sacerdote, Ing. Victor L. Savanti, Dr. Mario E. Vazquez..

CUERPO TÉCNICO

Economista Jefe: Daniel Artana, Juan Luis Bour (Director), Fernando Navajas, Santiago Urbiztondo.

Economistas Asociados: Juan Pablo Brichetti, Isidro Guardarucci.

Economistas Senior: Guillermo Bermudez, Cynthia Moskovits, Nuria Susmel, Ivana Templado.

Investigadores visitantes: Marcelo Catena, Marcela Cristini, Santos Espina Mairal, Mónica Panadeiros.

Asistente Profesional Junior: Lisandro Martín Bifano, Matías Castiñeira Cudugnello, Karen Rivera Encinas, Guido Schiavi, Leandro Ezequiel Vitaver.

Contenido

1. Introducción	5
2. La reforma de largo plazo, desde 2026	7
A. Determinación de precios en los distintos segmentos, aspectos básicos	7
B. Precios del gas natural <i>upstream</i>	8
C. Precios y remuneración de la energía eléctrica y otros servicios mayoristas	8
D. Margen de transmisión (EE) / transporte (GN)	12
E. Márgenes de distribución (EE y GN).....	14
F. Margen de comercialización en ambos servicios	16
G. Coordinación regulatoria e impositiva.....	17
H. Reformas institucionales.....	17
3. Las reformas de corto plazo, dic-2023 – dic-2025	19
4. Situación y perspectivas de los mercados mayoristas de energía eléctrica y gas natural.....	22
5. Impacto tarifario: aproximaciones de la normalización tarifaria en base a la información administrativa y la encuesta de gasto de hogares 2018	34
5.1 Rebalanceo con datos administrativos: impacto según tres niveles de ingreso	34
5.2. Rebalanceo con datos de la encuesta de gasto 2018: impacto por decil de ingreso.....	43
5.3. Extensión cualitativa de este ejercicio al interior del país	53

1. Introducción

En este documento desarrollamos una propuesta con distintas reformas en el mercado energético argentino –y más específicamente en los sectores de electricidad y gas natural– a ser puestas en práctica por la próxima administración política a partir de diciembre 2023. Naturalmente, la coyuntura actual dado el devenir del funcionamiento de estos mercados durante las últimas 2 décadas –en cuanto a sus instituciones, reglas, decisiones y resultados–, junto a la situación extrema en materia económica y social del país más generalmente (dada la situación fiscal, de inflación, pobreza, etc.), imponen varias consideraciones sobre la naturaleza de la propuesta.

Las reformas en el área de la energía llevadas a cabo a principios de los años 1990s, por medio de las cuales se introdujeron criterios adecuados para una importante modernización y mejoras sustentables en la calidad y cobertura de estos servicios, sufrieron fuertes retrocesos con la caída de la Convertibilidad y la contra-reforma de las administraciones de Néstor y Cristina Kirchner post-2003. Se abandonaron y revirtieron principios básicos respecto de: i) focalización de la regulación en los segmentos monopólicos (transporte y distribución –T&D), además orientada a permitir la recuperación de costos eficientes; ii) eliminación de subsidios cruzados y aplicación de precios costo-reflectivos; iii) promoción (progresiva) de la competencia (tanto en generación / producción *upstream* como en la comercialización). La intervención en los precios mayoristas, abandonando la “ley de un único precio” y reintroduciendo empresas públicas o al propio Estado Nacional en la comercialización mayorista, por un lado, y las distorsiones de los cuadros tarifarios (en cuanto a niveles y estructura –precios y tarifas múltiples según distintos consumos e ingresos de los usuarios residenciales) por otro lado, llevaron a fuertes distorsiones en la demanda (artificialmente alentada) y a la oferta (desalentada), con un marcado deterioro en la calidad de los servicios, crecientes subsidios fiscales, etc.

Por otra parte, tomando como punto de referencia la situación de 2001 –a partir de la cual se produjo de forma paulatina y con algunas contramarchas el cuadro anterior– también han sido muy destacables los cambios tecnológicos en el sector eléctrico a nivel mundial (desde la proliferación de medidores inteligentes que permiten incorporar señales de precios que reflejen los costos de la energía en cada momento y son transmitidas a los consumidores finales en tiempo real, hasta los instrumentos inteligentes para programar los consumos de cada hogar en respuesta a dichas señales de precios, el desarrollo de **recursos energéticos distribuidos** –DER– que permiten descentralizar la generación de electricidad y su almacenamiento, y refuerzan la importancia de que las señales de precios sean correctas para inducir inversiones eficientes, la creciente relevancia de la cuestión ambiental (respecto de la reducción de emisiones de dióxido de carbono para cumplir con el Acuerdo de París COP21 para el año 2050), el desorden macroeconómico y el mayúsculo deterioro social.

Ante tal situación, obviamente compleja por la multiplicidad de correcciones que deben llevarse a cabo en un contexto obviamente crítico, entendemos conveniente distinguir dos niveles de propuestas: i) las que resultan impostergables y vienen a corregir las distorsiones más profundas en la organización eficiente de estos sectores que han sido aplicadas durante los últimos 20 años (en conjunto, la “normalización”), y ii) las que incorporan sobre dichas correcciones las reformas que tomen en cuenta los cambios tecnológicos, de objetivos ambientales y de realidad socio-económica de los usuarios, que restablezcan plenamente una organización eficiente para maximizar el bienestar general por medio de servicios energéticos provistos de forma descentralizada con la mayor calidad y al menor costo posibles.² Naturalmente, los niveles de propuestas i) y ii) deben ser consistentes entre sí, y la anticipación temprana de los rasgos salientes de las reformas en ii) será fundamental para preparar el sistema en dicha dirección, razón por la cual el anuncio de las reformas de largo plazo debe preceder al de las reformas inmediatas de transición.

Así, nuestra propuesta de reformas aplicables a los servicios públicos de provisión de energía domiciliaria (gas natural por redes y electricidad) contiene los siguientes elementos:

1. Se identifican los aspectos básicos de una organización sectorial eficiente –en cuanto a sus instituciones, reglas, etc.–, que pueda ser implementada –con la discusión pública, precisión y perfeccionamiento técnico mediante– a partir del año 2026.
2. Se propone un programa de acción a partir de dic-2023 en preparación para tales reformas, definiendo así un período de transición y normalización con una extensión de 2 años, en el cual –además de anunciar los cambios institucionales y de reglas que globalmente se anticipa implementar desde 2026– se corrigen de forma inmediata los niveles, estructuras y reglas de ajuste de tarifas sujeto a la (limitada) capilaridad (identificación de tiempo y espacio) existente que resulta inevitable dada la ausencia de medidores inteligentes en los hogares de los usuarios residenciales.
3. Se aproxima cuantitativamente el impacto de estas reformas en materia de precios y tarifas finales, explorando alternativas respecto de la instrumentación de una tarifa social eficiente (en distintas acepciones del término eficiencia –tanto económica para evitar distorsiones en los niveles de consumo e inversión, como de focalización y cuantificación ajustada a las vulnerabilidades de cada hogar).

² Entendemos inviable llevar a cabo una reforma estructural y de largo plazo durante el primer semestre de 2024 por varios motivos. Primero, por la complejidad y nivel de detalles –de ingeniería, economía, legislación, etc.– que requiere definir tal reforma. Segundo, por el muy difícil contexto económico y social actual y previsible en 2024 –riesgo-país inviable para convocar inversiones de bajo costo en T&D, inflación de 3 dígitos anuales que requiere un mecanismo de ajuste tarifario distinto al que se puede aplicar bajo reglas tarifarias más eficientes, etc.–. Y tercero, por la necesidad o conveniencia de distinguir claramente los efectos de la normalización y reversión de las “reformas K” respecto de las nuevas reformas –incluyendo la diferenciación de precios horarios, la promoción de la competencia en la comercialización de energía, *carbon tax*, etc.

2. La reforma de largo plazo, desde 2026

A continuación identificamos los aspectos que consideramos básicos para una organización sectorial eficiente –en cuanto a sus instituciones, reglas, etc.–, que pueda ser implementada –con la discusión pública, precisión y perfeccionamiento técnico mediante– a partir del año 2026.

A. Determinación de precios en los distintos segmentos, aspectos básicos

El principio general es la promoción de la competencia en los segmentos potencialmente competitivos (*upstream* GN, generación EE), y determinación de márgenes de T&D según costos eficientes, replicando en lo posible un proceso competitivo dinámico (precios que reflejan costos marginales y/o con desvíos que excluyen subsidios cruzados, y ganancias de eficiencia que son transferidas a los consumidores paulatinamente –según lo impone la asimetría informativa del regulador– para preservar los incentivos a la minimización de costos).

Un objetivo o criterio adicional es lograr que los distintos precios (en especial del uso de la energía –OECD, 2021; Ahumada et al., 2023) reflejen los costos sociales (externalidades, cuidado ambiental) vía impuestos u otros mecanismos y que tomen en cuenta la asequibilidad universal vía subsidios (tarifa social focalizada en la población con ingresos insuficientes). Así, en nuestra propuesta asignamos un rol fundamental a la competencia y a los precios como señales eficientes para las decisiones de consumo e inversión, pero también notamos la necesaria aceptación de los nuevos precios y la atenuación de su impacto distributivo por parte del conjunto de la sociedad a fin de que las nuevas reglas gocen de credibilidad y sean políticamente sostenibles, requisitos básicos para que por su intermedio se reduzca sustancialmente el costo del capital y con él los costos de inversión y prestación de los servicios de energía.

Ello, además, considerando la necesaria adaptación de las reglas –en particular del mercado eléctrico– a la transición energética que se produce a través de energía renovable intermitente a bajo costo marginal, y a las tecnologías modernas de medición que permiten mucha mayor granularidad de los precios (diferenciados según hora del día y ubicación geográfica donde se realiza el consumo para reflejar así los distintos costos incrementales asociados).

Así, la tarificación al costo marginal –en cualquiera de las etapas productivas involucradas en los servicios de provisión de gas natural y electricidad, y tanto se trate del establecimiento de una tarifa regulada como del diseño de las condiciones de desregulación para la determinación libre y negociada de precios de los distintos componentes (energía, transporte, distribución, comercialización, almacenamiento, etc.) entre distintos actores del mercado– es una guía central de la política regulatoria propuesta en este documento. Dentro de esta guía pueden existir desvíos, que deben estar correctamente fundados pero no podrán contradecir de forma permanente o sin horizonte temporal la búsqueda continua de la eficiencia económica y ambiental en términos dinámicos. La previsibilidad de las reglas

propuestas, fundamental para reducir el costo del capital y fomentar las inversiones que reduzcan los costos de estos servicios de forma sostenible, debe sustentarse en el seguimiento de estos principios básicos más que en exclusividades o garantías que resulten temporalmente inconsistentes y eventualmente se anticipen sean incumplibles.

B. Precios del gas natural upstream

La magnitud y diversidad de recursos gasíferos convencionales y no convencionales con que cuenta Argentina permiten descansar en una determinación competitiva de los precios de provisión al mercado doméstico, instrumentados por medio de contratos de largo plazo descentralizados entre productores, comercializadoras y consumidores (que permiten financiamiento y asignación de riesgo eficiente), tal como ocurría hasta 2001 en el país. Dichos precios tendrán como límites naturales la paridad de exportación (piso) y de importación (techo), y presumiblemente serán menores al desarrollarse la infraestructura de evacuación (para la provisión doméstica y la exportación regional y/o marítima a través de plantas de licuefacción).

No es cierto que el mercado doméstico y el mercado de exportación de gas natural sean económica y tecnológicamente independientes entre sí –un mayor desarrollo de exportaciones favorece mayores inversiones y con ellas una mayor disponibilidad de gas para los usuarios domésticos (y a la inversa, la holgada disponibilidad doméstica del recurso reasegura el atractivo de cualquier contrato de exportación), producto de que existen inversiones útiles para desarrollar y atender ambos mercados–, pero ello no debe llevar a confundirlos como si fueran uno solo (financiando inversiones por medio de subsidios cruzados entre ambos destinos –por ejemplo, incorporando una inversión primordialmente útil para la exportación en la base tarifaria que determina las tarifas de los usuarios domésticos). Este reconocimiento tiene implicancias sobre la delimitación de actividades reguladas y “libres” (tanto en materia de inversiones en infraestructura de T&D como en cuanto a la libertad de uso exclusivo de infraestructura de exportación que hubiera sido excluida de la base tarifaria aplicable a los usuarios domésticos protegidos por la regulación).

En tal sentido, la exportación de gas natural debería basarse en un régimen que, reconociendo la firmeza contractual necesaria para el desarrollo de infraestructura con fuertes componentes hundidos de muy lenta amortización, sea consistente / creíble respecto el rol y prioridad que naturalmente tiene el abastecimiento del mercado doméstico. Se debe lograr un balance satisfactorio, que incluya cierta flexibilidad (guiada por incentivos razonables), pero que igualmente representará una solución imperfecta que no elimina el *trade-off* latente.

C. Precios y remuneración de la energía eléctrica y otros servicios mayoristas

Dadas las múltiples externalidades que existen en sistemas de redes malladas (decisiones individuales inciden sobre inversiones de terceros sin mediar compensaciones ni derechos de propiedad de los afectados), los precios e inversiones del sistema eléctrico requieren de

una fuerte coordinación, que puede o no ser realizada por un organismo público, en la cual los precios y los cargos regulados deben reflejar los costos marginales o incrementales de la energía y servicios involucrados. La coexistencia de distintas tecnologías o fuentes de generación eléctrica caracterizadas por distintas estructuras de costos e impactos ambientales (emisión de CO₂), además, requiere homogeneizar la unidad de medida de los costos: costos sociales de energía de igual confiabilidad o firmeza al anunciar su disponibilidad.

Por ello, la minimización del costo social de la provisión del servicio eléctrico requiere, entre otros aspectos (pero enfocando aquí los precios), que:

- respecto del parque de generación existente, su despacho se realice de forma tal de minimizar el costo social de la generación eléctrica, por medio de un ordenamiento de productores según costos sociales de corto plazo (que incorporen, según cada tecnología y combustible utilizado, la contaminación unitaria valorada según el objetivo ambiental perseguido), despachados en cada momento según lo requiera la demanda, resultando en precios horarios que reflejarán el costo social marginal de generación³; cabe notar igualmente que la marginación prevista corresponderá como máximo al costo social de la generación térmica a gas más eficiente que fuera despachada, dejando espacio para el desarrollo de inversiones con tecnología renovable caracterizada por altos costos de capital pero mínimos costos variables de producción a ser financiado por medio de recursos públicos o excedentes del sistema comentados más adelante; así, respecto de la capacidad de generación existente, los eventuales faltantes de ingresos de parte de generadores con contratos PPA con CAMMESA –tanto sean plantas térmicas que utilicen combustibles líquidos como generadores de energía renovable –EERR– con distinta tecnología, con pagos comprometidos que sean mayores a los ingresos que obtengan al ser despachados– se convierten en costos residuales al igual que los costos de eventuales políticas sociales de mitigación del impacto ambiental o de protección de usuarios de bajos recursos vía una tarifa social; y
- respecto de las incorporaciones de nueva capacidad de generación, dicha potencia puede definirse por medio de licitaciones periódicas para incorporar capacidad de generación con el menor costo social unitario –quedando la responsabilidad del reaseguro de los ingresos garantizados en esos PPA en cabeza del Estado– o bien de forma descentralizada por medio de contratos entre consumidores/comercializadores e inversores. La inversión en generación debe ser aquella que permita el menor costo

³ Los costos de corto plazo deben igualmente ser homogéneos en lo referido a la firmeza de corto plazo de la energía ofrecida al MEM. En el caso de la generación solar y eólica, por ejemplo, sufren de fuerte intermitencia por la aleatoriedad del sol y el viento a lo largo de cada día, de modo tal que el cómputo de sus costos para el orden en el despacho debe contemplar el costo de los contratos que estos generadores deben hacer –que les serán exigibles– con otros generadores térmicos o hidráulicos de soporte que permitan asegurar la disponibilidad de la capacidad de generación puesta a disposición del sistema.

social de largo plazo, dejando un rol latente a la planificación del Estado para el desarrollo de inversiones en energías renovables.

Asimismo, dado que el valor de la generación eléctrica es único en cada punto de consumo (el precio pagado por la demanda se define en cada punto de entrega y hora del día, sin discriminaciones para los distintos compradores o usos), los costos de T&D en términos de pérdidas o limitaciones por congestión inciden en el precio que corresponde reconocer a la energía generada en los distintos puntos de conexión a la red. Por ello, dado que los precios finales de la energía deben reflejar los costos marginales considerados para el despacho económico en el MEM –costos marginales de corto plazo de la última planta despachada en cada momento, incluyendo el componente ambiental reflejado en el *carbon tax* definido para cada combustible contaminante en términos relativos a su factor de emisión de CO₂–, y los costos de T&D que median entre los generadores y los consumidores finales (dando así señales también la ubicación de nuevas plantas de generación y para la ampliación de la capacidad de transporte/distribución que permita reducir dichos costos), los precios que remuneran a cada generador deben ser los del MEM netos de los costos de transporte asociados a las pérdidas de transmisión y del *carbon tax* que le es aplicable de acuerdo a su factor de emisión de CO₂, incluyendo en los precios finales a los distintos usuarios el precio del MEM y las pérdidas en la red de distribución.⁴

Vale decir, el precio sancionado en el MEM debe incluir tanto el costo variable de generación, el costo de transporte y el *carbon tax* de la última unidad despachada, ya que todos estos costos son los que determinan el ordenamiento en el despacho; y posteriormente, al remunerar a cada generador despachado, de dicho precio sancionado cada generador debe recibir el valor que corresponda restando el *carbon tax* (retenido por el fisco / CAMMESA) y el costo de transporte propios, recibiendo por lo tanto un menor valor neto cuanto mayor sea el costo de transporte desde su ubicación geográfica y cuanto más contaminante ambientalmente sea su tecnología.

Para los generadores, entonces, el *carbon tax* altera el orden del despacho y genera recursos (que paga la demanda, cuando hay plantas térmicas que utilizan distintos combustibles contaminantes entre las despachadas) que quedarán a disposición del fisco (y potencialmente en un fondo administrado por CAMMESA) para financiar costos no

⁴ El mecanismo de “*Netting*” impositivo expuesto aquí, en el cual el *carbon tax* se cobra a las distintas tecnologías de generación eléctrica contaminantes en el precio del MEM, también puede exponerse como un impuesto a los insumos que utiliza cada generador. Es decir, dependiendo del uso de carbón, fuel o gas natural corresponde pagar por el “uso” de combustibles fósiles, y no por la generación de energía. Ambas presentaciones son equivalentes dado que para cobrar el impuesto hay que saber qué emisiones se realizan (el *carbon tax* es un impuesto a las emisiones en el uso de energía primaria, no un impuesto a esta última) y si existen tecnologías de mitigación. Por ejemplo, no es lo mismo una empresa con tecnología de control o de captura que otra que hace ese esfuerzo, lo cual lleva a calibrar el impuesto al generador igualmente. Del mismo modo, el generador deberá incorporar el *carbón pricing* a sus costos, sea que el mismo proviene de un impuesto o que es parte de un mecanismo de comercio de derechos de emisión (ETS –*Emission Trading System*) donde él debe comprar derechos a otros generadores (por ejemplo empresas hidroeléctricas del Estado).

recuperables por medio de los ingresos obtenidos en los precios del MEM sancionados (en particular, el compromiso de pago a generadores térmicos de ciclo combinado y de energías renovables bajo PPA celebrados desde 2016 en adelante, la realización de contrataciones adicionales para ampliar la generación renovable, financiamiento de tarifas sociales, etc.).⁵

La oposición o crítica a la introducción al *carbon tax* –que proponemos a partir de 2026 y de forma gradual– puede orientarse a que “lo termina pagando la demanda”, y que por lo tanto es políticamente inviable o inconveniente. Al respecto, hay dos argumentos iniciales. Primero, rendirse ante este problema implica abandonar el criterio PPP (“*Polluter Pays Principle*”), lo que favorece el ocultamiento de los costos ambientales que efectivamente resultan a partir del consumo de distintas fuentes de energía. Segundo, los mayores ingresos netos que el *carbon tax* permite obtener a los generadores con bajo nivel de contaminación (retenibles por el Estado en el caso de la generación hidroeléctrica de su propiedad, y eventualmente también sobre las mayores cuasi-rentas obtenibles por parte de inversiones privadas en energía renovable fuera de contratos PPA con CAMMESA –y remuneración definida e independiente de la emergencia de un *carbon tax*– ya realizadas), y los mayores ingresos tributarios que en general representa el *carbon tax*, pueden aplicarse a reducir otros impuestos que también recaen sobre la demanda (tanto dentro de los servicios de energía como fuera de ellos), razón por la cual el *carbon tax* efectivamente requiere ser diseñado como parte de una nueva estructura impositiva que abarque los 3 niveles de gobierno y las distintas actividades económicas y bases imponibles, no necesariamente una que incremente la carga fiscal global sobre los consumidores finales de energía.

Finalmente, para que las inversiones que incrementen la capacidad de generación y de T&D sean eficientes, la demanda debe recibir las señales de precios que le permitan acomodar el consumo en los momentos en que la energía (generada y transportada hasta el punto de consumo) sea más barata, lo cual será posible una vez que se cuente con una instalación suficiente de medidores inteligentes (para la lectura remota en tiempo real, no sólo de extracciones sino bidireccional para los prosumidores con DER), pero incluso también antes –de modo parcial y restringido– con una marcada diferenciación de precios estacionales de la energía.⁶

⁵ Este *carbon tax* deberá aplicarse también (con igual secuencia creciente) sobre todos los combustibles fósiles, sean utilizados o no para la generación eléctrica, de modo que el consumo doméstico de gas natural (no así la exportación –ya que gravar o no el consumo del gas natural exportado para reflejar la externalidad ambiental es potestad de las jurisdicciones que lo importen) deberá enfrentar un cargo por la contaminación que ese consumo de gas natural provoca.

⁶ La experiencia en la región y en distintos países en desarrollo indica que el avance de la medición inteligente ha enfrentado diversas dificultades y resistencias o falta de interés para su aplicación efectiva (ver <https://publications.iadb.org/en/empowering-electricity-consumers-through-demand-response-approach-why-and-how>). Ello, lejos de señalar la inconveniencia de esta vía, sólo alerta respecto de la importancia estudiar en detalle los distintos aspectos que involucrará su disponibilidad y utilización dentro de un programa de largo plazo.

D. Margen de transmisión (EE) / transporte (GN)

Como se señaló antes, todos los precios y cargos o tarifas regulados deben orientarse a reflejar el costo social (incluyendo efectos externos) marginal o incremental de cada producción o servicio involucrado, ya que ello provee las señales eficientes para el consumo y la inversión (en el caso de la infraestructura de transporte, la ampliación de su capacidad en los distintos puntos de la red, y eventualmente también su extensión o duplicación territorial). Asimismo, en el caso de las redes de transporte y transmisión caracterizadas por fuertes economías de escala y alcance, los precios que reflejen dichos costos marginales sólo pueden aportar ingresos suficientes si éstos incluyen el mantenimiento y amortización de la infraestructura existente (y las inversiones adicionales en caso de su ampliación o extensión), conceptos que claramente no están asociados con la mayor o menor utilización de dicha infraestructura. Pero entonces, considerando la multiplicidad de demandas que son abastecidas y la infraestructura común que las atiende, dichos costos marginales o incrementales asignan de forma arbitraria a cada demanda los costos comunes para atender al conjunto de los usuarios, implicando que los precios de hecho exceden los costos marginales directamente atribuibles a cada servicio, con desvíos que deben diseñarse de forma tal de minimizar las distorsiones provocadas.

Algunas consideraciones ilustrativas aplicables al caso del transporte de gas natural

Asociado íntimamente a la regulación de márgenes de transporte, el mercado de gas natural debe considerar de manera saliente la interacción de proyectos de desarrollo doméstico que involucran consumidores que son importantes inversores (por ejemplo, explotaciones mineras que demandan gas natural para sustituir combustible como insumo productivo) o son específicos para la exportación. En efecto, en estas circunstancias corresponde revisar el alcance de la regulación (cuáles infraestructuras son o no reguladas, y en caso de serlo cómo). En definitiva, corresponde definir regulatoriamente cuáles serán las reglas que determinarán distintos tipos de aportes y limitaciones por parte de consumidores e inversores, moldeando el tipo de contratos que podrán emerger y eventualmente proliferar.

Considerando la posibilidad de que surjan proyectos de transporte de gas natural no regulado (para la dedicación exclusiva al abastecimiento de clientes industriales / explotaciones mineras, y también para la exportación de GN y GNL), una opción es permitir tales desarrollos aislados y desregulados (como si esa infraestructura no fuera potencialmente útil para abastecer la demanda interna residencial en el futuro), con ventajas presumiblemente sobre la previsibilidad que reclaman los compromisos de exportación firme (volúmenes de gas natural contratados, módulos de gas natural con destino a las plantas de licuefacción para ser exportadas como GNL). Sin embargo, ello conlleva -o debe coexistir con- problemas de credibilidad sobre la sostenibilidad de tal diseño regulatorio y contractual: en un contexto “adecuado” (esto es, ante eventuales faltantes de energía), cualquier administración de turno echará mano de ese gas y esa infraestructura para desviarlo hacia el mercado doméstico si fuera posible. Por ello resulta apropiado combinar

un criterio de libertad y desregulación para estos proyectos dedicados reteniendo la posibilidad de re-direccionar una porción menor del gas durante 3 ó 4 meses de invierno, pagando tanto al productor como –parcialmente– a la cadena del *downstream* por el GN desviado. En definitiva, un diseño de este tipo es consistente con el reconocimiento de la existencia de una fuerte complementariedad entre el desarrollo del mercado doméstico y el de exportación, combinando actividades reguladas y “libres” que en conjunto –y en el contexto de abundancia del recurso natural no convencional en Vaca Muerta– permiten reducir el costo unitario del gas producido y consumido domésticamente.

La coexistencia complementaria del mercado interno y el de exportación de gas natural requiere hacer dos cosas. Primero, mejorar aunque sea de modo compulsivo los mecanismos de *open season* y las contribuciones a la expansión por parte de *stakeholders* a partir de la iniciativa privada si fuera el caso, dadas las urgencias de expansión. Y segundo, mejorar la “credibilidad” de los contratos firmes de exportación a través de su mayor flexibilidad *ex-ante*, esto es, asegurando que tales contratos incorporen ventanas invernales donde se permiten interrupciones acotadas de suministro a ser re-direccionado al mercado interno a un determinado precio que pueda ser anticipado en el contrato de exportación, el cual tiene que ser aprobado por la Secretaría de Energía con acuerdo del regulador. De esta manera, se tratará de contratos con cláusulas DOP (“*deliver-or-pay*”) en las que el “P” (pago por no entregar las cantidades firmes comprometidas, dentro de la ventana que prevé un eventual re-direccionamiento al mercado doméstico) sea el que va a pagar el mercado interno para tener ese gas; dicho precio P, naturalmente, debe ser suficientemente alto como para desalentar redireccionamientos de gas que no sean absolutamente imprescindibles. Esto contrasta con la situación transitada en la Argentina durante la segunda mitad de la década de 2000, cuando se produjeron los cortes de suministro a Chile sin reconocer ningún P (transformando además el faltante en estructural o sistémico, tanto en invierno como en verano, producto de la magnitud de la intervención en los precios domésticos y por su intermedio en el desbalance entre oferta y demanda).

Retornando al tema tarifario propiamente, una vez determinadas las reglas del nivel y estructura de los cargos de transporte de gas natural y de transmisión de energía eléctrica, el mecanismo de ajuste o actualización de dichos valores debe cuidar que las empresas tengan incentivos a minimizar los costos (gestionando el servicio de forma eficiente, y realizando las inversiones de mantenimiento y ampliación al menor costo) pero también que en ellas se cumplan las reglas comprometidas para determinar el valor de las inversiones pasadas que será reconocido –y remunerado– en cada momento del tiempo, contribuyendo de esa forma a reducir el costo del capital, logrando de esa manera por ambas vías que el servicio prestado sea de la calidad exigible con menores tarifas a lo largo del tiempo.

Al respecto, la regla más eficiente en la práctica internacional es la utilización de un mecanismo de ajuste del tipo *price-cap* con revisiones quinquenales (en este caso, aplicable a partir de 2026 cuando finalice el período de transición / normalización y ya sea posible contar con un costo del capital normalizado e incluir objetivos de inversión / seguridad /

calidad más ambiciosos a ser definidos mediante audiencias públicas conducidas en la segunda mitad de 2025).

Esta regla deberá asegurar a los operadores / concesionarios la obtención de ingresos tarifarios proyectados para cubrir costos prospectivos eficientes, incluyendo una remuneración apropiada según el costo del capital (costo promedio ponderado –WACC– calculado según el riesgo país y el riesgo regulatorio) asociado a la base de capital o tarifaria definida al inicio de cada período tarifario.

E. Márgenes de distribución (EE y GN)

Aquí es imprescindible migrar desde la madeja de distorsiones y subsidios cruzados actuales hacia una estructura tarifaria que respete un claro criterio de eficiencia económica, de modo tal que las señales de precios a los usuarios finales (para sus decisiones de consumo y equipamiento, incluyendo la eventual inversión en DER), sean eficientes y sostenibles.

Atento a las diferencias de costos de generación / producción y de T&D según sean las condiciones de despacho de los generadores con distintas tecnologías y la estacionalidad y fluctuación de las demandas, los precios y tarifas deberán reflejar dichos cambios (incluyendo desde el inicio precios y tarifas claramente diferenciadas estacionalmente – verano, invierno y resto, con aplicación diferenciada en el servicio eléctrico y de gas natural–, y también diferencias horarias en el caso del servicio eléctrico a partir de la previa instalación de medidores inteligentes).

Igualmente, tal como se señaló antes en el caso de las actividades de transporte / transmisión, dado que buena parte de los costos de la red de distribución son fijos y comunes para la atención de toda la demanda independientemente de los niveles de consumo efectivo, la tarificación al costo marginal resulta en principio insuficiente para lograr el autofinanciamiento de las actividades de T&D. Ello requiere explorar adicionalmente esta cuestión, considerando alejamientos óptimos respecto de tal tarificación.

Por los motivos descriptos brevemente a continuación, una estructura tarifaria cercana a la óptima resulta a partir de la instrumentación de una única tarifa en dos partes (T2P) en la cual todos los usuarios enfrenten un cargo marginal que refleje los costos variables del servicio consumido, mientras que los cargos fijos permitan a la empresa regulada recuperar el resto de los costos (fijos) de T&D, que en principio también deben ser iguales pero pueden incluir descuentos (a cargo del Estado) a favor de usuarios con ingresos insuficientes.

Breve fundamentación de la tarifa en dos partes (T2P) con descuentos por ingresos

Sobre los alejamientos óptimos respecto de la tarificación al costo marginal para respetar la restricción presupuestaria frente a un monopolio natural con economías de escala y alcance no agotadas, la referencia más precisa remite a la aplicación de una tarificación del tipo Ramsey-Boiteaux (denominada Ramsey de aquí en más). Bajo el criterio de Ramsey se establecen *mark-ups* sobre dichos costos marginales en relación inversa a las elasticidades precios de las distintas demandas de cada servicio o de cada categoría de usuarios, lo cual en el caso de los servicios de electricidad y gas natural conduce a aplicar márgenes mínimos sobre los costos variables (porque las demandas de energía son relativamente elásticas –entre -0,1 y -0,5 según el plazo considerado) y márgenes mayores sobre los costos fijos (dado que las demandas por la conexión al servicio son mucho menos elásticas –presumiblemente debajo de -0,1 en términos agregados para el conjunto de usuarios residenciales).

Por ello, tratando en forma conjunta al T&D al ser ambos servicios monopolios naturales con estructuras de costos que incluyen altos costos fijos y hundidos pero bajos costos variables (más vinculados con las demandas estacionales de pico que con los niveles de consumo infra-marginales), esta estructura de tarifas / márgenes de T&D de Ramsey conduce en el extremo a una única tarifa en dos partes (T2P), donde los cargos variables se igualan a los costos variables de T&D y los cargos fijos aportan los ingresos necesarios para el autofinanciamiento.

No obstante ello, dado que por limitaciones de ingresos insuficientes de la población atendida (actualmente, y eso será así durante varios años al menos) existe un amplio universo de usuarios residenciales cuya demanda de conexión puede ser relativamente elástica (desconectándose de la red si no pueden afrontar cargos fijos muy elevados, o más probablemente, provocando otro tipo de costos al sistema –falta de pago, protestas, desmanes, etc.), estos cargos fijos deben diferenciarse al ser aplicados a usuarios de distintos ingresos, lo cual se puede llevar a cabo aplicando una tarifa social (TS) consistente en la reducción o eventualmente la eliminación de dichos cargos fijos (una TS *lump-sum*, neutra respecto de las señales de precio para las decisiones de consumo e inversión en equipamiento y desarrollo de DER). Además, teniendo en cuenta que una tarifa social única para todos los usuarios de ingresos bajos puede resultar poco representativa para evitar la desconexión (o fuertes protestas) ante distintas necesidades de consumo energético (en particular, tanto por las diferencias de ingresos dentro del universo de los usuarios alcanzados por la TS como por la distinta composición familiar y consiguiente consumo energético para usos básicos), resulta conveniente explorar la diferenciación de la TS según las características de los hogares que la reciban (una TS *lump-sum-plus*).⁷

⁷ Nótese que una fundamentación alternativa de estas diferencias en los cargos fijos, incluyendo descuentos a los usuarios de menores niveles de ingreso, hace caso omiso a la diferente elasticidad-precio de la demanda de conexión al servicio (y riesgo de repudio y desmanes ante la imposibilidad de pago del costo pleno) y se centra en reconocer la necesidad de complementar una única T2P por medio de la aplicación de una TS que haga (social y políticamente) viable (y por ende sostenible y creíble) tal estructura tarifaria eficiente. En todo caso, tanto si se complementa la aplicación de un criterio de Ramsey (que en el extremo, como ya se mencionó, ante demandas de acceso inelásticas conduce a una única T2P con cargos variables que reflejan los costos marginales asociados al consumo y cargos fijos que generan los ingresos necesarios para el *break-even* de T&D) con una TS en forma de descuentos sobre los cargos fijos a los usuarios de menores ingresos (como se fundamentó en el texto), como si se aplica un criterio de tarificación eficiente de Ramsey reconociendo que las elasticidades-precio de la demanda de conexión varía fuertemente según los niveles de ingresos de los usuarios (en particular por parte de las familias con ingresos insuficientes para cubrir sus necesidades básicas de alimentación y vivienda), en este último caso sin que explícitamente los distintos cargos fijos a los usuarios de distintos ingresos deban ser referidos como una “tarifa social”, la estructura tarifaria eficiente (económica y socialmente) consiste –como simplificación aproximada– en la aplicación de una única T2P para todos los usuarios residenciales en la cual los cargos fijos de los usuarios de ingresos insuficientes son reducidos para evitar su desconexión (o permitir que afronten razonablemente bien los costos del servicio, con una menor o incluso nula contribución al pago de los costos fijos y comunes de las redes de T&D necesarias para el abastecimiento del conjunto de los usuarios).

Así, en nuestra propuesta de reformas las tarifas finales de los servicios de energía eléctrica y gas natural –antes de impuestos– se determinarán por la agregación de precios mayoristas, de transporte y distribución que resulten de procesos competitivos y minimicen los costos sociales de la energía consumida, con la suficiente granularidad en términos temporales y geográficos de manera tal que la demanda pueda recibir las señales correctas de los costos involucrados en cada momento y así sea posible reaccionar –ahorrando consumo en momentos de alto costo para reasignarlo a momentos de costos menores–, lo cual reducirá las necesidades de inversión y por tanto el costo total del servicio (y las tarifas necesarias para cubrir su pago plenamente).

En el caso del sector eléctrico especialmente, este principio general debe igualmente considerar las limitaciones de infraestructura de medición (medidores inteligentes en al menos el 50% de los usuarios residenciales) y distintos costos de transacción (incluyendo la resistencia de los cambios dado el natural sesgo al *statu-quo* de los distintos actores de la industria) tendientes a acotar la granularidad de los precios, por lo cual su aplicación deberá ser progresiva y (necesariamente) parcial / simplificada, con distintas agregaciones de espacio y tiempo, por ejemplo partiendo de diferenciaciones de precios de transmisión entre un número acotado de zonas dentro del país, y una diferenciación de los precios sancionados que enfrenta la demanda que reconozca tres franjas horarias dentro de cada día, además de las diferencias estacionales que también podrían acotarse para una visualización más fácil por parte de los usuarios inicialmente sin medidores inteligentes.

En todo caso, más allá de estas señales de precios adecuadas a cada situación específica temporal y geográficamente, las tarifas promedio de T&D deben mutar hacia una única T2P con cargos variables que reflejen los costos variables de T&D y cargos fijos que permitan cubrir complementariamente los costos totales del servicio (que no sean cubiertos por subsidios fiscales o de cuasi-rentas públicas de generación hidroeléctrica intra-sector), sobre los cuales se deberán concentrar los descuentos de una TS *lump-sum-plus*.

F. Margen de comercialización en ambos servicios

La actividad de comercialización de energía no tiene características de monopolio natural no desafiante (las economías de escala y alcance son limitadas, las inversiones requeridas para prestar el servicio no son hundidas), de modo tal que puede desarrollarse de manera eficiente sin estar sujeta a una regulación estatal directa. Más aún, en un contexto de fuerte integración y sustitución entre las demandas domiciliarias de gas natural y electricidad (con el avance paulatino de la segunda sobre la primera en las últimas décadas, y una evolución tal vez acentuada en el contexto de un cambio tecnológico con múltiples dimensiones), el rol de los comercializadores de gas natural y electricidad puede potenciarse (agregando fuentes energéticas, incluyendo DER, con distintas propuestas para explotar mejores costos y flexibilidades disponibles a los consumidores finales / prosumidores).

En consecuencia, resulta aconsejable que a partir de 2026 se avance en la separación vertical de la actividad de comercialización, redefiniendo T&D sin la comercialización de

la energía a los usuarios finales. Esto deberá significar que las tarifas reguladas excluyen la actividad de comercialización (esto es, las tarifas previas deben aplicar un descuento de los costos de comercialización dado por los costos que se evitan al excluir dicha actividad), permitiendo a comercializadores independientes realizar ofertas ventajosas (o no, lo decidirán los clientes en caso de aceptarlas o rechazarlas), manteniendo una opción regulada de comercialización por default por parte del distribuidor (para los usuarios que elijan permanecer bajo la comercialización de la compañía distribuidora con el monopolio del transporte local hasta su domicilio). Esta liberalización debe resguardar la calidad del servicio, en particular, los comercializadores deberán asegurar suficiente capacidad económica (y contratación de seguros) para evitar riesgos de insolvencia que pudieran distorsionar y estresar el sistema (de forma tal que no constituyan barreras –límites artificiales– a la entrada sino requisitos de calidad y seguridad de su intermediación).

G. Coordinación regulatoria e impositiva

Lo anterior omitió considerar la actual situación en materia de federalismo regulatorio (en el sector eléctrico) y la falta total de coordinación y superposición de cargas impositivas aplicadas por los 3 niveles de gobierno sobre ambos servicios en distintas jurisdicciones. Respecto del federalismo regulatorio, las provincias mantendrán sus facultades sobre el servicio de distribución de electricidad, pero serán invitadas a adoptar y adecuar sus criterios a los que se pondrán en práctica por el gobierno nacional. Deberán respetar, sin opción a su rechazo o excepción, las reformas en las reglas de los mercados mayoristas y determinación de precios del transporte, así como también deberán liberar los servicios de comercialización (regulando cargos de acceso a las distribuidoras en el cual se descuenta de la tarifa final previa o integral un margen de comercialización regulado centralmente). Por otro lado, respecto de los impuestos, deberán negociarse con las provincias y los municipios acuerdos para acotar (o eliminar) los cargos aplicados por niveles de gobierno inferior sobre estos servicios (por ejemplo, prohibir la aplicación de tasas municipales, o limitar las mismas para que no puedan afectar los componentes variables de las tarifas, o que sean de aplicación limitada para financiar complementos a las tarifas sociales en cada jurisdicción).

H. Reformas institucionales

Bajo las reglas anteriores, a ser precisadas y debatidas en audiencias públicas durante la segunda mitad de 2025, los actuales roles de CAMMESA y ENARSA podrán ser modificados (reduciendo o eliminando su participación como concentradores de contratos PPA en el caso de CAMMESA, y de importación de GN en el caso de ENARSA). Ello será parte del debate. Dicho debate deberá ser organizado por un nuevo regulador sectorial, donde previamente –en el primer semestre de 2025 a más tardar– se fusionen el ENARGAS y el ENRE. Esta fusión tiene claros fundamentos técnicos por la convergencia tecnológica y comercial de los servicios de gas natural y electricidad, pero también desafíos por la asimetría de sus ámbitos de actuación en materia de regulación de la distribución

(ENARGAS a nivel nacional, y ENRE a nivel nacional sólo en materia de transporte interprovincial de electricidad –coexistiendo con múltiples entes reguladores provinciales con facultades regulatorias sobre el transporte local y la distribución). Los detalles de esta fusión, que quedan fuera del presente análisis y propuestas, deberán guiarse por la construcción de una institución autónoma, políticamente independiente y de excelencia técnica donde además se respete máximos estándares de transparencia y participación descentralizada de distintos actores del sector, incluyendo sus usuarios finales.

3. Las reformas de corto plazo, dic-2023 – dic-2025

Proponemos un programa de acción a partir de dic-2023 en preparación para tales reformas, definiendo así un período de transición y normalización con una extensión de 2 años, período en el cual –además de anunciar los cambios institucionales y reglas que globalmente se anticipa implementar desde 2026– se corrigen los niveles, estructuras y reglas de ajuste de tarifas.

Además del anuncio de un plan como el anterior desde el inicio de la próxima gestión (por parte del Ministro de Economía al menos), durante el primer semestre de 2024 deberá iniciarse (al menos) la aplicación de las reformas inmediatas que resuelvan los problemas más urgentes, políticamente difíciles pero técnicamente y jurídicamente viables. No hemos examinado fehacientemente los requisitos jurídicos para las decisiones iniciales, pero suponiendo que el Congreso delegue en el PEN algunas atribuciones para medidas de emergencia (entre ellas la redefinición transitoria de las tarifas energéticas de cara a una reforma integral con principios anticipados cuyos detalles serán debatidos en audiencias públicas durante la segunda mitad de 2025), entendemos que nuestra propuesta es globalmente factible. Si ello no fuera así, y por ejemplo también sea necesario atravesar una audiencia pública para realizar cualquier tipo de cambio en las estructuras tarifarias actuales, se trataría de una complicación operativa no menor, que sin dudas retrasará la ejecución de las correcciones durante al menos 3 meses y posiblemente también exija cierta aplicación progresiva al cabo de un año. En todo caso, los caminos y requisitos administrativos para aplicar estas propuestas deberán ser examinados posteriormente, escapando al alcance de este documento.

Desde nuestra perspectiva, la reforma de corto plazo para la normalización de los servicios y en preparación para la reforma integral desde 2026 a debatirse en audiencias públicas posteriormente, debe incluir lo siguiente:

1. La redeterminación del precio único de despacho en el MEM, eliminando cualquier subsidio fiscal sobre los precios que pagan los usuarios regulados (de los niveles N2 y N3), al costo (privado) marginal de la última unidad térmica despachada en base al costo económico de corto plazo de cada tecnología, quedando a cargo de CAMMESA la compensación de ingresos comprometidos en los distintos contratos PPA que hubiera celebrado con generadores térmicos o de energía renovable (EERR).
2. El mantenimiento y complementación de los contratos realizados por ENARSA con los productores de gas (Plan Gas), explorando opciones de compras descentralizadas en contratos de hasta 3 años por parte de distribuidoras y otros clientes.
3. Re-determinación de tarifas de T&D (incluyendo márgenes de comercialización para un servicio integrado), de modo tal de lograr al cabo de 1 año que las tarifas estén “libres de subsidios” fiscales y económicos, lo que como mínimo requiere –

además de aplicar los PEE y PIST libres de subsidios fiscales– nuevos niveles que remuneren a transportistas y distribuidores al nivel real de diciembre 2019, con una única T2P donde los cargos fijos representen el 70% del ingreso total de T&D y los cargos variables el 30% restante, agregando además en el primer caso (cargos fijos) descuentos que definirán una nueva tarifa social *lump-sum-plus*.⁸

4. Alternativamente, en particular ante limitaciones administrativas o legales emergentes, puede considerarse la implementación de estas tarifas en dos pasos: primero, reclasificando /reduciendo de forma inmediata los perceptores de subsidios fiscales (igualando a N3 con N1, y tratando a N2 como N3, es decir, dejando sólo a los usuarios N2 con los subsidios fiscales infra-marginales que actualmente reciben los usuarios N3 pero aplicando los precios plenos para la energía mayorista consumida por los usuarios de ingresos medios y altos); y segundo, complementando esa eliminación de subsidios fiscales con los cambios (aumentos para todos los usuarios residenciales sin dudas en dic-24) necesarios para aplicar una única T2P eficiente (que incluya diferenciación de cargos fijos para usuarios de bajos ingresos, es decir, con una tarifa social para los usuarios actualmente segmentados en el nivel N2 –propriadamente revisado para evitar errores de inclusión y de exclusión, naturalmente). En efecto, la decisión inmediata en materia tarifaria se limitaría a la redefinición de los beneficios fiscales que reciban los distintos usuarios, la cual entendemos no está supeditada a la discusión en audiencias públicas o cumplimiento de otro tipo de procedimiento administrativo.
5. La exigencia regulatoria (con alcance nacional en EE) que prevea un rápido despliegue de medidores inteligentes (con alternativas de financiamiento público subsidiado –a la demanda y/o la oferta– a definir para dichas erogaciones, comenzando por usuarios residenciales sin tarifa social).
6. Aplicación de acuerdos, coordinación y limitaciones sobre los impuestos y cargos provinciales y municipales sobre estos servicios liderados por el Gobierno Nacional,

⁸ El punto de referencia histórico para aproximar el valor actual de las tarifas / márgenes de T&D que refleje los costos totales de estas actividades, con valores de equilibrio definidos en 2018, es parte de un ejercicio que sigue estrictamente una lógica económica consistente, prefiriendo evitar tomar al año 2019 como referencia debido a la existencia de cuestionamientos sobre la actualización de los márgenes de T&D aplicados en ese momento (en el caso del gas natural, entre abril 2018 y abril 2019 –última actualización hasta 2022– los márgenes de T&D aumentaron 50% frente a una inflación mayorista acumulada de 68%, retrasándose por lo tanto 11% en términos reales). Sin embargo, no pretendemos afirmar que los valores reales de los márgenes de T&D en 2018 sean los aplicables o correctos actualmente. Tal determinación requeriría llevar a cabo un estudio de costos que excede largamente el alcance de este documento. En tal sentido, los ajustes tarifarios previstos para el año 2024 en este documento deberán ser provisorios hasta la realización de estudios de costos y definición de nuevas reglas regulatorias aplicables desde 2026 luego de la RTI 2025, por lo cual entendemos que sería razonable acotar levemente la actualización tarifaria a poner en práctica al mismo tiempo que se lleva a cabo un restablecimiento sólo parcial de ciertas obligaciones de servicio (en cuanto a la atención de nueva demanda, o penalizaciones por fallas o insuficiencias en los indicadores SAIFI y SAIDI).

así como la correspondiente contribución al financiamiento de la tarifa social de las distintas provincias y gobiernos locales eventualmente.

7. Incorporación del *carbon tax* con una secuencia creciente (inicialmente nula, hasta 2026) de recargos a la generación eléctrica en base a combustibles (carbón, líquidos, gas natural) según su grado de contaminación o factores de emisión, eventualmente dentro de un plan más amplio de desarrollo de energías renovables, electrificación vehicular, etc. (no tratado aquí). Simétricamente, este *carbon tax* descrito para la generación eléctrica a lo largo del texto deberá aplicarse (con igual secuencia creciente) sobre todos los combustibles fósiles, sean utilizados o no para la generación eléctrica, de modo que el consumo doméstico de gas natural (no así la exportación –ya que gravar o no el consumo del gas natural exportado para reflejar la externalidad ambiental es potestad de las jurisdicciones que lo importen) deberá enfrentar un cargo por la contaminación que ese consumo de gas natural provoca.
8. Preparación del fondo de la tarifa social y financiamiento de EERR y otros PPA proveniente de la aplicación de las cuasi-rentas de la generación pública hidroeléctrica y nuclear –por las diferencias entre el PEE sancionado en el MEM y el reconocimiento de ingresos a los concesionarios privados u operadores públicos que sólo remuneren los –bajos– costos operativos y de mantenimiento y gestión eficiente de dicha infraestructura de propiedad pública; estos operadores privados podrán obtener alguna rentabilidad extraordinaria adicional, reconociéndoles un *fee* de gestión levemente mayor a dichos costos, por la cual deberán competir en una licitación donde se comprometen a pagar un canon anual –pero no por anticipado para evitar los problemas de la tasa de descuento temporal por el elevado riesgo país actual.

4. Situación y perspectivas de los mercados mayoristas de energía eléctrica y gas natural

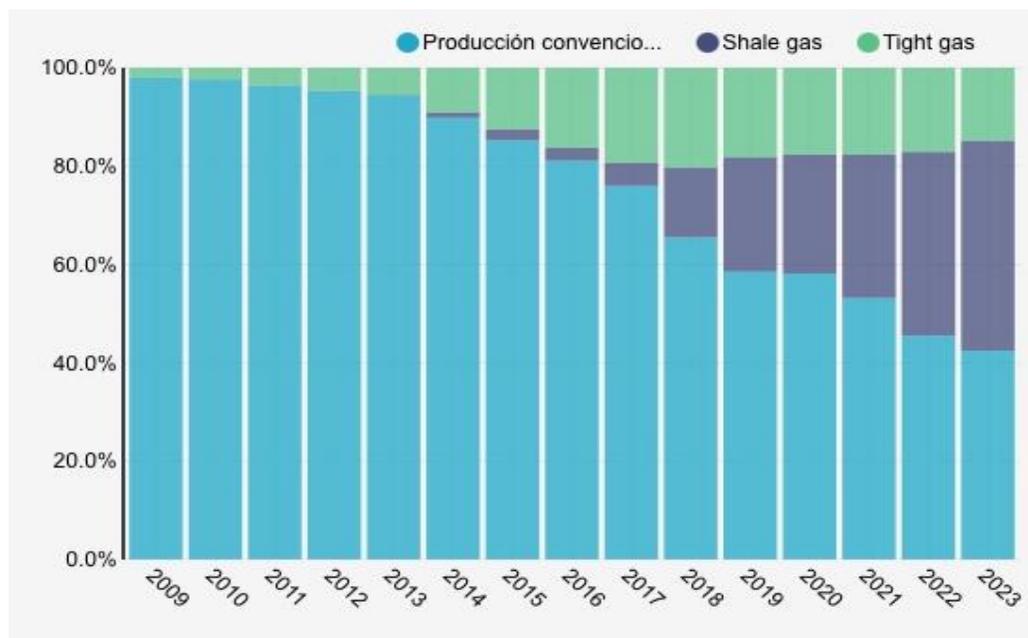
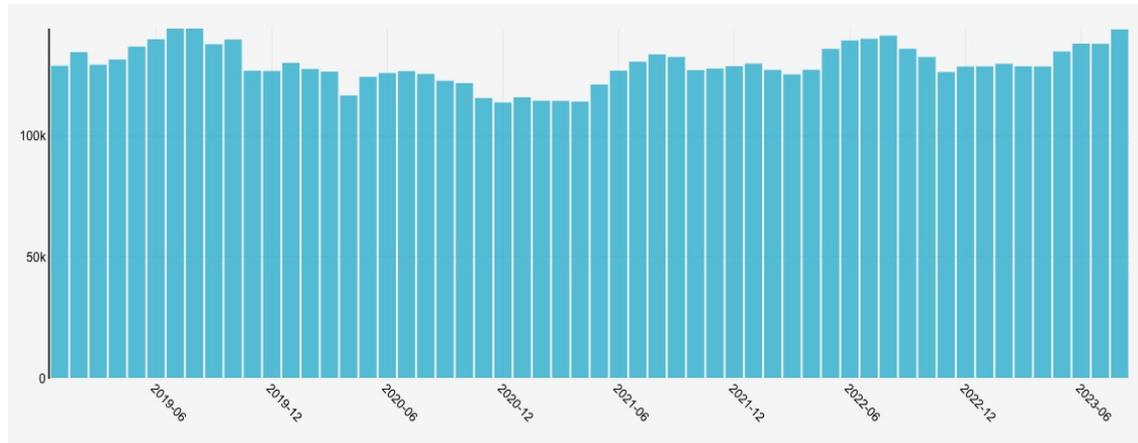
A. El precio del gas natural

La producción de gas natural en la Argentina muestra en los últimos años una tendencia ligeramente creciente, producto del aumento de la extracción no convencional que más que compensó el declive de las áreas convencionales. El potencial productivo es además creciente a medida que se expanda el transporte desde Vaca Muerta hacia los centros de consumo (y eventualmente de exportación) y se avance con el redireccionamiento del gasoducto Norte con la finalidad de reemplazar las importaciones bolivianas de gas y el gasoil importado para las plantas térmicas del norte del país. Las cuencas del Noroeste, San Jorge y Austral enfrentan una declinación consistente con el grado de madurez de la explotación en dichas áreas. Sin embargo, se espera que parte de esta declinación en la cuenca Austral se revierta con la explotación no convencional en Santa Cruz (Palermo Aike) y los proyectos *off-shore* cerca de Tierra del Fuego (Proyecto Fénix) hacia 2024/2025.

Con la infraestructura actual, la producción de gas natural puede llegar aproximadamente a los 150 MMm³/día como se comprobó durante agosto de 2023 cuando se promedió una producción de 144 MMm³/día. Estos volúmenes productivos alcanzan a cubrir la demanda de verano, pero no los picos invernales durante los cuales la demanda puede alcanzar los 180 MMm³/día. Esto hace necesario importar GNL y gas natural de Bolivia para asegurar el suministro.

En consecuencia, los precios relevantes del gas para el período en consideración serán aquellos que deberán ser pagados a los oferentes domésticos (sobre los cuales el Plan Gas.Ar provee una guía relevante hasta el 2028), los precios de importación de GNL necesarios para cubrir los excedentes de demanda invernales y el precio de importación del gas boliviano (en volúmenes decrecientes, y siempre y cuando se encuentre disponible). Hasta agosto de este año los precios promedio respectivos fueron los siguientes: para el gas doméstico los precios promedio en boca de pozo fueron de 3,5 USD por millón de BTU (en un rango entre los 3 USD en el período estival y los 4,9 USD por millón de BTU para atender la demanda incremental invernal), para el gas importado desde Bolivia (5% del consumo total) de 11 USD por millón de BTU y para el GNL importado (7% del consumo total) de 17,8 USD por millón de BTU.

Ilustración 1. Producción Mensual de Gas Natural en Argentina



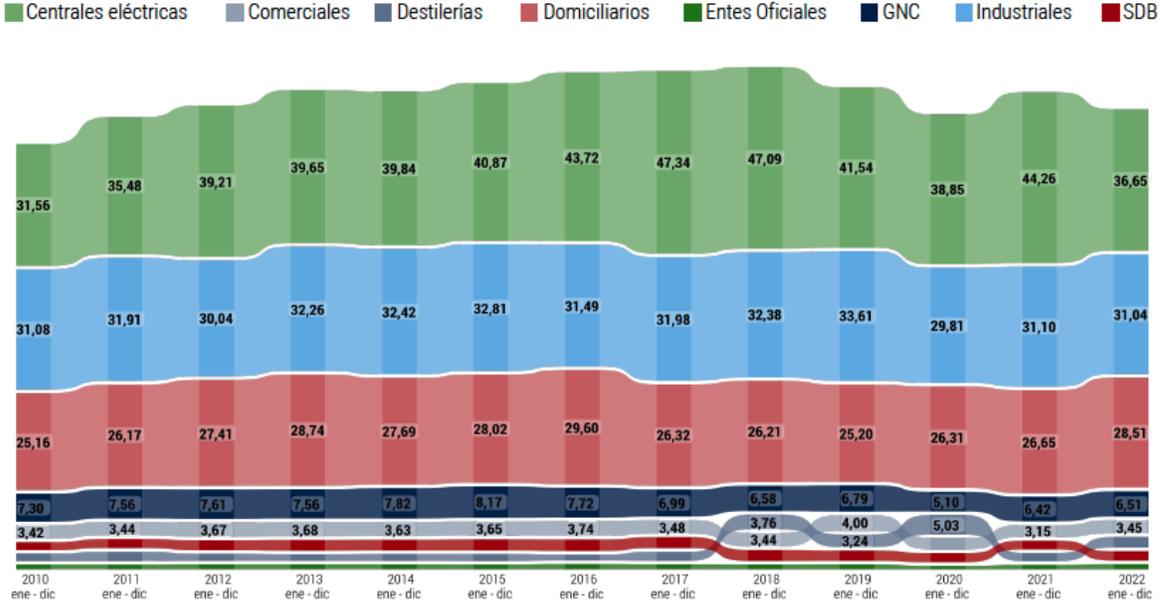
Fuente: Secretaría de Energía.

Desde un punto de vista prospectivo, la previsión de los precios del gas mayorista doméstico encuentra una referencia en los precios licitados en las rondas 4 y 5 del Plan Gas.Ar que determina la disponibilidad de un volumen cercano a los 90 MMm³/día a precios predefinidos en el entorno a los 3,5 USD/MMBTU durante el período estival y un volumen adicional de 14 MMm³ en el período invernal a un precio promedio de 3,9 USD/MMBTU. Sin embargo, más allá de esta referencia es difícil establecer con certeza cuál será el precio de referencia promedio de la oferta en tanto y en cuanto la evolución del mismo se ve afectado por múltiples factores. En primer lugar, los precios de importación tienen como referencia valores internacionales (barril Brent en el caso de Bolivia, y mercados spot y futuros de GNL) cuya volatilidad afecta la posibilidad de establecer previsiones certeras de mediano plazo sobre los costos de aprovisionamiento. En segundo lugar, el desplazamiento de las importaciones por producción doméstica tiene como

condicionante la realización de obras de infraestructura para el transporte en tiempo y forma, siendo las más importantes la incorporación del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner –GPNK– con capacidad prevista hasta Salliqueló (22 MM m³/día), y con un segundo tramo hasta Santa Fe desde 2025 y la reversión del gasoducto del Norte. En tercer lugar, las previsiones de los niveles de consumo (en particular el consumo residencial) no son independientes de las políticas tarifarias llevadas adelante por el Poder Ejecutivo Nacional, y por lo tanto incorporan un nuevo margen de incertidumbre respecto a la suficiencia de los volúmenes de producción necesarios para cubrir la demanda doméstica.

Más allá de las aclaraciones previas, el análisis realizado en el presente estudio prevé que la tendencia de la producción de gas doméstico será creciente en la medida en que las inversiones en transporte sean eventualmente concretadas y que por lo tanto se observará un desplazamiento de la oferta importada (en primer lugar la boliviana por la caída de sus volúmenes de producción, seguida de las importaciones de GNL). Asimismo, se prevé en particular un recorte del consumo residencial de gas –asociado a una elasticidad-precio baja pero relevante–, en particular en el período 2024/25, asociado a un proceso de normalización tarifaria que mediante la caída del consumo contribuirá a acotar los volúmenes importados. Sin embargo, se espera que dicha caída del consumo residencial sea compensada por un aumento del consumo de gas natural para la generación eléctrica como resultado de una política tendiente a reducir la utilización de combustibles alternativos más contaminantes y menos económicos (fueloil y gasoil). La conclusión del escenario base planteado en este trabajo implica una convergencia lenta del precio promedio del gas natural durante el período 2023-2028 a los precios de provisión domésticos centralmente determinados por el Plan Gas.Ar.

Ilustración 2. Consumo de Gas Natural según Usuario



Fuente: ENARGAS.

B. El precio de la energía eléctrica en el MEM

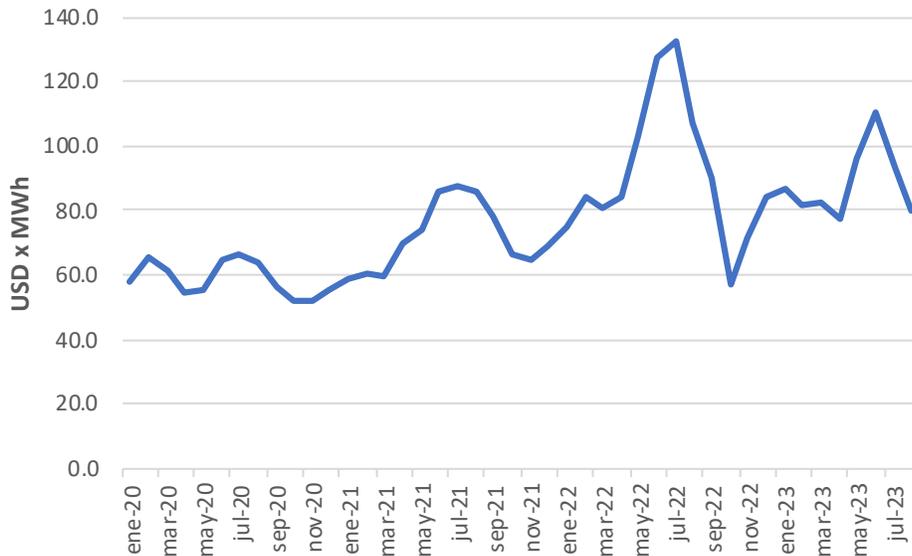
El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en Argentina es el mercado donde se compran y venden grandes volúmenes de energía eléctrica. Es un sistema integrado y centralizado de transacciones comerciales de electricidad entre generadores, distribuidores, grandes usuarios y exportadores/importadores. Este mercado es organizado y regulado por el Estado Nacional, principalmente a través de la Secretaría de Energía y otros organismos especializados. Una entidad clave en el funcionamiento del MEM es CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), encargada de coordinar tanto la operación técnica como comercial del sistema. Por su parte, el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) actúa como regulador de las actividades de transporte y distribución eléctrica, garantizando el acceso a la electricidad y defendiendo los derechos de los usuarios.

Previo a la creciente intervención de precios verificada a partir de 2002, el precio de la energía sancionado en el MEM se determinaba en base a la oferta y la demanda, estableciéndose precios estacionales y precios spot que variaban en tiempo real según las condiciones del mercado. En el MEM se sancionan precios vinculados a dos segmentos principales: la transacción de la energía eléctrica y la provisión de capacidad de generación disponible (potencia). Los agentes del mercado pueden acordar transacciones a través de contratos a plazo, que definen volúmenes y precios con anticipación para aportar previsibilidad, o pueden operar en el Mercado Spot, donde se vende la energía que no ha sido comprometida en contratos de largo plazo.

Luego del rompimiento del esquema regulatorio de los años 90 en Argentina, se observó una interrupción de las inversiones en la generación eléctrica del país que puso al suministro eléctrico en una situación crítica. Como alternativa a los mecanismos y señales de mercado preexistentes, el gobierno nacional avanzó en la formulación de los contratos de compra de energía a largo plazo, conocidos como PPAs (*Power Purchase Agreements*), orientados especialmente hacia la generación térmica. Estos contratos, que funcionaron como parches, permitieron establecer condiciones más predecibles y atractivas para los inversionistas, promoviendo así la expansión y diversificación de la capacidad generadora aunque a costos elevados. Paralelamente, a partir de 2016, se dio un marcado impulso a las energías renovables. A través de programas como “RenovAr”, en sus distintas versiones, Argentina incentivó la inversión en proyectos de energía sostenible, buscando diversificar su matriz energética, reducir su dependencia de los combustibles fósiles y el cumplimiento de los compromisos de mitigación climáticos.

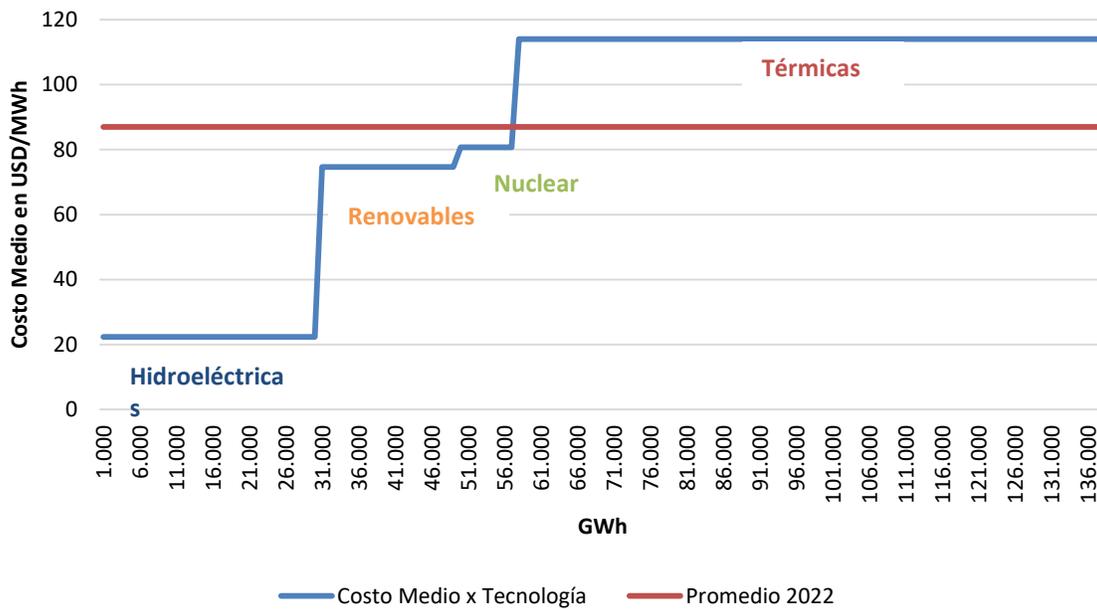
Respecto de los precios de la energía eléctrica, CAMMESA publica tanto los costos medios por tecnología de generación como los costos marginales horarios operados del sistema eléctrico convenidos en el mercado spot. Los últimos datos disponibles se resumen en las siguientes figuras y tablas.

Ilustración 3. Costo Medio de la Energía Eléctrica MEM (Precio Monómico)



Fuente: CAMMESA.

Ilustración 4. Costos Medios Totales por Tecnología de Generación, 2022



Fuente: CAMMESA. Nota: En 2022 el costo medio de las centrales nucleares se vio afectado negativamente por una disminución en su generación producto de la necesidad de realizar operaciones de mantenimiento y reparación.

Tabla 1. Costo Marginal Operado MEM 2023

Año 2023

Tecnología	Combustible	Porcentaje del Tiempo Marginando	Costo Marginal Promedio (USD x MWh)
Térmica CC	Gas Natural	17%	153.81
	Fuel Oil	0%	
	Gasoil	7%	205.10
Térmica DI	Gas Natural	1%	163.31
	Fuel Oil	6%	152.63
	Gasoil	1%	222.69
Térmica Turbo Gas	Gas Natural	28%	94.49
	Fuel Oil	0%	
	Gasoil	6%	276.71
Térmia Turbo Vapor	Gas Natural	2%	176.18
	Fuel Oil	19%	185.89
	Gasoil	0%	
	Otros	14%	147.48
Total		100%	155.98

Invierno 2023

Tecnología	Combustible	Porcentaje del Tiempo Marginando	Costo Marginal Promedio (USD x MWh)
Térmica CC	Gas Natural	21%	160.49
	Fuel Oil	0%	-
	Gasoil	3%	153.08
Térmica DI	Gas Natural	1%	148.22
	Fuel Oil	9%	149.21
	Gasoil	1%	196.53
Térmica Turbo Gas	Gas Natural	37%	96.25
	Fuel Oil	0%	-
	Gasoil	1%	198.44
Térmia Turbo Vapor	Gas Natural	0%	209.46
	Fuel Oil	17%	171.90
	Gasoil	0%	-
	Otros	9%	129.21
Total		100%	133.06

Fuente: CAMMESA.

Los precios reportados muestran algunos aspectos salientes. En primer lugar, los costos medios del sistema muestran una variabilidad en el tiempo asociada fundamentalmente a la disponibilidad de los recursos hídricos y las variaciones y disponibilidad de los combustibles fósiles (Ilustración 3). Los costos medios reportados incorporan los compromisos asumidos en los contratos de PPA, por lo que durante el último año calendario completo (2022), para cubrir los costos totales de generación del sistema se requirió un pago en promedio de 87 USD/MWh a los generadores. La Ilustración 4 revela que los costos medios muestran una alta dispersión según sea la tecnología despachada, siendo la generación hidroeléctrica la menos onerosa (22,4 USD/MWh), seguida por la

generación renovable no convencional (centralmente eólica y solar, 74,6 USD/MWh), la generación nuclear (80,7 USD/MWh, negativamente influenciada por paradas por mantenimiento de las centrales nucleares a finales del año 2022) y finalmente la térmica con un costo medio de 114,4 USD/MWh producido. En particular, los costos medios de la generación térmica también tienen una dispersión elevada ellos mismos producto de las diferentes eficiencias de las respectivas plantas de generación, los combustibles utilizados para su funcionamiento (siendo la generación con gasoil y fueloil significativamente más cara que la generación a partir del gas natural), las condiciones de contratación y las diversas características técnicas y de localización que contribuyen a la adecuada operación del sistema eléctrico.

En segundo lugar, el análisis de los costos marginales horarios operados durante 2023 (hasta agosto inclusive) revela que las tecnologías que han sido utilizadas para producir las unidades son esencialmente térmicas. Asimismo, se verifica una alta dispersión de los costos marginales asociados a las variaciones en los precios de los combustibles estacionales (esencialmente el gas natural), la disponibilidad de los distintos tipos de combustibles (siendo el fueloil y el gasoil significativamente más caros), la eficiencia de las plantas utilizadas para la generación y los niveles de demanda a cubrir.

Luego de años de intervencionismo en el mercado eléctrico mayorista, aun asumiendo un despacho eficiente en términos económicos, los costos medios y marginales relevados se muestran elevados respecto de los *benchmarks* internacionales. Los motivos de los elevados costos observados están vinculados a una multiplicidad de factores causales, entre los cuales se destacan: (1) el envejecimiento de los activos de generación térmica puestos en funcionamiento durante la década de 1990 cuya vida útil se encuentra próxima a finalizar, con los respectivos impactos sobre su disponibilidad; (2) el elevado costo de capital incorporado a los contratos PPAs celebrados por CAMMESA en años recientes, que afectan los costos de los activos de generación térmica (y en menor medida de los renovables no convencionales); (3) la congestión de las redes de transmisión eléctrica producto de la subinversión en redes de alta y media tensión, que condiciona los activos disponibles para la generación en los momentos de consumo pico y la incorporación de generación renovable no convencional alejada de los centros de consumo; y (4) la falta de disponibilidad de gas natural, que obliga a la utilización de combustibles fósiles económica y ambientalmente menos convenientes (gasoil y fueloil).

Esta tabla de situación lleva a pensar que utilizar los costos actuales de generación eléctrica como guía para determinación de precios mayoristas puede resultar inadecuado. Reconocer en las tarifas las ineficiencias asociadas a las características actuales del acervo de activos de generación producto de años de subinversión, y la falta de incentivos y disciplina de mercado para inducir inversiones eficientes, podrían haber conducido a incrementos desmesurados en los costos, que con posterioridad deberían ser revertidos en la medida que las inversiones vinculadas a la normalización de los marcos regulatorios y a la reintroducción de los incentivos de mercado posibiliten caídas de los costos de generación.

Asimismo, resultaría igualmente inadecuado adoptar un esquema tarifario que omita los costos asociados a las decisiones pasadas e incumpla los compromisos contractuales asumidos, debiendo reconocer en cambio la existencia de sus “*stranded costs*” (costos desamparados o irrecuperables detrás de inversiones hundidas, producto del cambio tecnológico o normativo). Una regla eficiente, en el contexto de un cambio regulatorio significativo, requiere lograr un equilibrio entre la incorporación de señales de precios que reflejen los costos marginales incurridos para abastecer la demanda y que permitan cumplir con el pago de costos emergentes de compromisos contractuales aunque éstos no reflejen los costos actuales o prospectivos de iguales inversiones.

En la búsqueda de ese equilibrio, en línea con el planteamiento general de que las tarifas deben cubrir los costos medios y ser reflectivas de los costos marginales sociales de la provisión de los servicios, se sugiere que durante el período de convergencia (2024-2025) se utilice como referencia para la fijación de precios en el MEM un *benchmark* asociado a los costos marginales eficientes de la generación térmica con gas natural, anclado en los parámetros de costos del combustible provistos por el Plan Gas.Ar. En este sentido, se considera adecuado tomar como referencia para los esquemas tarifarios –dentro del período de transición hasta 2026– un rango de costos marginales definido por dos límites: un límite superior, dado por los costos marginales actuales asociados a la generación eficiente en los períodos con disponibilidad suficiente de gas con tecnologías térmicas adecuadas (que de acuerdo a la información provista en la Tabla 1 se corresponde con un precio marginal promedio de 94,5 USD/MWh), y un límite inferior asociado a la generación eficiente con gas natural mediante una tecnología de ciclo combinado de acuerdo a lo reportado por Lazard (2023) en su estudio de costos nivelados de la energía de 77 USD por MWh, bajo los parámetros de un costo de capital de 10% y un precio del gas natural de 3,5 USD por millón de BTU.

Dicho rango (de precios en el MEM) se considera adecuado puesto que se estima que debería corresponderse con un rango de convergencia de costos del sistema eléctrico argentino en la medida en que los costos de capital caigan, la disponibilidad de gas natural aumente y desplace otros combustibles fósiles en la medida que se realicen las inversiones en infraestructura de transporte necesarias y se modernice el acervo de activos de generación en respuesta a la reinserción de incentivos de mercados efectivos. A su vez, al elegir cuál será el valor de referencia dentro de este rango deberá preverse la obtención de ingresos suficientes para la cobertura de los costos medios (incluidos los compromisos contractuales asumidos en los PPAs) ya sea a través de los precios sancionados o bien por medio de transferencias del Tesoro que sean necesarias para cubrir los déficits previstos.

Superado el período de transición o normalización (2024-2025), los precios del MEM incorporados a las tarifas deberían ser reflectivos de los costos marginales sociales efectivos del sistema. En este sentido, los precios de la energía mayoristas incorporados en las tarifas deberán paulatinamente incluir señales que reflejen los distintos componentes del costo social y una mayor granularidad temporal para garantizar la eficiencia productiva y

asignativa del sistema. Una secuencia posible para lograr este objetivo podría ser incorporar en los precios en primer lugar las variaciones estacionales sobre los costos marginales de electricidad resultantes de las variaciones en los precios del gas natural, para con posterioridad –paulatinamente al incorporarse la micro-medición inteligente y desarrollarse la infraestructura y regulaciones que permitan a la demanda percibir y reaccionar a las señales de precios– ir incrementando la granularidad temporal de los precios marginales que los usuarios enfrentan. Asimismo, será necesaria la incorporación paulatina de un *carbon tax* que refleje los costos sociales de la contaminación atribuibles a la matriz eléctrica en operación.

C. Los subsidios a CAMMESA para el cumplimiento de sus PPA ante un despacho por costos (variables) de corto plazo, sin carbon tax

En el inciso precedente se argumentó la conveniencia de optar durante el período de transición por la fijación de un precio de la energía eléctrica mayorista asociado a un costo marginal eficiente de generación definido por tecnologías térmicas adecuadas en un rango entre los 77 y los 94,5 USD por MWh. Un cambio de esta naturaleza provoca que generadores con mayores costos medios obtengan ingresos insuficientes (particularmente si son despachados con escasa frecuencia) y que los generadores con bajos costos medios obtengan rentas extraordinarias. Corresponde por lo tanto verificar si el sistema en su conjunto puede funcionar de forma eficiente sin que ello implique mayores erogaciones de parte de los usuarios y/o el Estado.

Al disociar la fijación del valor del precio del MEM de las condiciones efectivas de generación de la energía eléctrica no existe una garantía explícita de que la recaudación mediante las tarifas sea suficiente para cubrir los costos medios de los diversos generadores. En particular, la firma de las diversas rondas de Contratos de Abastecimiento (PPAs) por parte de CAMMESA con generadores térmicos y renovables bajo diversos esquemas diseñados desde 2007 hasta el presente (ver Box 1) determina que las diferencias entre los nuevos esquemas de precios basados sobre los costos marginales eficientes y los precios predeterminados por dichos contratos deban ser cubiertos por CAMMESA. Evitar la ruptura de los contratos pre-existentes entonces requiere realizar una previsión sobre cómo serán solventadas dichas diferencias.

Una primera dificultad para estimar los potenciales déficits emergentes del establecimiento de un nuevo esquema de remuneración en el MEM asociado a precios marginales eficientes se vincula a la baja transparencia con la que CAMMESA reporta los costos asociados a los contratos de PPAs comprometidos. En particular, los costos asociados a la firma de los PPAs son reportados como el diferencial que debe pagar CAMMESA respecto de los precios de energía base. Asimismo, el reporte de dicho diferencial se hace de forma agregada (sin diferenciación por contratos), con la dificultad adicional de que el valor es prorrateado sobre el total de la energía generada por el sistema y no respecto a la energía generada bajo acuerdos de PPAs.

Box 1. Principales iniciativas conducentes a la firma de PPAs por parte de CMMESA

Resolución N° 220/07

Con el fin de incentivar nuevas inversiones para aumentar la oferta de generación, la SE (Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 220/07, facultando a CMMESA a suscribir “Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM” con los agentes generadores del MEM por la energía producida con nuevo equipamiento de generación. La modalidad de contratación elegida fue Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad del tipo PPA (*Power Purchase Agreement*) a largo plazo, con pagos pactados en US\$ a ser realizados por CMMESA hasta remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE.

Resolución N° 21/16

En marzo de 2016 la SEE (Subsecretaría de Energía Eléctrica), a través de la Resolución N° 21/16, convocó a una licitación para nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. Los oferentes adjudicados suscribieron un PPA por un cargo fijo (US\$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustibles (US\$/MWh), con CMMESA como contraparte en representación de los distribuidores y GU (Grandes Usuarios) del MEM.

Resolución N° 287/17

Con fecha 10 de mayo de 2017, la SEE dictó la Resolución N° 287/17, en la cual llamó a licitación proyectos de cogeneración y cierre de CC (ciclo combinado) sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos) y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes (caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias).

Los proyectos adjudicados remuneran un PPA con vigencia por 15 años por un precio de la potencia disponible más el CVP (Costo Variable de Producción) sin combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia se remuneran como energía base.

RenovAr

En 2016 se convocaron las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, mediante las Resoluciones N° 71/16 y 252/16 del MEyM (ex Ministerio de Energía y Minería), respectivamente. En la ronda 1 se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW (97% eólicos y solares). En la ronda 1.5 se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1.281,5 MW (100% eólicos y solares). En 2017 se convocó la ronda 2 mediante la Resolución MEyM N° 275/17 y se adjudicaron 88 proyectos por un total de 2.043 MW (89% eólicos y solares). Finalmente, en 2018 se convocó la ronda 3 (MiniRen) para proyectos de menor envergadura (hasta 10 MW) y se adjudicó un total de 246 MW.

RenMDI

El 2 de febrero de 2023, mediante la Resolución SE N° 36/23, se convocó la ronda RenMDI para incorporar 120 MW de nueva capacidad renovable, con el objetivo de sustituir generación forzada por 500 MW y así diversificar la matriz energética.

Resolución SE N° 59/23

Para promover el mantenimiento y uso eficiente de los CC (ciclo combinado) bajo el esquema de energía base, la SE publicó el 7 de febrero de 2023 la Resolución SE N° 59/23, donde invita a generadores a suscribir un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia con CMMESA por un plazo máximo de 5 años. Las unidades que se suscriban se comprometen a mantener una disponibilidad del 85% de la potencia neta. Estos PPAs ofrecen un precio de la potencia de US\$2.000/MW-mes, ajustado por disponibilidad, sumado un pago parcial del precio de la potencia en AR\$ en línea con lo establecido por la SE.

De acuerdo a la información disponible para el último año calendario completo (2022) CMMESA debió erogar un total de USD 1.800 millones en concepto de sobrecostos

respecto de la remuneración de energía base vinculada a los PPAs firmados. Durante 2023, hasta agosto inclusive, dicho concepto acumuló un total de 1.000 millones de USD, en línea con lo erogado durante los primeros 8 meses del año precedente. Dado que el límite inferior del rango de precios eficientes (77 USD/MWh) sugerido como guía en el presente trabajo constituye un aumento de los precios respecto de aquéllos actualmente reconocidos sobre la energía base (que son usados como referencia para establecer el diferencial), los USD 1.800 millones erogados en 2022 constituyen un **límite superior** a los déficits que puede incurrir CAMMESA producto de los compromisos asumidos mediante PPAs. A futuro, estos compromisos tienen una tendencia decreciente a medida que venzan los plazos de los respectivos PPAs (típicamente 10 años), de modo tal que los recursos de cuasi-rentas que recibiría CAMMESA servirán para renovar –si fuera necesario– tal tipo de convocatoria a la inversión en energías renovables u otros objetivos de la política energética.

Dadas las limitaciones en la información reportada por CAMMESA, realizar una estimación de los potenciales déficits que pueden surgir a partir de los nuevos precios del MEM vigentes con la modificación propuesta en el esquema de remuneración (costo marginal eficiente en vez de costo medio de cada tecnología) requiere complementar los reportes con información proveniente de los diversos llamados a oferentes para la firma de PPAs y adoptar supuestos respecto de las cantidades de energía que serán producidas bajo las diferentes modalidades.

Un primer aspecto a destacar, enfocado en los PPAs vinculados a las energías renovables no convencionales (eólica, solar, biogas, biomasa y pequeñas hidroeléctricas menores a 50 MW de potencia), es que de acuerdo a los resultados de las asignaciones de PPAs bajo el programa RenovAr sólo los contratos asociados a generación con biogas, biomasa y pequeñas hidroeléctricas tienen precios que superan el umbral mínimo del 77 USD/MWh. En este escenario, al quedar excluidas de la posibilidad de generar quebrantos los contratos de PPAs vinculados a la generación eólica y solar, el impacto potencial de los PPAs de energías renovables no convencionales sobre los déficits de CAMMESA se ve sustancialmente reducido como puede observarse en la Tabla 2.

Respecto de los PPAs vinculados a la generación térmica, estimar los sobrecostos de los PPAs de CAMMESA en distintos escenarios de precios del MEM requiere establecer una serie de supuestos sobre las cantidades de energía eléctrica generadas bajo dichos PPAs, de manera tal de poder estimar un costo medio promedio incorporado en dichos contratos. En función de la información disponible sobre la potencia contratada mediante PPAs térmicos, estadísticas sobre disponibilidad de las diversas plantas y los factores de utilización, en la Tabla 2 se reportan dos estimados: el estimado optimista, cuyos supuestos implican costos medios mínimos en base a la información disponible, y un estimado pesimista que por el contrario establece un escenario de máxima sobre los costos medios asociados a los PPAs de CAMMESA. Los resultados de dicho ejercicio indican que los déficits previstos dependiendo de los precios marginales que sean tomados de referencia se encuentran en un rango entre USD 442 millones y USD 1.550 millones anuales.

Tabla 2. Déficits estimados de CAMMESA para cumplir pagos comprometidos en los PPAs (en millones de USD)

		Generación Renovable PPAs					Térmica PPAs		Total PPAs	
		Solar	Eólica	Biogas	Biomasa	Peq. Hidro	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista
Precio	Bajo <i>77 USD/MWh</i>	-78	-284	35	30	25	786	1,555	514	1,283
Marginal	Medio <i>84 USD/MWh</i>	-99	-358	32	25	18	644	1,284	262	902
Reconocido	Alto <i>94 USD/MWh</i>	-128	-464	27	17	7	442	897	-97	358

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y Secretaría de Energía. Nota: Los sobrecostos asociados a la generación renovable fueron estimados como la diferencia entre los valores promedio asignados por MWh en las etapas 1, 1.5 y 2 de RenovAr y el precio marginal reconocido, multiplicado por la generación efectiva durante 2022 de la respectiva tecnología. Los sobrecostos asociados a la generación térmica fueron obtenidos como la diferencia entre el precio de la energía base más los sobrecostos declarados por CAMMESA imputables a la generación térmica divididos por la energía eléctrica estimada generada bajo PPAs, y el precio marginal reconocido.

Estos potenciales déficits identificados deben ser contrastados con las cuasi-rentas que potencialmente se generan a favor del Estado producto de la nueva regla sugerida para la remuneración de la energía. En particular, en esta sección nos enfocamos en las cuasi-rentas asociadas a la generación hidroeléctrica concesionada o bajo la órbita del Estado Nacional (sin tomar en cuenta las cuasi-rentas de la generación nuclear). Suponiendo que los costos medios reportados por los generadores hidroeléctricos en la actualidad incluyen los costos de capital necesarios para preservar la vida útil de los activos de forma adecuada, se puede estimar de forma aproximada las cuasi-rentas generadas en función de los niveles de disponibilidad de agua y los precios marginales reconocidos en el esquema de remuneración. Para realizar este ejercicio, en la Tabla 3 fueron considerados niveles de disponibilidad de agua asociados a máximos (2018) y mínimos (2021) recientes.

Tabla 3. Cuasi-rentas estimadas vinculadas a la generación hidroeléctrica (en millones de USD)

		Disponibilidad de Agua		
		Baja <i>25.000 GWh/Año</i>	Media <i>30.000 GWh/Año</i>	Alta <i>35.000 GWh/Año</i>
Precio	Bajo <i>77 USD/MWh</i>	1,365	1,638	1,911
Marginal	Medio <i>84 USD/MWh</i>	1,540	1,848	2,156
Reconocido	Alto <i>94 USD/MWh</i>	1,790	2,148	2,506

Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA.

Los resultados de este ejercicio revelan que en todos los escenarios, el monto de las cuasi-rentas asociadas a la generación hidroeléctrica resulta suficiente para cubrir los déficits previstos de CAMMESA, aun bajo supuestos hidrológicos pesimistas, asociados al cumplimiento de los contratos de PPAs vigentes.

5. Impacto tarifario: aproximaciones de la normalización tarifaria en base a la información administrativa y la encuesta de gasto de hogares 2018

En esta sección presentamos dos ejercicios para aproximar el impacto en las tarifas finales de los usuarios residenciales de gas natural y electricidad en el AMBA. En ambos se realizan correcciones de los márgenes de T&D para representar una única T2P donde los cargos fijos permitan recaudar el 70% del valor agregado de distribución y de transporte (T&D) actual y tanto los cargos fijos como variables de T&D recuperen su nivel real de diciembre de 2019, al tiempo que se consideran distintas alternativas de tarifas sociales según su monto (independiente del nivel de consumo), segmentación por servicio y focalización de la población objetivo.

5.1 Rebalanceo con datos administrativos: impacto según tres niveles de ingreso

El ejercicio de normalización y rebalanceo tarifario que se presenta a continuación contiene los siguientes ingredientes:

- Se toman valores del PIST y PEE actuales (nov-23) para usuarios N1 como “valores de equilibrio” y se utiliza información de empresas distribuidoras sobre el número de usuarios N1, N2 y N3 en cada categoría de consumo (de R1 a R9 en energía eléctrica –EE– y de R1 a R34 en gas natural –GN–).
- Se ajustan los márgenes de T&D hasta eliminar el retraso real acumulado por el índice de precios mayoristas IPIM del INDEC desde 2018 hasta noviembre de 2023. A tal fin, se calcularon los márgenes de T&D vigentes en agosto-18 en el caso de Edenor y en abril-18 en el caso de Metrogas, y se compararon con iguales márgenes vigentes en nov-23, sumando los ingresos netos de T&D de los distintos tipos de usuarios residenciales para estimar los valores agregados promedio (VAD&T) en cada momento y así computar sus variaciones nominales en cada período, que resultaron ser 762% en el caso de Edenor y 311% en el de Metrogas. Esta evolución, respecto de un aumento del IPIM que hasta oct-23 inclusive fue igual a 1669% desde ago-18 y a 2059% desde abr-18 resulta en retrasos reales del VAD&T del orden del 51% en el caso de Edenor y del 81% en el caso de Metrogas. En consecuencia, para recuperar su nivel real vigente en 2018 (agosto en el caso de Edenor y abril en el caso de Metrogas), los márgenes de T&D deben subir 105% en el caso de Edenor y 426% en el de Metrogas.
- La T2P diseñada incluye un cargo fijo que financia el 70% del costo total de T&D.
- Se incluye una tarifa social (TS) definida por un descuento de la tarifa final igual a 6.000 \$/mes por servicio (\$ de nov-23) para los usuarios N2 (con costo fiscal de USD 1.800 MM al año al TC oficial actual –365 \$/USD).
- El monto de TS: en todo el país hay 8,8 millones de UR de GN y 16 millones de UR de EE. Los UR N2 son 40% en GN y 33% en EE. Así, los N2 suman 3,5 MM en GN y 5,3 MM en EE, por lo cual se deberían otorgar –focalizando en

UR N2– unos 8,8 millones de TS energéticas (por cada servicio individual). Entonces, con USD 1.800 millones para la TS (aprox. 0,4% del PBI), habría disponibles unos USD 200 anuales de subsidio por servicio domiciliario a nombre de cada usuario N2 (equivalente a descuento en la factura de USD 17 mensuales por servicio, que al TC oficial actual son \$ 6.200 por mes por servicio).

- Con este subsidio promedio por servicio, sería posible que el subsidio en cada servicio estuviera entre \$ 3.500 y \$ 9.500 al mes según fuera la composición o características detectables de cada (número de miembros, niveles de ingreso o capacidad de pago exteriorizados, etc.).
- Naturalmente, si se dispusiera el doble de presupuesto (USD 3.600 millones) para financiar la tarifa social, los montos se duplicarían.
- Se lleva a cabo una descomposición de los cambios estimados en las facturas de los distintos tipos de usuarios residenciales (por categoría de consumo, y dentro de ellas, por niveles de ingreso N1, N2 y N3), partiendo de las tarifas vigentes en noviembre-23 hasta el rebalanceo “pleno”, pasando previamente por una reclasificación en la cual se elimina el subsidio a los usuarios N3 (quedan igualados con los N1) y se limita el subsidio a los usuarios N2 (que pasan a enfrentar la tarifa que actualmente tienen los N3, con un subsidio fiscal infra-marginal solamente).
- Finalmente, también se incluye una actualización de las subas tarifarias a implementar en enero 2024. Para ello se supone que la inflación (de costos, incluyendo la incidencia de un mayor tipo de cambio real en los precios mayoristas de la energía) acumulada entre nov-23 y dic-23 inclusive totalizará 30%, aplicando este aumento acumulado en la actualización de la T2P estimada previamente.

Los resultados están sintetizados en las siguientes tablas y figuras. Las Tablas 1 presentan los cargos fijos y variables vigentes para cada categoría de consumo y nivel de ingreso vigentes en noviembre 2023. Los cargos variables de los usuarios N3 son estimados tal como se indica en cada tabla.

Tabla 1a. Edenor: Estructura de tarifas residenciales por sub-categorías y Niveles de ingreso, noviembre 2023

Consumo, kWh/mes	Sub-categoría	CF N1 (\$/mes)	CF N2 (\$/mes)	CF N3 (\$/mes)	CV N1 (\$/kWh)	CV N2 (\$/kWh)	CV N3 (\$/kWh)*
< 150	R1	225	225	225	26,4	6,7	7,6
151 a 325	R2	443	443	443	26,5	6,8	7,7
326 a 400	R3	722	722	722	26,8	7,1	8,0
401 a 450	R4	821	821	821	27,3	7,6	9,6
451 a 500	R5	1.192	1.192	1.192	27,8	8,1	11,9
501 a 600	R6	2.247	2.247	2.247	27,9	8,2	14,1
601 a 700	R7	5.790	5.790	5.790	28,8	9,1	17,1
701 a 1400	R8	7.479	7.479	7.479	29,1	9,4	20,7
> 1401	R9	9.691	9.691	9.691	29,4	9,7	25,6
Promedio		1.377	1.377	1.377	27,0	7,3	9,8

* Resultante de promediar el CV N3 para consumos hasta 400 kWh/mes y CV N1 para consumos superiores.

Tabla 1b. Metrogas: Estructura de tarifas residenciales por sub-categorías y Niveles de ingreso, noviembre 2023

Consumo, m3/año	Sub-categoría	CF N1 (\$/mes)	CF N2 (\$/mes)	CF N3 (\$/mes)	CV N1 (\$/m3)	CV N2 (\$/km3)	CV N3 (\$/m3)*
< 500	R1	402	292	320	47,3	21,0	31,1
500 a 650	R21	425	309	338	47,3	21,0	31,1
650 a 800	R22	486	353	387	49,7	22,7	33,2
800 a 1000	R23	550	399	437	50,7	23,5	34,0
1000 a 1250	R31	716	521	570	53,8	25,8	36,8
1250 a 1500	R32	831	604	661	53,8	25,8	36,8
1500 a 1800	R33	1.113	809	885	58,9	29,4	41,1
> 1800	R34	1.799	1.309	1.432	58,9	29,4	41,1
Promedio		549	399	437	49,4	22,5	33,0

* Resultante de promediar el CV y PIST del N3 para consumos hasta 70% del tope de cada sub-categoría y 30% del CV y PIST del N1.

Las Tablas 2 presentan los cargos fijos y variables con una supuesta reclasificación de usuarios por niveles de ingreso (eliminación parcial de subsidios fiscales): se eliminan los subsidios fiscales al grupo N3 (cuyos usuarios quedan igualados con los del grupo N1) y se acotan los subsidios al grupo N2 (pasan a enfrentar las tarifas actuales del grupo N3, con subsidios para los consumos infra-marginales pero sin subsidios para los consumos excedentes).

Tabla 2a. Edenor: Estructura de tarifas residenciales según sub-categorías y Grupos de ingreso, post-reclasificación (N3 se iguala a N1, N2 recibe tarifa de N3), noviembre 2023

Consumo, kWh/mes	Sub-categoría	CF N1 (\$/mes)	CF N2 (\$/mes)	CF N3 (\$/mes)	CV N1 (\$/kWh)	CV N2 (\$/kWh)	CV N3 (\$/kWh)*
< 150	R1	225	225	225	26,4	7,6	26,4
151 a 325	R2	443	443	443	26,5	7,7	26,5
326 a 400	R3	722	722	722	26,8	8,0	26,8
401 a 450	R4	821	821	821	27,3	9,6	27,3
451 a 500	R5	1.192	1.192	1.192	27,8	11,9	27,8
501 a 600	R6	2.247	2.247	2.247	27,9	14,1	27,9
601 a 700	R7	5.790	5.790	5.790	28,8	17,1	28,8
701 a 1400	R8	7.479	7.479	7.479	29,1	20,7	29,1
> 1401	R9	9.691	9.691	9.691	29,4	25,6	29,4
Promedio		1.377	1.377	1.377	27,0	9,8	27,0

* Resultante de promediar el CV N3 para consumos hasta 400 kWh/mes y CV N1 para consumos superiores.

Tabla 2b. Metrogas: Estructura de tarifas residenciales según sub-categorías y Grupos de ingreso, post-reclasificación (N3 se iguala a N1, N2 recibe tarifa e N3), noviembre 2023

Consumo, m3/año	Sub-categoría	CF N1 (\$/mes)	CF N2 (\$/mes)	CF N3 (\$/mes)	CV N1 (\$/m3)	CV N2 (\$/km3)	CV N3 (\$/m3)*
< 500	R1	402	320	402	47,3	31,1	47,3
500 a 650	R21	425	338	425	47,3	31,1	47,3
650 a 800	R22	486	387	486	49,7	33,2	49,7
800 a 1000	R23	550	437	550	50,7	34,0	50,7
1000 a 1250	R31	716	570	716	53,8	36,8	53,8
1250 a 1500	R32	831	661	831	53,8	36,8	53,8
1500 a 1800	R33	1.113	885	1.113	58,9	41,1	58,9
> 1800	R34	1.799	1.432	1.799	58,9	41,1	58,9
Promedio		549	437	549	49,4	33,0	49,4

* Resultante de promediar el CV y PIST del N3 para consumos hasta 70% del tope de cada sub-categoría y 30% del CV y PIST del N1.

Las Tablas 3 muestran los cargos fijos y variables posteriores al rebalanceo total puesto en práctica hipotéticamente en noviembre 2023 (eliminando subsidios fiscales y el retraso tarifario real de los márgenes de T&D, igualando todas las categorías de consumo y niveles de ingreso bajo una única tarifa en 2 partes en la cual el cargo fijo permite cubrir el 70% del costo total de T&D). En las primeras 2 columnas se observan los CF y CV que mantienen constante el valor agregado de T&D proveniente de los usuarios residenciales (estimado con los datos de tarifas, consumos y cantidad de usuarios), y en las últimas 2 columnas se actualizan esos valores para que el valor agregado de T&D anterior recupere el nivel real que tuvo en 2018 (aumentando 105% en el caso de Edenor y 321% en el caso de Metrogas, según se explicó previamente).

Tabla 3a. Edenor: Tarifa post-rebalanceo (CF 70%), noviembre 2023

Consumo, kWh/mes	Sub-categoría	CF con retraso en T&D (\$/mes)	CV con retraso en T&D (\$/kWh)	CF final (\$/mes)	CV final (\$/kWh)
< 150	R1	2.271	23,5	4.662	26,7
151 a 325	R2	2.271	23,5	4.662	26,7
326 a 400	R3	2.271	23,5	4.662	26,7
401 a 450	R4	2.271	23,5	4.662	26,7
451 a 500	R5	2.271	23,5	4.662	26,7
501 a 600	R6	2.271	23,5	4.662	26,7
601 a 700	R7	2.271	23,5	4.662	26,7
701 a 1400	R8	2.271	23,5	4.662	26,7
> 1401	R9	2.271	23,5	4.662	26,7
Promedio		2.271	23,5	4.662	26,7

* La actualización de los márgenes de T&D para eliminar los subsidios económicos se calcula como la suba tarifaria necesaria (105%) para retomar en nov-2023 el nivel real del valor agregado de T&D de ago-18, debido a un incremento estimado del VAD&T de 762% vs una inflación mayorista acumulada de 1669% en ese período.

Tabla 3b. Metrogas: Tarifa post-rebalanceo (CF 70%), noviembre 2023

Consumo, m3/año	Sub-categoría	CF con retraso en T&D (\$/mes)	CV con retraso en T&D (\$/kWh)	CF final (\$/mes)	CV final (\$/m3)
< 500	R1	1.069	42,4	5.623	72,9
500 a 650	R21	1.069	42,4	5.623	72,9
650 a 800	R22	1.069	42,4	5.623	72,9
800 a 1000	R23	1.069	42,4	5.623	72,9
1000 a 1250	R31	1.069	42,4	5.623	72,9
1250 a 1500	R32	1.069	42,4	5.623	72,9
1500 a 1800	R33	1.069	42,4	5.623	72,9
> 1800	R34	1.069	42,4	5.623	72,9
Promedio		1.069	42,4	5.623	72,9

* La actualización de los márgenes de T&D para eliminar los subsidios económicos se calcula como la suba tarifaria necesaria (321%) para retomar en nov-2023 el nivel real del valor agregado de T&D de abr-18, debido a un incremento estimado del VAD&T de 412% vs una inflación mayorista acumulada de 2059% en ese período.

Las Tablas 4 entonces muestran las facturas mensuales de cada tipo de usuario (antes de impuestos), en tres situaciones: la situación actual, la situación post-reclasificación de niveles de ingreso (sólo se subsidia fiscalmente a N2 con los subsidios que hoy recibe N3) y la factura post-rebalanceo total (única para todos los niveles de ingreso), considerando adicionalmente la eventual introducción de una tarifa social aplicada sobre esta única T2P consistente en la deducción de \$ 6.000 al mes en cada factura de los usuarios N2. Como

puede verse, los usuarios de muy bajo consumo que reciban una tarifa social con un descuento de \$ 6.000 al mes tendrían una factura promedio mensual prácticamente nula, en torno a \$ 1.000 en cada servicio.

Tabla 4a. Edenor: Factura mensual (antes de impuestos), promedio anual, según Categorías y Niveles de ingreso, noviembre 2023

Consumo, kWh/mes	Sub-categoría	Factura N1 actual	Factura N2 actual	Factura N3 actual	Factura T2P final	Factura T2P final y TS (\$ 6.000)
< 150	R1	2.336	760	830	6.796	796
151 a 325	R2	6.750	2.060	2.268	11.010	5.010
326 a 400	R3	10.400	3.287	3.603	14.290	8.290
401 a 450	R4	12.416	4.060	4.884	15.970	9.970
451 a 500	R5	14.350	5.010	6.819	17.304	11.304
501 a 600	R6	17.496	6.737	9.965	19.224	13.224
601 a 700	R7	24.393	11.663	16.862	21.891	15.891
701 a 1400	R8	33.595	15.919	26.064	28.585	22.585
> 1401	R9	67.703	28.884	60.172	57.203	51.203
Promedio		10.284	3.944	5.609	13.242	7.242

* Resultante de promediar el CV N3 para consumos hasta 400 kWh/mes y CV N1 para consumos superiores.

Tabla 4b. Metrogas: Factura mensual (antes de impuestos), promedio anual, según Categorías y Niveles de ingreso, noviembre 2023

Consumo, m3/año	Sub-categoría	Factura N1 actual	Factura N2 actual	Factura N3 actual	Factura T2P final	Factura T2P final y TS (\$ 6.000)
< 500	R1	1.310	695	917	7.022	1.022
500 a 650	R21	2.999	1.452	2.033	9.592	3.592
650 a 800	R22	3.877	1.905	2.652	10.598	4.598
800 a 1000	R23	4.842	2.387	3.321	11.797	5.797
1000 a 1250	R31	6.553	3.314	4.555	13.525	7.525
1250 a 1500	R32	8.246	4.153	5.724	15.662	9.662
1500 a 1800	R33	11.140	5.821	7.881	18.038	12.038
> 1800	R34	22.745	11.779	16.046	31.557	25.557
Promedio		3.945	2.012	2.747	10.290	4.290

* Resultante de promediar el CV y PIST del N3 para consumos hasta 70% del tope de cada sub-categoría y 30% del CV y PIST del N1.

En base a estas facturas, las Tablas 5 muestran los cambios, en \$/mes, de cada modificación tarifaria considerada (la correspondiente a la reclasificación, la adicional para ir desde la reclasificación hasta la única T2P post-rebalanceo, y el cambio total emergente de ambos aumentos), sin incorporar en las tarifas el deterioro real que se producirá en los últimos dos meses de 2023. Se observa que, en el servicio eléctrico y agregando las dos fases de la

normalización tarifaria, los usuarios N1 con consumos mayores a 600 kwh/mes deberían pagar hoy –en nov-23 respecto de una tarifa sin subsidios fiscales ni (parcialmente al menos) económicos– una tarifa menor a la que están pagando efectivamente ahora (unos \$ 10.000 mensuales menos en el caso de los usuarios de la categoría R9).

Tabla 5a. Edenor: Variación en \$ de la factura mensual (antes de impuestos), según Categorías y Niveles de ingreso, noviembre 2023

Consumo, kWh/mes	Categoría	Post-reclasificación N1	Post-reclasificación N2	Post-reclasificación N3	Adicional hasta T2P N1	Adicional hasta T2P N2	Adicional hasta T2P N3	Total N1	Total N2	Total N3	Total N2 con TS
< 150	R1	-	70	1.506	4.460	5.966	4.460	4.460	6.036	5.966	36
151 a 325	R2	-	209	4.481	4.260	8.741	4.260	4.260	8.950	8.741	2.950
326 a 400	R3	-	317	6.797	3.890	10.687	3.890	3.890	11.003	10.687	5.003
401 a 450	R4	-	824	7.532	3.555	11.086	3.555	3.555	11.910	11.086	5.910
451 a 500	R5	-	1.809	7.531	2.953	10.485	2.953	2.953	12.294	10.485	6.294
501 a 600	R6	-	3.228	7.531	1.728	9.259	1.728	1.728	12.487	9.259	6.487
601 a 700	R7	-	5.199	7.531	-2.502	5.029	-2.502	-2.502	10.228	5.029	4.228
701 a 1400	R8	-	10.145	7.532	-5.010	2.522	-5.010	-5.010	12.666	2.522	6.666
> 1401	R9	-	31.288	7.531	-10.501	-2.969	-10.501	-10.501	28.318	-2.969	22.318
	Promedio	-	1.665	4.675	2.959	7.634	2.959	2.959	9.298	7.634	3.298

Tabla 5b. Metrogas: Variación en \$ de la factura mensual (antes de impuestos), según Categorías y Niveles de ingreso, noviembre 2023

Consumo, m3/año	Categoría	Post-reclasificación N1	Post-reclasificación N2	Post-reclasificación N3	Adicional hasta T2P N1	Adicional hasta T2P N2	Adicional hasta T2P N3	Total N1	Total N2	Total N3	Total N2 con TS
< 500	R1	-	222	392	5.712	6.104	5.712	5.712	6.327	6.104	327
500 a 650	R21	-	581	966	6.593	7.559	6.593	6.593	8.140	7.559	2.140
650 a 800	R22	-	747	1.225	6.721	7.946	6.721	6.721	8.693	7.946	2.693
800 a 1000	R23	-	934	1.521	6.954	8.476	6.954	6.954	9.410	8.476	3.410
1000 a 1250	R31	-	1.241	1.998	6.972	8.970	6.972	6.972	10.211	8.970	4.211
1250 a 1500	R32	-	1.571	2.522	7.417	9.939	7.417	7.417	11.510	9.939	5.510
1500 a 1800	R33	-	2.060	3.259	6.898	10.157	6.898	6.898	12.217	10.157	6.217
> 1800	R34	-	4.266	6.699	8.813	15.512	8.813	8.813	19.778	15.512	13.778
	Promedio	-	735	1.199	6.345	7.544	6.345	6.345	8.279	7.544	2.279

Ahora bien, las nuevas tarifas post-rebalanceo aplicadas hipotéticamente en enero 2024 deberán ser mayores que las calculadas previamente. Suponiendo por simplicidad que los costos de los servicios aumentarán a un ritmo promedio de 14% mensual (incluyendo la inflación mayorista general y la incidencia de un mayor tipo de cambio real sobre los precios de la energía mayorista que se define en USD), acumulando por lo tanto 300% de mayores costos nominales y agregando así un aumento tarifario adicional latente del 30% para lograr la normalización estimada previamente, las Tablas 6 a continuación muestran las variaciones nominales (en todos los casos son aumentos, excepto para los usuarios N2 de muy bajo consumo y tarifa social), en \$/mes, de las facturas antes de impuestos para cada tipo de usuario. En el caso de los usuarios N2 (quienes reciben la tarifa social), ésta se ajusta por la inflación supuesta y alcanza entonces un valor nominal de \$ 7.800 por servicio por mes.

Tabla 6a. Edenor: Variación en \$ de la factura mensual (antes de impuestos), según Categorías y Niveles de ingreso, enero 2024*

Consumo, kWh/mes	Categoría	Post-reclasificación N1	Post-reclasificación N2	Post-reclasificación N3	Adicional hasta T2P N1	Adicional hasta T2P N2	Adicional hasta T2P N3	Total N1	Total N2	Total N3	Total N2 con TS
< 150	R1	-	70	1.506	6.498	8.005	6.498	6.498	8.075	8.005	275
151 a 325	R2	-	209	4.481	7.563	12.044	7.563	7.563	12.253	12.044	4.453
326 a 400	R3	-	317	6.797	8.177	14.974	8.177	8.177	15.290	14.974	7.490
401 a 450	R4	-	824	7.532	8.346	15.877	8.346	8.346	16.701	15.877	8.901
451 a 500	R5	-	1.809	7.531	8.144	15.676	8.144	8.144	17.485	15.676	9.685
501 a 600	R6	-	3.228	7.531	7.495	15.026	7.495	7.495	18.254	15.026	10.454
601 a 700	R7	-	5.199	7.531	4.065	11.596	4.065	4.065	16.795	11.596	8.995
701 a 1400	R8	-	10.145	7.532	3.566	11.097	3.566	3.566	21.242	11.097	13.442
> 1401	R9	-	31.288	7.531	6.660	14.191	6.660	6.660	45.479	14.191	37.679
	Promedio	-	1.665	4.675	6.931	11.606	6.931	6.931	13.271	11.606	5.471

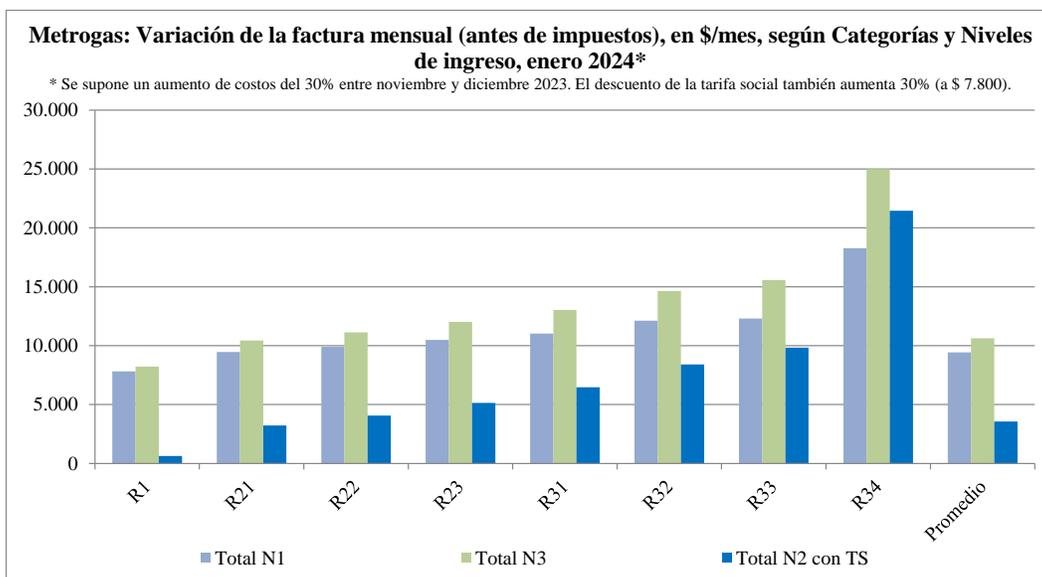
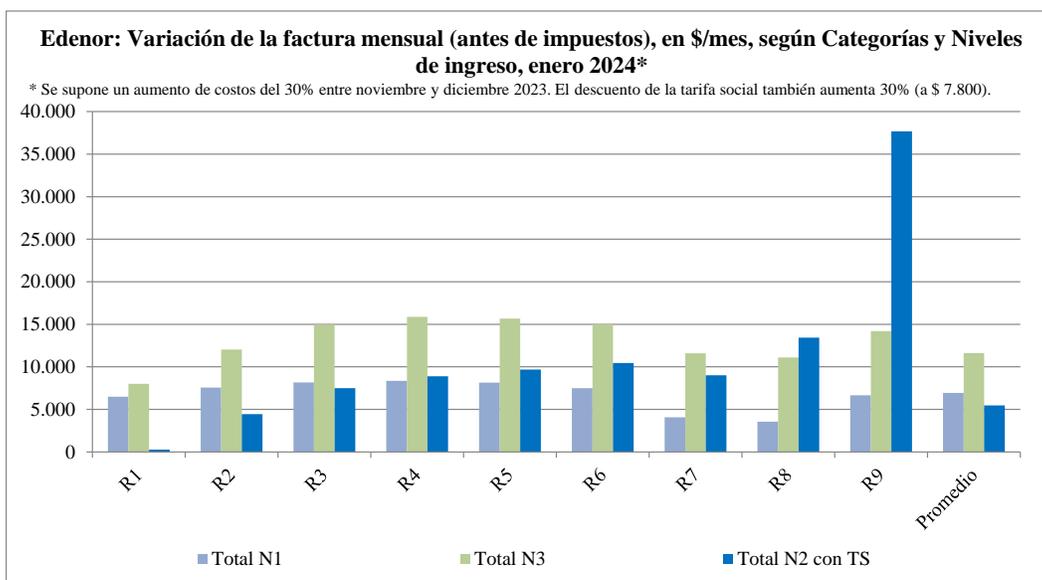
Tabla 6b. Metrogas: Variación en \$ de la factura mensual (antes de impuestos), según Categorías y Niveles de ingreso, enero 2024*

Consumo, m3/año	Categoría	Post-reclasificación N1	Post-reclasificación N2	Post-reclasificación N3	Adicional hasta T2P N1	Adicional hasta T2P N2	Adicional hasta T2P N3	Total N1	Total N2	Total N3	Total N2 con TS
< 500	R1	-	250	475	7.813	8.288	7.813	7.813	8.538	8.288	738
500 a 650	R21	-	610	1.053	9.525	10.579	9.525	9.525	11.189	10.579	3.389
650 a 800	R22	-	780	1.325	9.927	11.251	9.927	9.927	12.032	11.251	4.232
800 a 1000	R23	-	972	1.634	10.495	12.129	10.495	10.495	13.101	12.129	5.301
1000 a 1250	R31	-	1.290	2.145	10.921	13.066	10.921	10.921	14.356	13.066	6.556
1250 a 1500	R32	-	1.628	2.692	11.961	14.653	11.961	11.961	16.281	14.653	8.481
1500 a 1800	R33	-	2.136	3.486	11.950	15.437	11.950	11.950	17.572	15.437	9.772
> 1800	R34	-	4.389	7.066	17.671	24.737	17.671	17.671	29.127	24.737	21.327
	Promedio	-	772	1.311	9.386	10.697	9.386	9.386	11.470	10.697	3.670

* La situación post-rebalanceo en enero 2024 supone un aumento de costos (inflación más devaluación real) del 30% entre noviembre y diciembre 2023. La tarifa social aplica el descuento de \$ 6.000 ajustado por inflación - \$ 7.800- en ene-2024.

Finalmente, las siguientes figuras muestran una síntesis de este ejercicio (omitiendo información no relevante –como es el caso de la post-clasificación N2 que no representa ninguna variación y el caso de los aumentos para N2 sin tarifa social –un grupo inexistente en principio, al menos omitiendo cualquier revisión del universo N2 excluyendo a quienes no pertenecen a dicho grupo–): las variaciones tarifarias que deberían completarse desde enero 2024 serán relativamente acotadas (por debajo de \$ 15.000 mensuales tanto en el servicio eléctrico como en el de gas natural), excepto para el caso de los usuarios N2 de muy alto consumo (R9 en electricidad y R34 en gas natural) y los usuarios N3 de muy alto consumo (R34) de gas natural, quienes pese a recibir un descuento de \$ 7.800 por servicio por mes como tarifa social enfrentarán subas nominales en torno a \$ 38.000 mensuales en el servicio eléctrico y \$ 23.000 mensuales en el servicio de gas natural.

Naturalmente, la incorporación de impuestos lleva a que las variaciones tarifarias deberán agregar 30% o más a los valores nominales anteriores.



Esto indica la necesidad de revisar los subsidios de la TS según la composición familiar del usuario para que esta suba tan pronunciada se acote un poco, pero aquí hay un problema para la implementación seguramente; una posibilidad es que los usuarios N2 de altos consumos con un único servicio (tanto sea energía eléctrica como gas natural) reciban un subsidio mayor (esto es, que el subsidio energético sea un monto por usuario, no por servicio, de modo tal que todos los usuarios N2 de EE y GN, independientemente de que tengan uno u ambos servicios, reciban \$ 15.600 por mes, tal vez adicionalmente ajustado a la composición familiar y niveles de ingreso o riqueza).⁹

⁹ Las tablas y figuras anteriores omiten considerar la TS aplicada al momento de la reclasificación, con la cual se atenuaría la suba para los usuarios N2 en ese momento –tal vez, hasta que se realice el rebalanceo o

En efecto, la anteúltima figura permite ver que las subas tarifarias del servicio eléctrico para los usuarios de alto consumo y bajos ingresos son muy significativas. En Edenor, hay 11.174 clientes R9 que pertenecen al grupo N2 por ingresos (seguramente no tienen acceso a gas), que enfrentan aumentos muy significativos en \$ post-rebalanceo aunque reciban una tarifa social. Representan el 0,4% del total de usuarios residenciales. En Edesur y Edelap (datos no incluidos aquí) estos usuarios R9N2 son incluso menos importantes (0,2% y 0,1% del total, respectivamente). En el interior del país, fundamentalmente en el norte y en la Mesopotamia con menor acceso a gas natural, debería tratarse de un grupo más relevante, pero no necesariamente tendrán aumentos tarifarios tan importantes (en la medida en que los márgenes de T&D no estén tan deprimidos ni esté tan distorsionada la estructura tarifaria como en GBA –y por ende no deban subir tanto).

5.2. Rebalanceo con datos de la encuesta de gasto 2018: impacto por decil de ingreso

El ejercicio anterior, en base a información administrativa, carece de suficiente capilaridad (CABA y GBA son tomadas en conjunto, sólo 3 niveles de ingreso, posibles errores de inclusión y exclusión por sesgos en inscripción y autorización, etc.) y las variaciones tarifarias (aumentos en \$/mes) están sujetas a ajustes por el deterioro tarifario real hasta ene-2024 (supuesto igual al 30% en la subsección anterior) y en mayor medida si su aplicación se demorase en el tiempo.

Una opción es calcular los impactos por decil de ingresos familiares según la Encuesta de Gasto de Hogares (ENGHo) 2018, expresados en % de ingresos familiares adicionales que deberán aplicarse a los SSPP de EE y GN. Así, aunque el gasto en energía en dic-23 represente un % del ingreso menor que en nov-23, si los costos de estos servicios y los ingresos de los usuarios suben nominalmente en la misma medida hasta dic-23 entonces el % del ingreso insumido post-normalización será el mismo que el calculado con el ejercicio hecho en nov-2023.

Dado que la base de datos de ENGHo presenta algunas falencias, se trata de una aproximación a partir de la compatibilización de los datos administrativos y los de la encuesta.

La utilización de la ENGHo supone obtener las cantidades consumidas a partir de los gastos reportados por cada hogar en la región del AMBA en el período de la muestra. Para realizar este ejercicio se deben utilizar los cuadros tarifarios vigentes al levantar los datos de la encuesta, y así vincular los gastos reportados a un nivel de consumo efectivo (ver documento metodológico para los detalles de este proceso).

Simular los niveles de gasto actuales en los servicios de EE y GN requiere multiplicar los consumos identificados por los nuevos cuadros tarifarios vigentes (en nov-2023). Se

segunda fase de la “normalización” a implementar durante el año 2024, los usuarios N2 que pasan a ser tratados como N3 en la reclasificación podrían mantener un subsidio marginal positivo –la mitad que el actual, por unidad– sobre los consumos en exceso a los 400 kWh/mes.

requiere identificar a qué nivel de segmentación tarifaria (N1, N2 y N3) pertenece cada uno de los hogares, ya que esto modifica el cuadro tarifario que enfrenta. Dicha identificación resulta imperfecta porque no es posible vincular todos los criterios aplicables a cada uno de los hogares a partir de los datos de la ENGHo (por ejemplo, no es posible saber si los hogares acceden o no a la compra de moneda extranjera para clasificarlos como N1).

La identificación con los datos de la ENGHo arroja una distribución de la segmentación de los hogares que, contrastada con los datos administrativos, sobre-representa los hogares N3 y sub-representa los N1 y N2.

Por eso realizamos estimaciones que permitan compatibilizar los datos administrativos con la información obtenida de la ENGHo, en base a 2 supuestos alternativos sobre la efectividad de los esquemas de focalización propuestos:

- 1) **Segmentación Perfecta:** los hogares faltantes en las categorías N1 y N2 son incorporados suponiendo que los mecanismos de focalización efectivamente permiten identificar a los usuarios N1 como aquellos N3 de mayores ingresos y a los usuarios N2 como aquellos N3 de menores ingresos;
- 2) **Segmentación Proporcional:** los hogares faltantes en las categorías N1 y N2 son incorporados suponiendo que los errores de inclusión y exclusión del mecanismo de focalización son similares a los que surgen de la sub-población que efectivamente se pudo clasificar como N1 y N2 a partir de los datos de la ENGHo.

Patrones de consumo de electricidad y gas de red en base a la ENGHo:

- Segmentación Base: identificación directa de la ENGHo.
- Estrategia de Segmentación Perfecta: N1 y N2 faltantes se toman de deciles altos y bajos.
- Estrategia de Segmentación Proporcional: se simula un ajuste de la segmentación consistente con los errores de inclusión y exclusión identificados en la ENGHo.

Escenarios de simulación del impacto de ajustes tarifarios sobre los ingresos de los hogares:

- Escenario 1: situación actual y post rebalanceo: compara la situación tarifaria actual con la de un ajuste que alcanza tarifas costo eficientes.
- Escenario 2: situación actual, post rebalanceo y aplicación de *TS lump sum* (TSLs) y *lump sum plus* (TSLSP): escenario 1 con la aplicación de un descuento de \$ 6.000 en nov-23 para los hogares N2 para cada servicio (TSLs) o un descuento de \$ 2.400 por cada miembro del hogar para los hogares N2 para cada servicio (TSLSP).
- Escenario 3: situación actual, esquema de transición y post rebalanceo: escenario 1 con un esquema intermedio donde N3 pagan el esquema N1, y N2 paga el esquema N3.

- Escenario 4: situación actual, esquema de transición y post rebalanceo con aplicación de *TS lump sum* y *TS lump sum plus*: escenario 2 con un esquema intermedio donde N3 pagan el esquema N1, y N2 pagan el esquema N3.
- Escenario 5: situación actual, esquema de transición y post rebalanceo con aplicación de *TS lump sum* conjunta: escenario 4 donde la *TS lump sum* destina \$12.000 a los hogares N2 en lugar de \$6.000 por servicio (no se contempla la *TS lump sum plus*).
- Escenario 6: situación actual, esquema de transición y post rebalanceo con aplicación de *TS lump sum* en base a los criterios de elegibilidad de la Tarifa Social Federal aprobada en 2016: escenario 4 donde la *TS lump sum* se destina a los hogares elegibles según los criterios de la Tarifa Social Federal. Dado que identifica una menor proporción de usuarios vulnerables que los N2 de segmentación, se asigna un subsidio de \$13.000 por hogar que resulta equivalente en términos del costo fiscal a los escenarios anteriores.

Patrones de consumo de electricidad y gas de red: Segmentación Base

La identificación base expone errores de exclusión en N1 de deciles bajos y de inclusión en N2 de deciles altos. Sobre-estima la cantidad de hogares en N3 (establecidos como los usuarios que no se pueden identificar en las categorías N1 y N2) y subestima hogares en N1 y N2 en relación a información administrativa (N1=33%; N2=47%; N3=20% vs última columna de la tabla).

La tabla muestra el número de hogares para cada nivel de segmentación por decil. Los errores de inclusión pueden referenciarse con los hogares pertenecientes a los deciles “ricos” (Deciles >7) que pese a ello reciben una tarifa N2. Análogamente, los errores de exclusión pueden verse como los hogares “pobres” (Deciles <4) que reciben tarifas N1.

Hogares por nivel de segmentación - Identificación original												
Decil												
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total	Partic. nivel
1	6510	9491	14982	37984	51021	46293	79342	128815	153497	365303	893238	19%
2	316541	270285	238663	196216	191595	194333	110183	98895	129626		1746337	37%
3	11039	57607	113289	179112	205073	257944	282967	323131	320654	382642	2133458	45%
Total	334090	337383	366934	413312	447689	498570	472492	550841	603777	747945	4773033	100%

A partir de la identificación de los hogares respecto del su pertenencia a los distintos grupos de segmentación y de deciles de los ingresos, es posible estimar las características de los consumos de cada uno de los subgrupos

En las tablas a continuación por ejemplo se muestran los consumos promedios para cada uno de los subgrupos de segmentación e ingreso que surgen de la información proveniente de la ENGHo

Consumo de kwh (mensuales) por nivel de segmentación de usuario y decil de IPCF - Identificación original											
Decil											
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
1	358	330	581	331	237	276	273	312	327	293	303
2	238	213	236	216	175	192	155	151	168	0	204
3	225	231	298	298	279	295	277	275	264	192	263
Total	240	219	269	262	230	253	248	262	259	242	249

Consumo de m3 (anuales) por nivel de segmentación de usuario y decil de IPCF - Identificación original											
Decil											
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
1	545	897	918	833	1305	901	807	924	880	873	898
2	716	648	536	581	532	575	579	406	443		563
3		997	780	787	906	700	728	722	630	632	709
Total	710	714	615	694	784	681	710	725	662	758	711

Patrones de consumo de electricidad y gas de red: Segmentación Perfecta

- La estrategia de segmentación perfecta corrige la sobre-estimación de N3.
- Los consumos promedios de N1 y N3 son significativamente mayores a N2 para ambos servicios.

Hogares por nivel de segmentación - Identificación perfecta												
Decil												
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total	Partic. nivel
1	6510	9491	14982	37984	51021	46293	79342	128815	452063	747945	1574446	33%
2	327580	327892	351952	375328	343401	194333	110183	98895	129626		2259190	47%
3					53267	257944	282967	323131	22088		939397	20%
Total	334090	337383	366934	413312	447689	498570	472492	550841	603777	747945	4773033	100%

Consumo de kwh (mensuales) por nivel de segmentación de usuario y decil de IPCF - Identificación perfecta											
Decil											
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
1	358	330	581	331	255	289	273	312	285	242	270
2	238	216	256	255	223	191	155	151	168		222
3					257	294	276	275	255		279
Total	240	219	269	262	230	253	248	262	259	242	249

Consumo de m3 (anuales) por nivel de segmentación de usuario y decil de IPCF - Identificación perfecta											
Decil											
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
1	545	897	918	833	1321	929	821	924	713	758	786
2	716	710	591	679	713	576	579	406	443		628
3					532	694	727	722	790		712
Total	710	714	615	694	785	679	711	725	662	758	711

Patrones de consumo de electricidad y gas de red: Segmentación Proporcional

- La estrategia de segmentación proporcional corrige la sobre-estimación de N3.
- Los consumos promedio de N1 y N3 son significativamente mayores que los de N2 para ambos servicios. Los resultados promedio son similares entre ambas estrategias para mejorar la segmentación (aunque no necesariamente la distribución de los consumos).

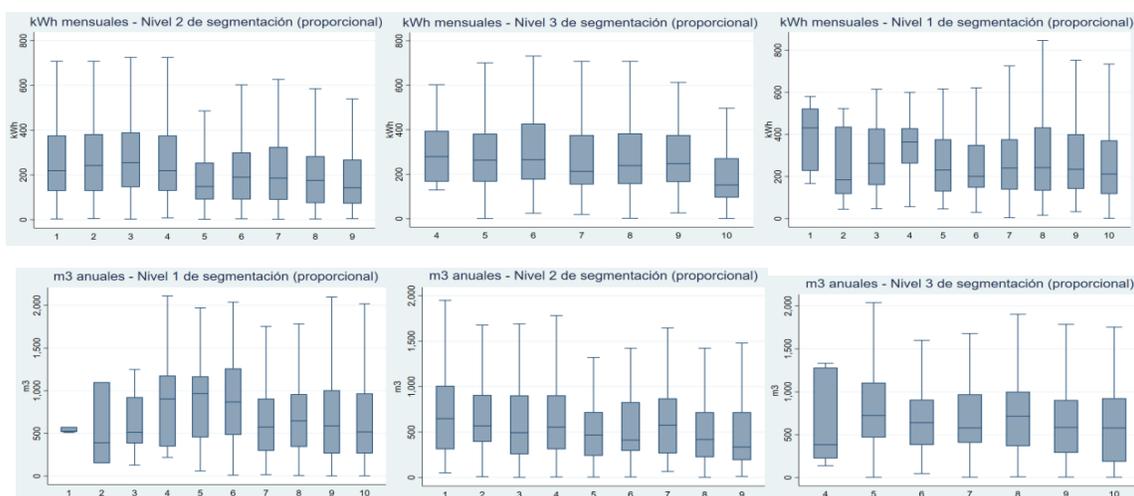
Hogares por nivel de segmentación - Identificación proporcional												
Decil												
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total	Partic. nivel
1	12498	22653	24925	64991	51021	75761	129691	223173	264794	638074	1507581	32%
2	321592	314730	342009	330057	191595	241338	150785	130898	166813		2189817	46%
3				18264	205073	181471	192016	196770	172170	109871	1075635	22%
Total	334090	337383	366934	413312	447689	498570	472492	550841	603777	747945	4773033	100%

Consumo de kwh (mensuales) por nivel de segmentación de usuario y decil de IPCF - Identificación proporcional											
Decil											
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
1	386	218	425	319	255	270	263	278	295	250	271
2	234	219	258	251	177	205	198	195	177	0	221
3				272	275	310	275	287	283	195	276
Total	240	219	269	262	230	253	248	262	259	242	249

Consumo de m3 (anuales) por nivel de segmentación de usuario y decil de IPCF - Identificación proporcional											
Decil											
Nivel seg	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
1	545	532	835	907	1321	914	750	836	768	772	807
2	716	721	593	659	531	571	636	502	480		603
3				692	903	696	738	728	652	668	727
Total	710	714	615	694	785	679	711	725	662	758	711

La utilización de la ENGHO permite obtener una mayor capilaridad de los datos y por ende observar la distribución de los consumos de EE y GN para cada uno de los deciles de ingreso familiar y en cada uno de los grupos de segmentación.

Analizando más detalladamente la distribución de consumo en deciles, se observa en línea con la literatura sectorial, que el vínculo entre los consumos energéticos y el ingreso es débil. **No siempre los deciles de mayor ingreso incluyen aquellos hogares con los máximos de consumo.** Este hecho es central para la evaluación de los esquemas tarifarios propuestos (y eventualmente para el diseño de estrategias tendientes a disminuir los impactos de las reformas tarifarias sobre los hogares de menores ingresos).



Nota: Cada barra representa la distribución del consumo para determinado decil del ingreso familiar. Los límites inferiores y superiores del corchete representan el consumo del percentil 1 y 99 de los hogares pertenecientes del decil. Los límites inferiores y superiores de la caja, representan los consumos del percentil 25 y 75, respectivamente, del decil analizado. La línea que parte el recuadro representa la mediana de los consumos del decil.

Patrones de consumo de electricidad y gas de red: conclusiones

La política de segmentación tarifaria expone **errores de inclusión** donde hogares ubicados en deciles altos del ingreso per cápita familiar (IPCF) son clasificados como N2 y **errores de exclusión** donde hogares de bajos ingresos se clasifican como N1.

Independientemente de la estrategia de identificación para simular una segmentación consistente con los datos administrativos, los consumos promedio de los hogares no exponen un vínculo monótono respecto del ingreso de los hogares, tanto para gas como para electricidad. Sin embargo, se observa un patrón entre los niveles de segmentación, donde **N1 y N3 consumen siempre por encima de N2.**

Si se analiza más allá de los promedios, se observa que **no siempre los deciles más altos exponen los mayores máximos de consumo** (por ejemplo, en N2 tanto para gas como electricidad los hogares de mayor consumo se encuentran en los deciles más bajos).

Escenarios de simulación del impacto de reformas sobre los ingresos

La utilización de los datos provistos por la ENGHo permite simular los impactos de las propuestas de reformas tarifarias sobre los ingresos de los hogares.

Para una estimación sintética de los impactos se optó por identificar 4 grupos de hogares ordenados en base al impacto de las tarifas sobre el presupuesto mensual:

- Grupo 1 (Verde): hogares para los que el pago de la factura mensual de los servicios representa menos del 3% de sus ingresos. Estos hogares no presentan problemas para el pago de sus facturas.
- Grupo 2 (Amarillo): hogares para los que el pago de la factura mensual de los servicios representa entre el 3% y el 5% de sus ingresos. Estos hogares se consideran bajo un estrés limitado para el pago de sus facturas.
- Grupo 3 (Naranja): hogares para los que el pago de la factura mensual de los servicios representa entre el 5% y el 10% de sus ingresos. Estos hogares se consideran bajo un estrés moderado para el pago de sus facturas.
- Grupo 4 (Rojo): hogares para los que el pago de la factura mensual de los servicios representa más del 10% de sus ingresos. Estos hogares se consideran bajo un estrés extremo para el pago de sus facturas.

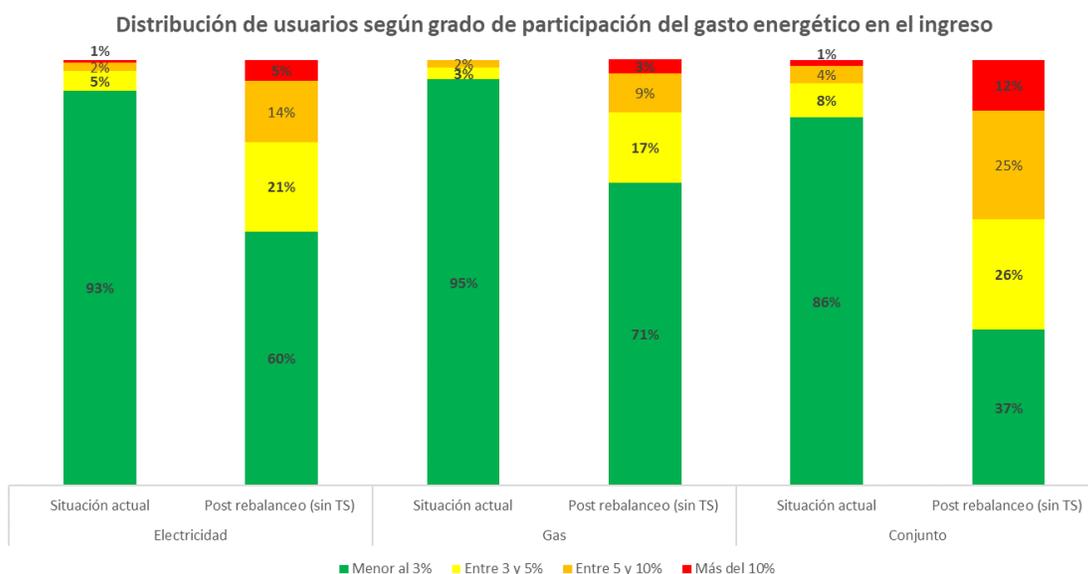
Escenarios de simulación del impacto de ajustes tarifarios sobre los ingresos de los hogares:

- **Escenario 1: situación actual y post-rebalanceo.** Compara la situación tarifaria actual con la de un ajuste que alcanza tarifas costo-eficientes.
- **Escenario 2: situación actual, post-rebalanceo y aplicación de *TS lump sum* (TSLs) y *TS lump sum plus* (TSLSP).** Escenario 1 con la aplicación de un descuento de \$ 6.000 para los hogares N2 para cada servicio (TSLs) o un descuento

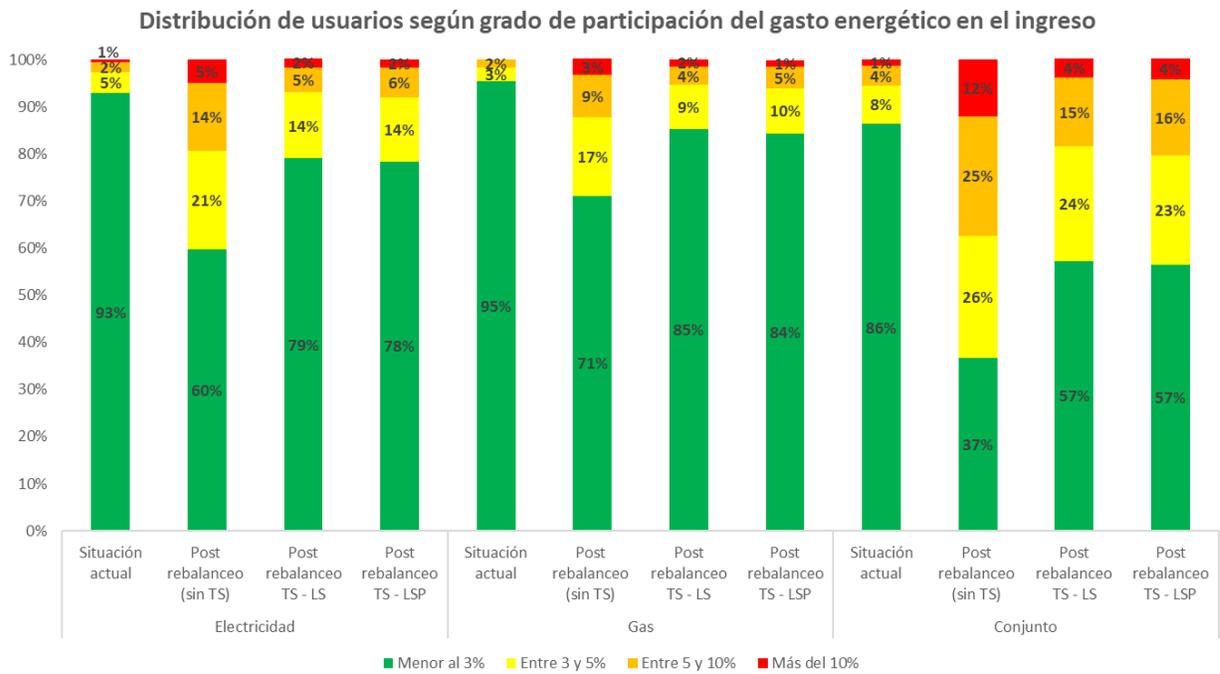
de \$ 2.400 por cada miembro del hogar para los hogares N2 para cada servicio (TSLSP).

- **Escenario 3: situación actual, esquema de transición y post-rebalanceo.** Escenario 1 con un esquema intermedio donde N3 pagan el cuadro tarifario actual correspondiente a la segmentación N1, y N2 pagan el correspondiente a N3.
- **Escenario 4: situación actual, esquema de transición y post-rebalanceo con aplicación de *TS lump sum* y *TS lump sum plus*.** Escenario 2 con un esquema intermedio donde usuarios N3 pagan el esquema de usuarios N1, y N2 pagan el de N3.
- **Escenario 5:** situación actual, esquema de transición y post rebalanceo con aplicación de *TS lump sum* conjunta donde se aplica un descuento de \$12.000 independiente que el hogar tenga uno o dos servicios.
- **Escenario 6:** situación actual, esquema de transición y post rebalanceo con aplicación de *TS lump sum* en base a los criterios de elegibilidad de la Tarifa Social Federal aprobada en 2016.

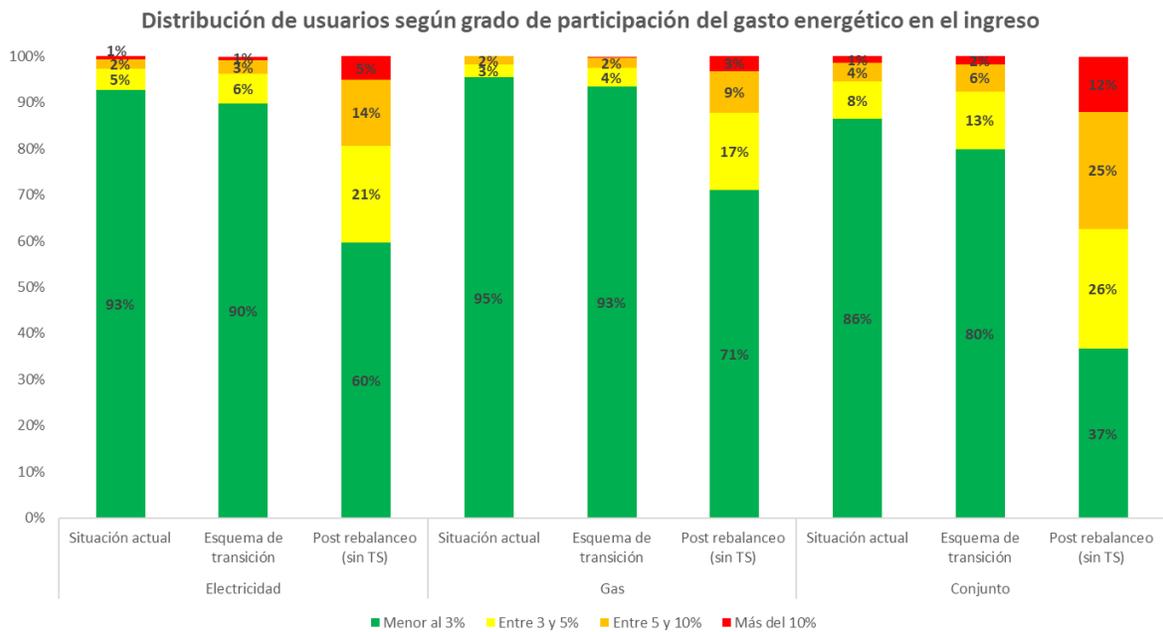
Escenarios de simulación: Escenario 1 (Noviembre 2023)



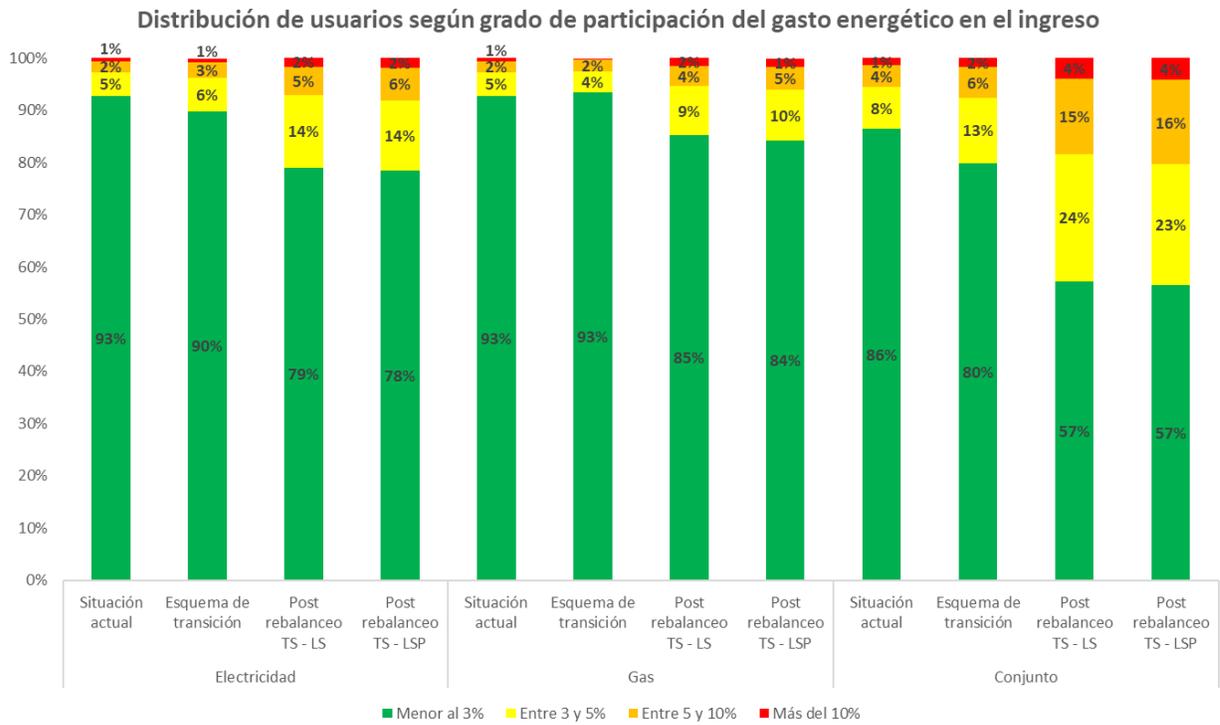
Escenarios de simulación: Escenario 2 (Noviembre 2023)



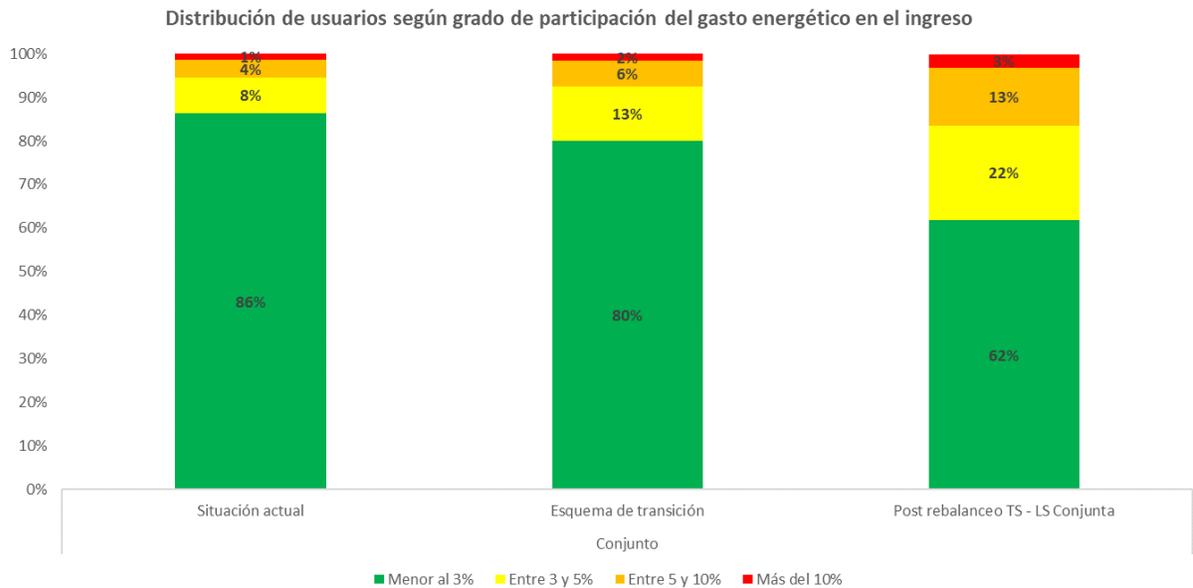
Escenarios de simulación: Escenario 3 (Noviembre 2023)



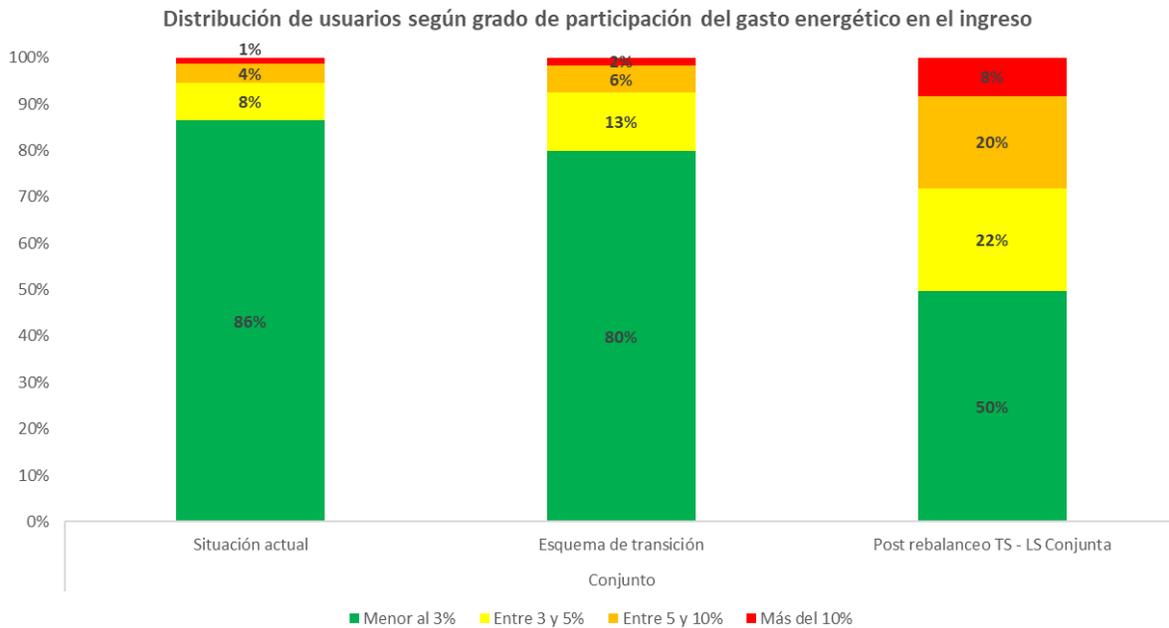
Escenarios de simulación: Escenario 4 (Noviembre 2023)



Escenarios de simulación: Escenario 5 (Noviembre 2023)



Escenarios de simulación: Escenario 6 (Noviembre 2023)



Conclusiones

- En el Escenario 1 se observa que actualizar las tarifas a niveles costo-eficientes implica un **crecimiento de los hogares que destinan más del 10% de su ingreso a gasto en electricidad y gas** (medida internacional de pobreza energética) **desde 1% a 12%**. Por otro lado, **los hogares que destinan menos de 3% al pago de servicios se reduce fuertemente a menos de la mitad** (desde 86% a 37%)
- En caso de aplicar algún esquema de tarifa social (TSLs o TSLSP) el crecimiento de hogares pagando más del 10% de su ingreso crece hasta el 4% (Escenario 2)
- Los escenarios con esquema de transición (3 y 4) explican que pasar a los usuarios de N3 a N1 y a los usuarios de N2 a N3 implica, en primera instancia, menores incrementos de los gastos de los hogares. Hogares en situación de PE pasarían solamente del 1% a 2%
- En el Escenario 5 se observa una mayor proporción de hogares en verde en relación al Escenario 4 (66% vs 57%) debido a que el subsidio cubre se duplica en aquellos hogares que poseen un solo servicio.
- En el Escenario 6 la proporción de hogares en verde cae en relación al Escenario 4 debido a que la cantidad de hogares identificados como beneficiarios de la Tarifa Social Federal es menor a los identificados como menores ingresos en segmentación (N2), por lo que el subsidio general es menor.

5.3. Extensión cualitativa de este ejercicio al interior del país

Los distintos ejercicios presentados en la sección 5 están basados en información disponible para el AMBA. Sin embargo, es necesario tener en cuenta algunos factores para la extrapolación de los resultados de los ejercicios a otras jurisdicciones en el país.

En primer lugar, para el caso de la energía eléctrica, la regulación de las tarifas asociadas a los costos de transmisión y distribución son jurisdicción de las provincias. En este sentido, el ciclo de atraso tarifario a nivel nacional (con competencia sobre EDENOR y EDESUR) no fue reproducido en otras jurisdicciones: más allá de algún ejemplo en contrario, el retraso real del VAD&T en el AMBA es mayor al retraso promedio en el interior del país. Si bien excede este ejercicio determinar si los niveles de los cargos por T&D en las respectivas jurisdicciones son suficientes para remunerar a las inversiones realizadas, una consecuencia efectiva es que los impactos porcentuales y sobre los ingresos de los ejercicios planteados son presumiblemente menores para las jurisdicciones del interior del país puesto que el impacto de los incrementos planteados solo afectan al componente vinculado al precio de la energía mayorista.

Un segundo aspecto, en el caso del servicio eléctrico, reside en que las distorsiones en la estructura tarifaria residencial observada en el AMBA, aunque comparte cualitativamente algunos aspectos en común con las estructuras tarifarias observadas en el interior del país, presenta sesgos extremos. En AMBA, obviando algún contra-ejemplo puntual y parcial, los cargos fijos y variables en las tarifas de usuarios en categorías extremas según niveles de consumo residencial (R1 vs R34 en AMBA) tienen mayor dispersión que en el interior del país, mientras que los cargos fijos tienen en conjunto una importancia menor dentro de los ingresos para cubrir el VAD de cada distribuidora, lo cual implica que la magnitud del rebalanceo tarifario (suba de cargos fijos y variables para usuarios de bajo consumo, en caso de llevarse a cabo también en el interior del país para aplicar una única T2P que refleje correctamente los costos fijos y variables asociados) tiende a ser mayor en el AMBA que en el resto del país. Y en consecuencia, las modificaciones tarifarias estimadas en el AMBA sobre-estiman los cambios tarifarios para distintas categorías de usuarios residenciales que cabe esperar en el interior del país.

Un tercer aspecto a tener en cuenta para la extrapolación de los resultados es que para la construcción de los ejercicios de rebalanceo y de incidencia sobre los ingresos de los procesos de ajuste tarifarios fueron tomadas en cuenta las estructuras de usuarios N1, N2 y N3 del AMBA de acuerdo a los registros administrativos obtenidos. Dado que las diferentes propuestas tienen impactos diferenciales sobre los niveles de ajuste dependiendo de la respectiva categoría de usuarios, los efectos composición son relevantes para determinar los resultados agregados. En este sentido, es esperable que los impactos de los ajustes tarifarios se encuentren sobrestimados, tanto en su dimensión porcentual como respecto de los ingresos, en aquellas jurisdicciones cuyos usuarios categorizados como N2 se encuentren sobrerrepresentados respecto de AMBA (y viceversa).

Finalmente, un aspecto diferencial adicional necesario a tener en cuenta tiene que ver con la presión impositiva en cada jurisdicción. Si bien las estimaciones en la tarifas en los ejercicios de la sección 5 fueron realizados sobre los cuadros tarifarios antes de impuestos, la evidencia registra que los componentes impositivos pueden tener un impacto significativo sobre las tarifas finales dependiendo de la jurisdicción. En este sentido, el impacto de los procesos de ajuste tarifario tienen un efecto diferencial sobre las tarifas finales dependiendo de las tasas y los cargos que las diversas jurisdicciones aplican sobre los servicios.

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

130. Pruebas APRENDER: la dimensión regional Mismos derechos, distintas oportunidades
129. La competencia en el segmento upstream de la industria farmacéutica argentina: 2012-2018, Mayo 2019
128. La cumbre del G20 de 2018 y su importancia para América Latina, Marzo 2019.
127. Pruebas APRENDER: o acerca de la cuantificación de oportunidades, Ivana Templado, Agosto 2018.
126. Acuerdo de Comercio Mercosur – Unión Europea: Impacto Sobre el Gasto en Medicamentos Adquiridos en Farmacias y por PAMI en Argentina, Walter Cont, Mónica Panadeiros y Santiago Urbiztondo, Enero 2018.
125. Revisión del Paradigma de los Sistemas: Clarificación y agregados a la luz de la transición post-socialista, János Kornai, Marzo 2017.
124. La regulación de los servicios públicos en Argentina, 2003-2015: Lógica y balance de tres períodos presidenciales bajo un mismo signo político, Santiago Urbiztondo, Febrero 2016.
123. El sistema tributario argentino. Análisis y evaluación de propuestas para reformarlo, Daniel Artana (coord.), Isidro Guardarucci, Pablo Lavigne, Jorge Puig, Nuria Susmel, Agosto 2015.
122. Subsidios a la energía, devaluación y precios. Fernando Navajas, Abril 2015.
121. La competencia en el segmento upstream de la industria farmacéutica argentina. Santiago Urbiztondo, Walter Cont y Mónica Panadeiros. Octubre 2013.
120. Consumo residencial de electricidad y eficiencia energética: un enfoque de regresión cuantílica. Pedro Hancevic y Fernando Navajas. Abril 2013.
119. Eficiencia del gasto público en las provincias argentinas. Explorando sus determinantes. Cynthia Moskovits y Javier Cao. Octubre 2012.
118. La infraestructura vial en Argentina. Guillermo Bermudez. Octubre 2012.
117. La productividad del sistema financiero argentino: ¿son los bancos públicos diferentes? Ramiro Moya. Octubre 2012.
116. La calidad educativa en la Argentina. Sebastián Auguste. Octubre 2012.
115. Eficiencia del sistema de salud en la Argentina. Mónica Panadeiros. Octubre 2012.
114. La vivienda social: criterios de eficiencia y descentralización de la política habitacional. Marcela Cristini, Guillermo Bermúdez y Ramiro Moya. Octubre 2012.
113. Workable environmentally related energy taxes. Fernando Navajas, Mónica Panadeiros, Oscar Natale. Junio 2012.
112. Fijación de alícuotas en el sistema de riesgos del trabajo. Mónica Panadeiros. Mayo 2012.
111. Revisando el impacto fiscal de la suba de los precios del petróleo en Centroamérica. Marcelo Catena y Fernando Navajas. Marzo 2012.
110. Provisión pública de agua potable y saneamiento en América Latina: una descripción sintética bajo una óptica regulatoria moderna. Santiago Urbiztondo. Febrero 2012.
109. Sub-national revenue mobilization in Latin America and Caribbean Countries. the case of Argentina. D. Artana, S. Auguste, M. Cristini, C. Moskovits e I. Templado . Enero 2012.
108. Energía, maldición de recursos y enfermedad holandesa. Fernando Navajas. Octubre 2011.
107. What drove down natural gas production in Argentina? D. Barril y F. Navajas. Mayo 2011.
106. Is the Argentine Revenue Effort “too” High? D. Artana and I. Templado. Noviembre 2010.
105. Infraestructura y Energía en la Argentina: Diagnósticos, Desafíos y Opciones. F. Navajas. Octubre 2010.
104. Passenger Cars and CO2 Emissions: Assessing Global Impacts of a Convergence to Low-power. F. Navajas y M. Panadeiros. Octubre 2010.
103. Política Fiscal y Cohesión Social: El Federalismo Cuenta. M. Cristini, C. Moskovits, G. Bermúdez y D. Focanti. Junio 2010.
102. Informalidad Laboral en la Argentina. J. L. Bour, N. Susmel y P. Roccatagliata. Mayo 2010.
101. Energy Populism and Household Welfare. W. Cont, P. Hancevic y F. Navajas. Agosto 2009.
100. Acceso a Internet y Desempeño Académico en la Argentina: Explorando la Evidencia. M. Cristini y G. Bermudez. Diciembre 2008. Abril 2009.
99. Políticas para Mitigar Riesgos Sociales. El Caso de los Infortunios Laborales y el Desempleo. M. Panadeiros y N. Susmel. Diciembre 2008.

98. El Desempeño de los Sistemas de Capitalización Previsional en América Latina: Determinantes Estructurales y Regulatorios sobre la Competencia de las AFP. Sebastián Auguste y Santiago Urbiztondo. Noviembre 2008.
97. Financiamiento de la Infraestructura en la Argentina: lo que dejó la crisis macroeconómica. D. Artana y R. Moya. Noviembre 2008.
96. Adaptación Tarifaria y Tarifa Social: Simulaciones para Gas Natural y Electricidad en el AMBA. F. Navajas y P. Hancevic. Diciembre 2007.
95. Estructuras Tarifarias en el Servicio de Electricidad para Usuarios Residenciales. El Caso de las Provincias Argentinas. Walter Cont. Diciembre 2007.
94. El Shock de los Precios del Petróleo en América Central: Implicancias Fiscales y Energéticas. Daniel Artana, Marcelo Catena y Fernando Navajas. Agosto 2007.
93. El Mapa Económico de las Mujeres Argentinas (1998-2006). M. Cristini y G. Bermudez Abril 2007.
92. Are Latin-American Countries Decentralized? D. Artana. Marzo 2007.
91. El Sistema Argentino de Innovación (1980-2004): Evaluación y Propuestas. M. Cristini, G. Bermudez y F. Ares. Diciembre 2006.
90. ¿Qué Hace Diferente a las Aseguradoras del Resto de las Empresas? Una Propuesta General para Fortalecer el Mercado de Seguros. R. Moya. Diciembre 2006.
89. "Energó –Crunch" Argentino 2002-20XX. F. Navajas. Octubre 2006.
88. Privatization of Infrastructure Facilities in Latin America: Full Economic Effects and Perceptions. S. Urbiztondo. Julio 2006.
87. Gasto Tributario: Concepto y Aspectos Metodológicos para su Estimación. D. Artana. Diciembre 2005.
86. Fusiones Horizontales. W. Cont y F. Navajas. Diciembre 2005.
85. La Reforma del Sector Eléctrico en Colombia: Breve Análisis y Crítica Constructiva. S. Urbiztondo y J.M. Rojas. Octubre 2005.
84. Transparencia, Confidencialidad y Competencia: Un Análisis Económico de las Reformas Actuales en el Mercado de Gas Natural Argentino. S. Urbiztondo, Agosto 2005.
83. Proyecto Mundial de Internet: El Capítulo Argentino. FIEL e Instituto de Economía Aplicada (Fundación Banco Empresario de Tucumán). Noviembre 2004.
82. La Anatomía Simple de la Crisis Energética en la Argentina. F. Navajas y W. Cont. Septiembre 2004.
81. La Nueva China Cambia al Mundo. M. Cristini y G. Bermúdez. Septiembre 2004.
80. Las PYMES Argentinas: Ambiente de Negocios y Crecimiento Exportador. M. Cristini y G. Bermúdez. Junio 2004.
79. Educación Universitaria. Aportes para el Debate acerca de su Efectividad y Equidad. M. Echart. Diciembre 2003.
78. Cables Suetos: La Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (Comedia). E. Bour y Carlos A. Carman. Noviembre 2003.
77. Renegotiation with Public Utilities in Argentina: Analysis and Proposal. S. Urbiztondo. Octubre 2003.
76. Productividad y Crecimiento de las PYMES: La Evidencia Argentina en los 90. M. Cristini, P. Costa y N. Susmel. Mayo 2003.
75. Infraestructura y Costos de Logística en la Argentina. M. Cristini, R. Moya y G. Bermúdez. Noviembre 2002.
74. Nuevas Estrategias Competitivas en la Industria Farmacéutica Argentina y Reconocimiento de la Propiedad Intelectual. M. Panadeiros. Octubre 2002.
73. Estructuras Tarifarias Bajo Estrés. F. Navajas. Septiembre 2002.
72. Seguridad Social y Competitividad: El Caso del Sistema de Salud. M. Panadeiros. Marzo 2002.
71. El Agro y el País: Una Estrategia para el Futuro. M. Cristini y Otros. Octubre 2001.
70. Reseña: Índice de Producción Industrial y sus Ciclos. Lindor Esteban Martin Lucero. Agosto 2001.
69. Apertura Comercial en el Sector Informático. P. Acosta y M. Cristini. Junio 2001.
68. Microeconomic Decompositions of Aggregate Variables. An Application to Labor Informality in Argentina. L. Gasparini. Marzo 2001.
67. Una Educación para el Siglo XXI. La Práctica de la Evaluación de la Calidad de la Educación. Experiencia Argentina e Internacional. M. Nicholson. Diciembre 2000.

66. Una Educación para el Siglo XXI. La Evaluación de la Calidad de la Educación. G. Cousinet. Noviembre 2000.
65. Hacia un Programa de Obras Públicas Ampliado: Beneficios y Requisitos Fiscales. S. Auguste, M. Cristini y C. Moskovits. Septiembre 2000.
64. La Apertura Financiera Argentina de los '90. Una Visión Complementaria de la Balanza de Pagos. Claudio Dal Din. Junio 2000.
63. La Integración Mercosur-Unión Europea: La Óptica de los Negocios. M. Cristini y M. Panadeiros. Diciembre 1999.
62. El Control Aduanero en una Economía Abierta: El Caso del Programa de Inspección de Preembarque en la Argentina. M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
61. El Crédito para las Microempresas: Una Propuesta de Institucionalización para la Argentina. M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
60. El Problema del Año 2000. Implicancias Económicas Potenciales. E. Bour. Marzo 1999.
59. Aspectos Financieros de Tipos de Cambio y Monetarios del Mercosur. Diciembre 1998.
58. Desarrollos Recientes en las Finanzas de los Gobiernos Locales en Argentina. R. López Murphy y C. Moskovits. Noviembre 1998.
57. Regulaciones a los Supermercados. D. Artana y M. Panadeiros. Julio 1998.
56. La Deuda Pública Argentina: 1990-1997. C. Dal Din y N. López Isnardi. Junio 1998.
55. Modernización del Comercio Minorista en la Argentina: El Rol de los Supermercados. D. Artana, M. Cristini, R. Moya, M. Panadeiros. Septiembre 1997.
54. Competencia Desleal en el Comercio Minorista. Experiencia para el Caso Argentino. D. Artana y F. Navajas. Agosto 1997.
53. Decentralisation, Inter-Governmental Fiscal Relations and Macroeconomic Governance. The Case of Argentina. Ricardo L. Murphy and C. Moskovits. Agosto 1997.
52. Las Estadísticas Laborales. Juan L. Bour y Nuria Susmel. Junio 1997.
51. Determinantes del Ahorro Interno: El Caso Argentino. R. López Murphy, F. Navajas, S. Urbiztondo y C. Moskovits. Diciembre 1996.
50. Mercado Laboral e Instituciones: Lecciones a partir del Caso de Chile. Ricardo Paredes M. Diciembre 1996.
49. Una Propuesta de Tarifación Vial para el Area Metropolitana. O. Libonatti, R. Moya y M. Salinardi. Septiembre 1996.
48. El Relanceo de las Tarifas Telefónicas en la Argentina. D. Artana, R. L. Murphy, F. Navajas y S. Urbiztondo. Diciembre 1995.
47. Las PYMES en la Argentina. M. Cristini. Diciembre 1995.
46. Precios y Márgenes del Gas Natural: Algunas Observaciones Comparativas. F. Navajas. Octubre 1995.
45. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera (2da. parte). M. Lurati. Septiembre 1995.
44. Defensa de la Competencia. D. Artana. Marzo 1995.
43. Defensa del Consumidor. D. Artana. Diciembre 1994.
42. Fiscal Decentralization: Some Lessons for Latin America. D. Artana, R. López Murphy. Octubre 1994.
41. Reforma Previsional y Opción de Reparto-Capitalización. José Delgado. Junio 1994.
40. La Experiencia del Asia Oriental. FIEL/BANCO MUNDIAL. Marzo de 1994.
39. Financiamiento de la Inversión Privada en Sectores de Infraestructura. FIEL/BANCO MUNDIAL. Diciembre de 1993.
38. La Descentralización de la Educación Superior: Elementos de un Programa de Reforma. Agosto 1993.
37. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera. M. Lurati. Julio 1993.
36. El Arancel Externo Común (AEC) del MERCOSUR: los conflictos. M. Cristini, N. Balzarotti. Febrero 1993.
35. Costos Laborales en el MERCOSUR: Comparación de los Costos Laborales Directos. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Diciembre 1992.
34. Gasto Público Social: El Sistema de Salud. M. Panadeiros. Septiembre 1992.
33. El sistema Agro-Alimentario y el Mercado de la CE. M. Cristini. Junio 1992.

32. Costos Laborales en el MERCOSUR: Legislación Comparada. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Abril 1992.
31. Los Acuerdos Regionales en los 90: Un Estudio Comparado de la CE92, el NAFTA y el MERCOSUR. M. Cristini, N. Balzarotti. Diciembre 1991.
30. Reforma de la Caja de Jubilaciones y Pensiones de la Provincia de Mendoza. M. Cristini, J. Delgado. Octubre 1991.
29. El Sistema de Obras Sociales en la Argentina: Diagnóstico y Propuesta de Reforma. M. Panadeiros. Agosto 1991.
28. Propuesta de Reforma de la Carta Orgánica del Banco Central. J. Piekarz, E. Szewach. Marzo 1991.
27. La Comercialización de Granos. Análisis del Mercado Argentino. D. Artana, M. Cristini, J. Delgado. Diciembre 1990.
26. Algunas Consideraciones sobre el Endeudamiento y la Solvencia del SPA. D. Artana, O. Libonatti, C. Rivas. Noviembre 1990.
25. Evolución de las Cotizaciones Accionarias en el Largo Plazo. C. Miteff. Julio 1990.
24. Efectos de un Esquema de Apertura Económica sobre la Calidad de Bienes Producidos Localmente. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Marzo 1990.
23. Principales Características de las Exportaciones Industriales en la Argentina. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Diciembre 1989.
22. La Promoción a la Informática en la Argentina. D. Artana, M. Salinardi. Septiembre 1989.
21. Inversión en Educación Universitaria en Argentina. J. L. Bour, M. Echart. Junio 1989.
20. Incidencia de los Impuestos Indirectos en el Gasto de las Familias. J. L. Bour, J. Sereno, N. Susmel. Enero 1989.
19. Aspectos Dinámicos del Funcionamiento del Mercado de Tierras: El Caso Argentino. M. Cristini, O. Chisari. Noviembre 1988.
18. Investigaciones Antidumping y Compensatorias contra los Países Latinoamericanos Altamente Endeudados. J. Nogués. Agosto 1988.
17. Sistema de Atención Médica en la Argentina: Propuesta para su Reforma. M. Panadeiros. Mayo 1988.
16. Regulación y Desregulación: Teoría y Evidencia Empírica. D. Artana y E. Szewach. Marzo 1988.
15. Informe OKITA: Un Análisis Crítico. D. Artana, J. L. Bour, N. Susmel y E. Szewach. Diciembre 1987.
14. La Política Agropecuaria Común (PAC): Causas de su Permanencia y Perspectivas Futuras. M. Cristini. Julio 1987.
13. Las Encuestas de Coyuntura de FIEL como Predictores del Nivel de Actividad en el Corto Plazo. M. Cristini e Isidro Soloaga. Noviembre 1986.
12. La Demanda de Carne Vacuna en la Argentina: Determinantes y Estimaciones. M. Cristini. Noviembre 1986.
11. El Impuesto a la Tierra: una Discusión de sus Efectos Económicos para el Caso Argentino. M. Cristini y O. Chisari. Abril 1986.
10. El Impuesto a la Tierra, las Retenciones y sus Efectos en la Producción Actual y la Futura. M. Cristini, N. Susmel y E. Szewach. Octubre 1985.
9. El Ciclo Ganadero. La Evidencia Empírica 1982-84 y su Incorporación a un Modelo de Comportamiento. M. Cristini. Noviembre 1984.
8. Determinantes de la Oferta de Trabajo en Buenos Aires. J. L. Bour. Enero 1984.
7. La Oferta Agropecuaria: El Caso del Trigo en la Última Década. M. Cristini. Septiembre 1983.
6. Ocupaciones e Ingresos en el Mercado de Trabajo de la Cap. Fed. y GBA. H. Hopenhayn. 1982. 3 tomos.
5. Oferta de Trabajo: Conceptos Básicos y Problemas de Medición. J. L. Bour. Julio 1982.
4. Ganado Vacuno: El Ciclo de Existencias en las Provincias. M. Cristini. Junio 1982.
3. Algunas Reflexiones sobre el Tratamiento a los Insumos no Comercializados en el Cálculo de Protección Efectiva. G. E. Nielsen. Diciembre 1981.
2. Encuesta sobre Remuneraciones en la Industria. Diseño Metodológico. J. L. Bour, V. L. Funes, H. Hopenhayn. Diciembre 1981.
1. La Fuerza de Trabajo en Buenos Aires, J. L. Bour. Diciembre 1981.

Patrocinantes FIEL



AMARILLAGAS



ADEBA
Asociación de Bancos Argentinos

BBVA

citi

BANCO COMAFI

Galicia

ICBC

Itaú

SUPERVIELLE

BANCO PATAGONIA



BCG BOSTON CONSULTING GROUP

Bolsa de Cereales

BCBA

Bolsa de Comercio de Buenos Aires

BRINKS

Cámara Argentina de Comercio y Servicios
Fundada en 1924

CAMARCO
Cámara Argentina de la Construcción

camuzzi

Cargill

CEDOL
CÁMARA EMPRESARIAL DE OPERADORES LOGÍSTICOS

Cencosud S.A.
CENTRO FINANCIERO DE LA AMÉRICA LATINA

CHEP

CILFA
Cámara Industrial de Laboratorios Farmacéuticos Argentinos

COSTA GALANA
COSTA GALANA S.A.

COMISIÓN DE CTS
COMISIÓN DE CTS
SEGURIDAD DE BOLSA

DROGUERIA DEL SUD

CORDERO

fv
Grúas de alta tecnología

fatabella.



Firmenich

Patrocinantes FIEL

